



INFORME DE LA COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR ANTECEDENTES SOBRE DETERMINADOS ACTOS DEL GOBIERNO EN EL CUMPLIMIENTO DE SUS NORMATIVAS SECTORIALES, LA FISCALIZACIÓN, COORDINACIÓN, OPERATIVIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y AGUA POTABLE, ESPECIALMENTE DURANTE LOS EVENTOS CLIMÁTICOS QUE AFECTARON A LAS REGIONES METROPOLITANA DE SANTIAGO, DE VALPARAÍSO, DE O'HIGGINS, DEL MAULE, DEL BIOBÍO Y DE LA ARAUCANÍA, ENTRE LOS AÑOS 2023 Y 2024 [\(CEI N°59\)](#).

HONORABLE CÁMARA:

La Comisión emite su informe según la competencia que le fuera asignada por acuerdo de la Cámara de Diputados, y plantea las conclusiones y recomendaciones que al final se indican.

De conformidad con lo prescrito en el artículo 318 del Reglamento de la Corporación, corresponde consignar lo siguiente:

I.- COMPETENCIA.

Oficio N° 19.827

VALPARAÍSO, 10 de septiembre de 2024

La Cámara de Diputadas y de Diputados en sesión de esta fecha, y en virtud de lo dispuesto en los artículos 52, N°1, letra c), de la Constitución Política de la República; 53 de la Ley Orgánica Constitucional del Congreso Nacional y 313 y siguientes del reglamento de la Corporación, ha prestado su aprobación a la solicitud de sesenta y dos diputadas y diputados en orden a crear una Comisión Especial Investigadora encargada de reunir antecedentes sobre determinados actos del Gobierno en el cumplimiento de sus normativas sectoriales, la fiscalización, coordinación, operatividad y funcionamiento de los servicios de distribución eléctrica y agua potable, especialmente durante los eventos climáticos que afectaron a las regiones Metropolitana de Santiago, de Valparaíso, de O'Higgins, del Maule, del Biobío y de La Araucanía, entre los años 2023 y 2024 (CEI N°59).

La Comisión Investigadora deberá rendir su informe en un plazo no superior a sesenta días, y para el desempeño de su mandato podrá constituirse en cualquier lugar del territorio nacional.

Lo que tengo a honra comunicar a US.



Firmado electrónicamente

<https://extranet.camara.cl/verificardoc>

Código de verificación: 2E0DEB1CEBF9D440

II.- RELACIÓN DEL TRABAJO EFECTUADO.

La Comisión se integró con las siguientes señoras diputadas y señores diputados:

1. Roberto Arroyo Muñoz.
2. Fernando Bórquez Montecinos.
3. Jorge Brito Hasbún.
4. Andrés Celis Montt.
5. Rubén Darío Oyarzo.
6. Marta González Olea.
7. Benjamín Moreno Bascur.
8. Jaime Mulet Martínez.
9. Marcela Riquelme Aliaga.
10. Alexis Sepúlveda Soto.
11. Marco Antonio Sulantay Olivares.
12. Nelson Venegas Salazar.
13. Cristóbal Urruticoechea Ríos.

La Secretaría de la Comisión estuvo integrada por el Abogado Secretario de Comisiones, don Roberto Fuentes Innocenti; el Abogado Ayudante de Comisiones don Mauricio Vicencio Bustamante, y la Secretaria Ejecutiva doña Mabel Mesías Chacano.

- OFICIOS DESPACHADOS Y RESPUESTAS RECIBIDAS

Sesión	Nº Oficio	Destino	Referencia	Respuesta
21 ene 2025	4/127/2025	Cámara de Diputados	Oficio de la Comisión de CEI 59 encargada de reunir antecedentes sobre los cortes de luz y agua potable durante los eventos climáticos del año 2023 y 2024 en las regiones que se indican., por el cual se solicita el acuerdo de la Sala para prorrogar en 15 días su mandato, en atención a que falta recabar antecedentes de carácter fundamental para dar cabal cumplimiento a su cometido y arribar a conclusiones y proposiciones eficaces.	Respuesta recibida el 22/01/2025
21 ene 2025	3/127/2024	Biblioteca del Congreso Nacional	Oficio Nº 3/127/2024	Respuesta recibida el 24/03/2025
4 dic 2024	2/127/2024	Ministra de Salud	Oficio Nº 2/127/2024	Sin Respuesta

Cabe precisar que la Comisión celebró un total de 11 sesiones.

- INVITADOS

Lunes 25 de noviembre de 2024 (sesión 2)

- Señor Danilo Núñez Izquierdo (Subsecretario de Obras Públicas) en reemplazo de la ministra.
- Señor Gabriel Zamorano Seguel (jefe de la División de Fiscalización de la Superintendencia de Servicios Sanitarios).
- Señora Marta Cabeza Vargas (Superintendente de Electricidad y Combustible).

Lunes 02 de diciembre de 2024 (sesión 3)

- Señora Alicia Cebrián López (directora nacional Senapred).
- Señor Andrés Herrera (director nacional del Sernac).

Lunes 09 de diciembre de 2024 (sesión 4)

- Señor Juan Carlos Olmedo (presidente Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).
- Señor Ernesto Huber Jara (director ejecutivo Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).

Lunes 16 de diciembre 2024 (sesión 5)

- Señor Luis Felipe Andrés Ramos Barrera (ministro subrogante de Energía).
- Señora Marta Cabeza (Superintendente Electricidad y Combustible).

Lunes 06 de enero 2025 (sesión 6)

- Señor Claudio Martínez (Seremi Energía de la Región de O'higgins).
- Señorita Anastassia Ottone (Seremi Energía de la Región de Valparaíso).
- Señora Erika Ubilla (Seremi Energía de la Región del Maule).
- Señor Jorge Cáceres (Seremi Energía de la Región del Bio-Bio).
- Señor Camilo Villagrán (Seremi Energía de la Región de la Araucanía).
- Señor Iván Morán (Seremi Energía de la Región Metropolitana).
- Señor Hernán Calderón (presidente de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios CONADECUS).

Martes 04 de marzo de 2025 (sesión 8)

- Juan Carlos Olmedo (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional CEN).
- Señor Ernesto Huber Jara (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional CEN).
- Señor Jaime Peralta (vicepresidente del Coordinador Eléctrico Nacional CEN).

Martes 11 de marzo de 2025 (sesión 9)

- Señor Iván Quezada Escobar (Gerente General Compañía General Eléctrica CGE).

III.- PONENCIAS.

Sesión 2ª, celebrada en lunes 25 de noviembre de 2024, Preside el diputado Jaime Mulet. Asisten las diputadas señoras Marta González y Marcela Riquelme, y los diputados señores Roberto Arroyo, Jorge Brito, Andrés Celis, Benjamín Moreno y Darío Oyarzo.

Concurren, en calidad de citados, el subsecretario de Obras Públicas, señor **Danilo Núñez Izquierdo**, en representación de la ministra de Obras Públicas, junto al superintendente subrogante de Servicios Sanitarios, señor **David Peralta Anabalón**, al jefe de la División de Fiscalización de la Superintendencia de Servicios Sanitarios, señor **Gabriel Zamorano Seguel**, y al asesor del MOP, señor **Dámaso Jara**; la superintendente de Electricidad y Combustibles, **señora Marta Cabeza Vargas**, en representación del ministro de Energía, acompañada por el jefe de la División de Ingeniería Eléctrica, **señor Mariano Corral González**, y la jefa de la División Jurídica, **señora Nadia Muñoz Muñoz**.

En representación del ministro de Obras Públicas, expone el subsecretario de Obras Públicas, **señor Danilo Núñez Izquierdo**.

La presentación tiene dos partes: la **primera**, a modo de introducción, refiere el rol del Ministerio de Obras Públicas en relación con la Superintendencia de Servicios Sanitarios y los cortes de agua potable. En la **segunda**, el equipo de la Superintendencia de Servicios Sanitarios hace una presentación que tiene por objeto mostrar los eventos que han existido en los últimos dos años, las poblaciones afectadas y las zonas específicas donde se sufrieron las afectaciones y, de la misma manera, cómo se preparan y cómo reaccionaron las instituciones para solucionar en el menor tiempo posible los eventos sucedidos, algunos obviamente con tiempos menores y otros con tiempos mayores, producto del nivel de aquellos acontecimientos.

En cuanto al rol del ministerio en relación con la Superintendencia de Servicios Sanitarios, sobre cortes de agua potable, comenta que la ley N° 18.902, que crea la Superintendencia de Servicios Sanitarios, SISS, establece en su artículo 1° a la SISS como “un servicio funcionalmente descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, sujeto a la supervigilancia del Presidente de la República a través del Ministerio de Obras Públicas.”.

Sobre esta supervigilancia, dice que esta es ejercida de diversas formas dentro del Ministerio de Obras Públicas. En lo relacionado con cortes de agua potable, el MOP cuenta con un sistema de coordinación con la Superintendencia de Servicios Sanitarios, sistema que opera a través de la coordinación nacional de prevención de emergencias del ministerio, la Unidad de Gestión de Riesgo de Desastres de la superintendencia y la División de Fiscalización de la misma entidad.

Esta instancia cuenta con un conjunto de procedimientos estandarizados que tienen por objetivo dar cumplimiento a tres acciones consignadas en el plan nacional de prevención y emergencias del Ministerio de Obras Públicas, que actúa bajo la resolución N° 377, del 5 de marzo de 2018.

Sobre las acciones de con la SISS, detalla que son: en **primer lugar**, fiscalizar el estado de los servicios de las obras sanitarias con afectación a los usuarios, incluyendo agua potable, alcantarillado y aguas servidas; en **segundo lugar**, informar sobre el estado de los servicios inspeccionados, asegurando una comunicación adecuada sobre la situación de los servicios sanitarios; en tercer lugar, ejercer la supervisión de las soluciones dispuestas en coordinación con las empresas sanitarias dentro de los ámbitos de su competencia.

Todas esas acciones consideran que se deben coordinar por medio de las respectivas seremis regionales, en relación con los jefes de las oficinas regionales de la SISS. Esto se consigna a nivel regional mediante los planes regionales de emergencia del Ministerio de Obras Públicas.

Continúa con la exposición el jefe de la División de Fiscalización de la Superintendencia de Servicios Sanitarios, señor **Gabriel Zamorano**.

Sobre esta presentación dice que está enfocada en los eventos meteorológicos que afectaron los servicios de agua potable urbanos, y que es la parte que le toca más fuerte a la Superintendencia, durante 2023 y lo que va de 2024.

Donde ellos tuvieron varios eventos, siendo el último el que estuvo acompañado de un corte de energía eléctrica.

Primero, a modo de introducción, comenta que la superintendencia ha impulsado desde hace bastante tiempo una serie de medidas preventivas para esos tipos de eventos extremos. Pone como ejemplo, que en 2014 donde instruyeron a todo el sector que tenía que contar con respaldo eléctrico en todas las instalaciones de producción de agua potable o en la gran mayoría de estas.

Reconoce que esto generó un cambio importante respecto de la continuidad de suministro. Antes, cuando tenían algún evento en el suministro eléctrico, siempre se veía afectada el agua potable. Hoy día en los sectores urbanos la norma es que en general eso no sucede, salvo alguna excepción.

Sobre la existencia de un plan de inversiones del año 2023 en adelante, de más de 600 millones de dólares, que es para contar con infraestructura que permita hacer frente a este tipo de eventos, básicamente son: respaldo en fuentes de agua potable, mayores capacidades de regulación, algunas obras estructurales. Toda esta información, la pueden hacer llegar a la comisión, para que esta la analice con más detalle.

Ellos hacen un trabajo de prevención, pero, al mismo tiempo, en estos eventos meteorológicos ellos pueden ver que hay muchas situaciones, pues

ocurre el evento y la infraestructura disponible es capaz de soportarlo y mantener la continuidad de suministro; sin embargo, muchas veces el evento llega a un cierto nivel en que esta infraestructura se ve sobrepasada y, lamentablemente, tienen que experimentar cortes de suministro.

En esos casos reconoce que se ha avanzado bastante, en cuanto a que las sanitarias asuman un rol muy importante en las medidas de mitigación frente a un corte de suministro, cuestión que históricamente no era así, dado que no está previsto en la ley. No obstante, la superintendencia, con base en sus instrucciones, ha posicionado este tema. Cada vez que hay un corte, hay un esquema de abastecimiento alternativo de agua potable para la población, hay una atención especial a los clientes críticos, a los centros de salud, cárceles, etcétera, que son medidas de mitigación que se despliegan en casos de corte de suministro.

También recalcan que están en una situación mejor que hace algunos años, pero que todavía deben continuar trabajando en esta línea.

Sobre los años 2023 y 2024, explica que tuvieron varios eventos meteorológicos después de existir varios años en que las precipitaciones habían sido escasas. En el año 2023 tuvieron un nivel de precipitación bastante alto y concentrado, con eventos en enero, junio y agosto de ese año que generaron afectación a los servicios de agua potable.

En el año 2024, comenta que tuvieron lluvias en junio que abarcó varias regiones, y, en agosto, lo más significativo fueron los vientos que generaron un posterior corte de energía eléctrica, que tuvo su capítulo en materia de algunas afectaciones al agua potable en el ámbito urbano.

Sobre el evento de enero, ellos tuvieron afectación en Los Andes. Detalla que en ese sector ocurre un tipo de fenómeno, que es que cuando las precipitaciones son en la cordillera, se generan precipitaciones líquidas, donde normalmente cae nieve, y hay un arrastre importante de sedimentos, aumenta la turbiedad en el río y, por lo tanto, las plantas que potabilizan el agua del río no son capaces de operar en esas condiciones, que es el fenómeno de turbiedad, que, en Santiago, con esos estanques famosos de Pirque, en Los Andes, había medidas de mitigación que daban un cierto margen de autonomía al sistema, pero que se vio sobrepasado y tuvieron un corte que afectó a casi la mitad de Los Andes, más de 18.000 familias por 39 horas.

Explica que la legislación en estos casos entiende que hay una condición de fuerza mayor al verse sobrepasada la infraestructura. Pero de todas maneras existen obligaciones de la concesionaria en materia de medidas de mitigación, las que son fiscalizadas. Sobre este caso en particular, dice que estas medidas de mitigación presentaron algunos déficits, o más bien algunos incumplimientos de lo instruido, por lo que se aplicó una sanción a la empresa, y se le instruyó nuevas obras de infraestructura

para contar con un mejor estándar en Los Andes. Cuestión que se están desarrollando por estos días.

En Putaendo, ellos tuvieron algo similar de turbiedades, ahí adoptaron una medida de mitigación. Considera que hoy en día Putaendo está en una mejor condición; de hecho, se observa que en el siguiente evento que se produjo no volvió a tener el mismo problema, pese a que fue de mayor envergadura.

También tuvieron cortes bastante acotados en Rancagua y en Machalí. Dicho evento les pilló en medio de la construcción de una serie de sondajes que buscaban dar mayor autonomía o resiliencia a la infraestructura de Rancagua-Machalí; de hecho, parte de estos sondajes que estaban todavía en su fase final de construcción pudieron entrar en operación y lograron que dicho evento fuera muy acotado. Hoy en día, la mayoría de estos sondajes están ya construidos y operando, y recalca que hay un nuevo set de inversiones que se viene para los próximos años y que están en conversaciones con las sanitarias para su definición.

Sobre las lluvias de junio, que volvió a caer en Los Andes, dice que fue más relevante que el de enero. En este caso la empresa mejoró en lo que es el suministro alternativo, cumplió las instrucciones de la superintendencia, por eso no hubo quejas respecto de ese punto. Sin embargo, como en todos los casos hay una investigación para ver si se ajustan a los protocolos y a las instrucciones.

En este caso, les establecieron instrucciones para mejorar el estándar del suministro alternativo, y lo propio ocurrió en lo que ellos llaman Litoral Sur, que es todo el sistema que va desde San Antonio por el sur hasta Algarrobo por el norte.

El agua potable proviene del río Maipo, explica que tuvo una crecida muy grande; pero que ahí había una medida de mitigación, que era una serie de sondajes que buscaba darle autonomía al sistema frente a un evento así, pero la crecida fue tan grande que toda esta infraestructura de respaldo quedó sumergida, y no pudo operar, así que ahí tuvieron que discutir con la empresa nuevas medidas. En este caso se está habilitando un tranque que dará más resiliencia al sector de Litoral Sur, donde tuvieron también un corte bastante grande en esa oportunidad.

Reconoce que en la Región Metropolitana no tuvieron tantos problemas. Pero que sobre la zona de Pomaire, tuvieron un corte que duró 24 horas por la inundación del sistema productivo, el cual estaba asociado a la operación de un canal.

Con respecto a Puente Alto; explica que se inundó una instalación, una planta elevadora de agua potable y hubo una afectación.

Destaca que en esa oportunidad en el Gran Santiago llegaron a un estado de alerta roja, en que las reservas que tenían en los tranques de Pirque, que es el pulmón que tiene la ciudad frente a este tipo de eventos, bajaron hasta el nivel del 20 por ciento, y ya estaban avizorando que se venía el corte de agua; de hecho, ellos lo anunciaron a la ciudadanía, se desplegaron las medidas de mitigación por parte de la sanitaria, por parte de los municipios que colaboran en el sistema. Las condiciones mejoraron y no fue necesario que se realizara este corte, pero reconoce que estuvieron muy cerca de ir al corte en Santiago.

Subraya que son varias las obras adicionales que están requiriendo a las sanitarias para que tengan una mayor autonomía frente a este tipo de eventos, y son cosas que esperan que se concreten en los próximos años. Los estanques de Pirque tienen un límite y estos estuvieron a punto de superar ese límite.

La afectación más importante fue en la Región del Maule, con varias localidades comprometidas. Acá, explica que se da un fenómeno diferente, porque, si antes hablaba de la turbiedad del río, que es un fenómeno transitorio, que impide la producción de agua potable por un tiempo, acá está hablando de inundaciones de las instalaciones de producción de agua potable, con grandes afectaciones en Constitución, con los caminos cortados, en que el mismo personal que trabajaba en las plantas de agua potable fue evacuado.

Situaciones bastante más extremas que se vivieron en estas localidades. Considera que fue lo mismo que pudieron observar en Hualañé, en Licantén, donde las inundaciones fueron gravísimas, y en Iloca, en que también tuvo mucho que ver con el corte de caminos y cosas que provocaron que se generaran cortes de agua potable.

Efectivamente, considera que tuvieron una situación de afectación bastante más severa, esto lo han analizado con la empresa y se han instruido ciertas mejoras, o, más bien, la empresa ha comprometido ciertas mejoras, pero todavía están en conversaciones con ellos para ver si se deberían tomar algunas decisiones más estructurales, cuestión que deben ir viendo con bastante prudencia por los efectos tarifarios que esto genera. En todas estas conversaciones ellos realizan análisis de riesgos para ver cuáles son las medidas más apropiadas.

En agosto de 2023, volvieron a tener un evento importante en que se vuelve a tener un corte muy similar al que tuvieron en junio en la Región del Maule, y dice que las afectaciones fueron muy similares, incluso, duraron más días y tuvieron la misma situación de inundaciones y afectaciones a las plantas.

Las medidas que comenta serían medidas que van a tomar tiempo en implementarlas, algunas ya han sido implementadas, pero en este corto período todavía reconoce que no se notaban.

Existen conversaciones que tienen que ver con la infraestructura de agua potable, pero, en general, con la situación que tienen esas localidades, pone como

ejemplo, que se habló de la ubicación de Licantén, que está muy próxima al río Mataquito. Cosas así que tienen que ver con la planificación urbana, la que va a incidir en la toma de decisiones, pero están en plena conversación con la sanitaria de algunas medidas estructurales que hay que tomar para dar mayor seguridad a estas instalaciones.

En todos los casos que ha relatado, la sanitaria ha desplegado estas medidas de suministro alternativo. La superintendencia ha fiscalizado, tanto el suministro alternativo como las acciones que tiene que tomar la empresa para reponer el suministro lo más pronto posible.

Y en los casos que aquellas investigaciones han establecido responsabilidades de la empresa se ven las sanciones, pero reconoce que no fue el caso de los que explico anteriormente, dada la magnitud de los eventos y el comportamiento ajustado a lo que instruyó la superintendencia en materia de mitigaciones.

Sobre el año 2024, específicamente en el mes de junio, existió un evento de lluvias en varias regiones, y se registró una afectación en La Serena y Coquimbo.

En cuanto a la lluvia de la Región de Coquimbo, lo que les preocupaba era que en el año 2023 las lluvias no llegaron a esa zona, lo que podía producir problemas que tenían que ver con los efectos de la sequía. Esto provocó que al llover generara algunos efectos más acotados, como un corte en casi 73.000 viviendas en La Serena y Coquimbo, asociado a este fenómeno. Están investigando si el comportamiento de la empresa fue el adecuado y, si es necesario, deben complementar las medidas adoptadas por ella.

Sobre la existencia de un tranque en La Serena-Coquimbo para enfrentar ese tipo de eventos, muy parecido al de Pirque, ellos hasta el momento reconocen que el informe de la investigación no está recomendando que esto se amplíe, lo que podría dar indicios de que hubiese responsabilidad de la empresa, cuestión que se debe determinar en esta investigación.

Efectivamente, el tranque que tienen sería suficiente. Eventualmente, eso da un lineamiento de que habría una responsabilidad de la empresa, lo que debería quedar reflejado en la investigación, que se encuentra en su etapa de conclusiones.

Con respecto del corte en Curanilahue, que ocurrió en junio de 2024, que afectó a 9.800 familias y se debió a un deslizamiento de tierra que desplazó la aducción, la principal fuente de alimentación para la producción de agua potable de esta ciudad.

Al respecto, ellos llevaron a cabo una investigación, ya que, según lo instruido en su momento por la Superintendencia, la empresa había comprometido una fuente alternativa para ese tipo de evento, la cual debía estar disponible en una fecha determinada, pero no estaba construida en ese momento. Por lo tanto, aplicaron una multa debido a la falta de esa infraestructura, ya que, de haber estado disponible, probablemente no habrían tenido el corte en Curanilahue. Además, instruyeron concluir esa obra de seguridad a la brevedad.

Finalmente, tienen el evento de viento en agosto de 2024, situación que produjo un corte masivo de energía eléctrica. Recalca que hace algunos años la Superintendencia instruyó que se instalara un respaldo de generadores eléctricos en las instalaciones de producción. Lo cual permitió que el impacto de los cortes de energía fuera acotado en el suministro de agua potable, pero, aun así, hubo varios cortes que afectaron a la empresa Aguas Andinas, siendo el más complicado el de Quilicura, que afectó a casi 30.000 viviendas.

Este corte tuvo una duración de cinco horas, que reconoce no ser muy significativa, pero que esto ocurrió en medio del corte de energía, por lo que la gente estaba muy molesta, ya que, por un lado, no tenía energía y, por otro, carecía de agua potable. Considera que esto generó una situación de bastante tensión.

Además, contempla que hubo otras situaciones que se manejaron un poco mejor, a pesar de que, en algunos casos, la duración de esos cortes fue bastante larga. Sin embargo, ellos están hablando de un impacto de alguna manera acotado, en términos de que solo el 2,6 por ciento de la población que atiende Aguas Andinas en el Gran Santiago que se vio afectada por cortes en el suministro de agua potable.

En este caso, tienen una investigación en curso, porque ya habían instruido las medidas de respaldo. Se está investigando por qué no pudieron operar del todo bien en dichos casos puntuales. Sobre la Región Metropolitana la cual cuenta con muchas concesionarias pequeñas, menores que Aguas Andinas, las cuales se pudieron arreglar estos inconvenientes, entre ellas están el Servicio Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Maipú (**Smapa**), la Sociedad Anónima Caminos y Regadíos (**Sacyr**), la Empresa de Servicios Sanitarios San Isidro (**Esssi**), Servicios Sanitarios Larapinta SA. (**Selar**), Aguas Santiago Poniente y la Empresa de Agua Potable Lo Aguirre (**Emapal**).

Muchas de las empresas señaladas anteriormente pudieron funcionar, no sin dificultades, teniendo que utilizar grupos electrógenos por bastante tiempo, con el respaldo disponible, pero ellos sabían que no existía un respaldo adicional. Lo cual considera que generó una situación crítica, pero que, afortunadamente, no derivó en cortes de suministro. De manera que tienen abierta una investigación respecto de esos cortes acotados, los cuales deberían arrojar resultados en un corto tiempo. Todo esto lo explica porque para que se entienda por que se produjeron estas afectaciones.

Muestra la presentación donde se ve un resumen de lo que explicó sobre los clientes damnificados por los eventos ocurridos durante los últimos años en los sistemas urbanos.

La diputada **Marta González** le consulta sobre: “si puede dar más detalles sobre las líneas de servicios básicos de urgencia, como la red de hospitales, de Bomberos y de otros establecimientos que requieren un cuidado especial. ¿Cómo se traduce, en términos prácticos, el suplir ese suministro o evaluar vías alternativas para evitar que los cortes, específicamente en esas redes, sean tan extensos?”

A lo cual responde el señor **Zamorano** que primero, la superintendencia imparte una serie de instrucciones a las concesionarias para identificar a los clientes críticos, es decir, los usuarios, para quienes un corte de suministro tiene un impacto particularmente severo. En ese sentido, los casos más graves son los hospitales, las cárceles y otros establecimientos estratégicos por alguna razón. Las empresas deben desplegar sus recursos para atender a esos clientes preferencialmente. Cuando no tienen agua en la red, los recursos disponibles son paralelos a aquella, es decir, camiones aljibe y estanques que se distribuyen en la ciudad. Además, toda esta operación se coordina bajo el alero del **Senapred**, que establece las instancias de coordinación y los comités para la gestión de riesgos de desastres (**Cogrid**) en cada una de las regiones. En estos comités se verifican las medidas, ya que es necesario identificar las capacidades de los distintos establecimientos.

Uno de los ejemplos que da son, los hospitales que, por norma, deben contar con ciertos estanques que les proporcionen autonomía en caso de corte de suministro. Lamentablemente, reconoce que eso no ocurre en todos los hospitales, ya que, algunos son de larga data y fueron construidos bajo normas antiguas, o bien han ido creciendo sin adaptarse a las nuevas necesidades. De manera que en esas coordinaciones que se realizan se evalúa el nivel de vulnerabilidad de esas instalaciones y establecen un plan específico para cada una de ellas.

El otro ejemplo que explica es, del caso de un hospital, que se atiende con camiones aljibe para recargar los estanques, lo que permite que el establecimiento siga funcionando con normalidad, aunque generalmente con algunas restricciones de visitas médicas u otras medidas que pueden establecer las autoridades sanitarias. Todo esto lo coordinan en los **Cogrid**, en los que participan las autoridades de salud y de otras instituciones relacionadas con las emergencias. Lo mismo ocurre con algunas cárceles u otras instalaciones que presentan necesidades similares.

De igual manera, explica que las sanitarias tienen ciertos compromisos y eventualmente pueden entrar en acción recursos del sistema de emergencias, los cuales pueden ser gestionados por algún actor público o a través de los recursos del Senapred.

En este caso, ellos verifican que la empresa cumpla con la parte que tiene comprometida.

Por otro lado, considera que es relevante señalar que el nivel de atención en casos de emergencias por parte de las sanitarias no está normado. A diferencia de cuando el agua circula por la red, donde está claro que esta debe estar disponible las 24 horas del día, los 7 días de la semana, y con una presión y calidad específicas. Recalca que en situaciones de emergencia no existe una normativa que regule cómo deben actuar las empresas.

En consecuencia, siempre tienen una dificultad con las sanitarias en torno a cuánto se les puede exigir, ya que, en muchas ocasiones, estas argumentan que no se les puede imponer ciertas condiciones.

A pesar de todo, considera que han avanzado especialmente en el curso de los procesos de tarificación. En este sentido, ellos han planteado que las empresas deben tener ciertos recursos y, al mismo tiempo, que las tarifas reflejen esos esfuerzos. En muchos casos, esos mismos procesos tarifarios que han explicitado han mejorado el aporte que hacen las concesionarias en este tipo de emergencias.

Explica que esto ocurriría en el reciente proceso tarifario de Aguas Andinas, cuando ya se puedan conocer los resultados, se verá que hay un aumento muy significativo del aporte que está haciendo la concesionaria en estas emergencias, el cual ellos consideraban que era todavía muy bajo. Y así también sucedería con las otras concesionarias.

Confirma que esta sería más o menos, la dinámica: que una parte la hace la concesionaria y, otra, el sistema público, y todo se coordina en el **Cogrid**.

Con respecto de los tiempos de atención, recalca que cuando se calculan las tarifas de las empresas sanitarias, proceso que se realiza cada cinco años, una de las cosas que examinan es el estándar de atención de emergencias. En ese sentido, se califican cuáles son estas emergencias, hay un tiempo para llegar al lugar, otro tiempo para dar una solución provisoria y otro para una solución definitiva.

Explica que este es un estándar general; sin embargo, en cada caso deben apreciar la naturaleza de la emergencia, porque la obligación de cada concesionaria es resolver el problema en el menor tiempo posible. Entonces, en cada una de estas investigaciones deben revisar cuál fue el comportamiento de la concesionaria y si efectivamente fue diligente en reponer el servicio lo más pronto posible.

En general, ellos observan que esa parte las sanitarias la hacen bien. Sin embargo, han visto que se presentan mayores deficiencias en relación con las medidas

de mitigación, ahí han tenido más dificultades; pero en la parte de reponer el servicio lo antes posible, dentro de la factibilidad del tema, en general, ellos andan bien.

Lo segundo que se les consultó fue si los costos de estas compensaciones se traspasan en las tarifas, y para eso tendrían que revisar los procesos tarifarios. A su entender, no se traspasan, porque las tarifas se calculan de acuerdo con una empresa modelo eficiente que cumple una serie de condiciones, por lo que para la empresa real es algo así como una aspiración llegar a ese nivel de eficiencia.

En definitiva, reconoce que todas estas interrupciones son por culpa de la propia concesionaria, que van más allá del comportamiento de una empresa modelo, no son costos que enfrente esta empresa modelo; por lo tanto, eso no se traspasa a las tarifas. Sin embargo, considera que eso lo deben revisar en detalle para contestarlo por oficio, porque es un tema que lo ven otras áreas de la superintendencia, que es la División de Concesiones, para que ellos puedan responder con más detalle.

Con respecto de la planta de tratamiento de aguas servidas de Doñihue, considera que si bien para esta presentación ellos se concentraron en las afectaciones en el servicio de agua potable, efectivamente reconoce que hay todo un capítulo que tiene que ver con la afectación de los sistemas de aguas servidas durante estos mismos fenómenos de precipitaciones.

Para ellos este es un tema que tiene bastantes aristas, y que considera que es muy largo para tratarlo en esta oportunidad. Sin embargo, básicamente, quiere comentar que la infraestructura de alcantarillado y tratamiento de aguas servidas está diseñada para los caudales de aguas servidas, y lo que ellos ven es que en episodios de lluvia hay un ingreso de estas aguas lluvias a la red de alcantarillado, que son aguas ajenas, y que, en muchos casos, no deberían estar ahí. Pero están ahí, porque en algunos puntos puede haber alguna insuficiencia de infraestructura de aguas lluvias, o también una parte puede ser de responsabilidad de la sanitaria debido al estado de su infraestructura, en cuestiones en la que esta se ve superada. Para eso, recalca que hay serie de regulaciones que entran en juego, particularmente los aliviaderos de tormenta, como se les llama, que sirven para eliminar el exceso de aguas y así no generar un problema mayor en estos períodos de precipitación.

Entonces, en estos casos explica que la superintendencia debe fiscalizar que eso tenga un uso adecuado. Existen una serie de instrucciones asociadas al funcionamiento de estas instalaciones y de cómo debe operar el sistema de alcantarillado cuando se ve sometido a esta presión adicional, que es un sistema

frontal con muchas lluvias, sobre todo en los casos cuando son lluvias que tienen niveles históricos.

Junto con eso, lo que ellos observan en la planta de Doñihue y también lo vieron en otras instalaciones, en especial en la Región del Maule, es que hay crecidas que terminan por inundar estos sistemas de tratamiento de aguas servidas.

Ellos están enfrentando una situación similar a la que ven en los servicios de agua potable, en que debe investigar primero si esto estaba adecuadamente dimensionado, si las protecciones estaban, etcétera. Lo mismo, deben requerir a la empresa un análisis para saber si se necesitan hacer otro tipo de obras para asegurar que no se generen estos problemas, y así ellos puedan tomar las acciones que permitan que estos sistemas de tratamiento vuelvan a recuperarse en el menor tiempo posible.

Sobre la planta de Doñihue que fue afectada en estos dos eventos que comento y también donde tuvieron algunas afectaciones en otras plantas de la Región del Maule, así que se comprometen a enviar más detalles sobre este tema a la comisión.

Sobre algunas consultas de Diputados comenta que el Ministerio de Obras Públicas, a través del subsecretario, les han pedido especialmente y ha instruido al superintendente que respondan las consultas de los parlamentarios en un plazo máximo de 15 días. Reconoce que el superintendente tiene un compromiso con la ministra en ese sentido, por lo que espera que se note en la agilidad para responder.

Sobre la materia tarifaria, la ley contempla la figura de lo que ellos llaman “aportes de terceros”. En general, la ley establece que todas las obras de urbanización, tales como las redes que van por las calles, las conexiones a las viviendas, los medidores, las uniones domiciliarias, las redes de alcantarillado, todas esas obras corresponden a la urbanización y recaen en el urbanizador, mientras que las obras mayores, como las fuentes de agua, las plantas de tratamiento de aguas servidas, las plantas elevadoras y las tuberías que abastecen a varios sectores, corresponden a la empresa sanitaria.

Ellos tienen la obligación de llevar una contabilidad de todas las inversiones públicas que se realizan bajo una figura que la ley llama “aportes de terceros”, y estos tienen un tratamiento particular en la tarifa; es decir, la empresa no puede rentar por esos “aportes de terceros” y la tarifa solo considera una pequeña cuota asociada a la reposición de esa infraestructura una vez que cumpla su día útil.

Con respecto a la reposición le corresponde a la empresa. Una vez que la empresa recibe este activo pasa a formar parte de los activos de la empresa y tiene un tratamiento tarifario distinto. Es decir, no puede rentar por esa inversión, pero sí tiene la obligación de reponerla cuando presente una falla o sea necesario.

En cuanto a la revisión de las tarifas para cada una de las concesionarias, se revisan cada cinco años. Es decir, que los decretos tarifarios, que es el producto final, duran cinco años.

Antes del vencimiento del decreto se deben llevar a cabo una serie de acciones para la formulación del decreto siguiente. La Superintendencia elabora unas bases que sirven para que tanto la sanitaria como la Superintendencia hagan estudios tarifarios. Estos estudios se intercambian, y si existen discrepancias, se resuelven mediante mecanismos de solución de controversias. Finalmente, queda un estudio final, que es el que determina el siguiente decreto tarifario, que, en este caso, será firmado por el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo y tomará razón de la Contraloría.

En el caso particular del Esvál, están justamente en medio de ese proceso; es decir, el decreto está próximo a vencer, y le parece que su vencimiento será a comienzos del próximo año, en marzo, si mal no recuerda.

En este momento, tanto la Superintendencia como la empresa están en la parte final, ambas partes han presentado sus estudios y la empresa ha presentado sus discrepancias. En este caso la ley establece que en caso de controversias se puede llegar a un acuerdo entre la Superintendencia y la empresa. Sin embargo, como han informado a través de los medios, no se ha llegado a ese acuerdo y finalmente, será una comisión de expertos la que definirá estas diferencias. Esto debería ocurrir los primeros meses del próximo año, lo que llevará a la siguiente revisión tarifaria en los próximos cinco años.

Con respecto a el conjunto de empresas pequeñas de la Región Metropolitana estas no experimentaron cortes de agua potable en el evento de esta afectación importante en el suministro eléctrico. Pero en el caso de Aguas Andinas, si bien solo un 2,6 por ciento de los clientes se vio afectado, sí presentó algunos problemas.

Comienza la segunda exposición, la señora **Marta Cabeza Vargas**, superintendente de Electricidad y Combustibles.

Como contexto, explica que siempre es importante señalar dónde están situados. Chile tiene un sistema eléctrico estructurado, con actores y responsabilidades claras.

Por una parte, las empresas, tanto de generación, transporte y distribución, tienen por objeto entregar energía eléctrica a sus clientes y las distribuidoras tienen la responsabilidad de continuidad de suministro. Considera que ese es el foco del quehacer.

En esta continuidad de suministro, donde ellos hablan de suministro de calidad, estos deben acudir a los puntos de falla cuando ocurre una interrupción, dar soporte a los electrodependientes, que tienen su propia ley; tener disponibles canales de atención para sus clientes, dotarse de cuadrillas, brigadas, en número suficiente para responder

las contingencias y emergencias; mantener la continuidad de suministro y entregar las medidas necesarias para asegurar la continuidad de suministro. Recalca que el foco, nuevamente, es continuidad de suministro.

Por otra parte, explica que el Estado tiene organismos, como el Ministerio de Energía, que dispone de la política; la Comisión Nacional de Energía, que analiza precios, tarifas y normas técnicas, y la superintendencia, que fiscaliza la normativa establecida en la ley. Esto significa que el rol de la superintendencia tiene que ver con fiscalizar el cumplimiento normativo de las empresas y su responsabilidad.

Desde esa lógica, explica que la misión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) está establecida en la ley N° 18.410, que supervigila que los usuarios reciban productos y servicios energéticos en condiciones de seguridad y calidad.

Sobre la dotación de la superintendencia establece que hay 384 funcionarios, desde Arica hasta Punta Arenas; donde tienen sedes en todas las regiones y en la provincia de Osorno.

Con respecto a los mercados que fiscaliza la SEC, en macro, enumera que son el mercado eléctrico: generación, transmisión, distribución e instalaciones de consumo; mercado de los combustibles y gas: producción y almacenamiento, transporte y distribución; instalaciones: eléctricas y de gas; energías renovables: PMGD, electromovilidad, leña, hidrógeno verde, eficiencia energética y generación distribuida; productos: organismos de certificación, laboratorios de ensayo, comercialización de productos.

Algunos números de contexto. La SEC fiscaliza la certificación de más de 500 millones de productos: el sello SEC, el sello QR, que está en los productos eléctricos de gas con obligación de certificación. Además, más de un millón y medio de usuarios de gas natural, más de 59 millones de cilindros de GLP y las entidades suministradoras de estos cilindros. Recibe más de 70 mil reclamos al año, es la tercera institución con más solicitudes de Transparencia del Estado.

Asimismo, con respecto al mercado eléctrico, aproximadamente 7 millones clientes, se declaran más de 400 mil instalaciones por año, el 63 por ciento de las instalaciones es habitacional en Chile, más de 214 mil declaraciones realizadas por instaladores eléctricos y de combustibles. Son 13 mil los instaladores vigentes que hacen la labor de hacer la instalación eléctrica o de gas, para que sea conectada a la red por las compañías eléctricas y de gas. Son 48 mil los instaladores registrados desde el inicio del sistema y la superintendencia lleva a cabo una fiscalización técnico-documental y de fiscalización en terreno.

Son estos 384 funcionarios de la superintendencia a nivel nacional para estas tareas, lo que hace indispensable que la fiscalización no solamente se radique principalmente en terreno, sino que también a través de sistemas y documentales.

Muestra en la presentación lo relacionado con clientes por región en el ámbito de la distribución eléctrica. El total general son cerca de 7.600.000; en la Región Metropolitana está la mayor cantidad, seguida de las regiones de Valparaíso, del Biobío y del Maule.

Muestra también el gráfico de torta “Clientes por empresa” donde se ve que la mayor cantidad en porcentaje lo tiene la Compañía General de Electricidad, seguida de Enel, Chilquinta, Saesa y otras, que son cooperativas, lo que corresponde a 189.000 kilómetros de red aérea, 6.000 kilómetros de red subterránea, 196.000 kilómetros de red de distribución y 3.125.000 postes, que también son sujetos de fiscalización por parte de la superintendencia, a través del modelo de revisión de infraestructura. Considera que es importante dar a conocer el ámbito, porque no es solamente electricidad, sino gas, combustible y los nuevos energéticos.

Consideraciones sobre las facultades de la SEC. Dice que la superintendencia no tiene facultades preventivas en la ley. No está especificada esa facultad, porque el modelo asigna la responsabilidad de continuidad de suministro a las empresas.

Por el contrario, considera que tiene facultades represivas. Esto está consignado en la ley, de manera que debe fiscalizar y ante el incumplimiento hay un reproche sancionatorio. Esa es la labor de la superintendencia: cometida la infracción, reproche sancionatorio, reproche administrativo, porque la ley no faculta a la SEC a sancionar cuando hay falta de inversión.

Ellos ven este equilibrio entre las inversiones y la calidad de suministro. Cuando no hay inversión, la superintendencia no tiene facultad para sancionar.

Lo que hacen desde la perspectiva de las fiscalizaciones, dicen terreno, que llaman directas, y las indirectas. En la presentación muestra que se observa lo que tiene que ver con fiscalizaciones ejecutadas en los diferentes ámbitos: consumo, distribución, generación y transporte. Comparte las cantidades de fiscalizaciones ejecutadas, versus las planificadas. Estas Hemos ido en aumento en los diferentes segmentos, como decíamos, terreno, indirecta y documental.

Sobre las obligaciones de las empresas eléctricas, explica que principalmente estas tienen que ver con el cumplimiento de estándares, realización del mantenimiento, planes de contingencia, entrega de información en los plazos y con la calidad requerida.

En cuanto a, ¿Cuál es el marco legal? expone que: La Ley General de Servicios Eléctricos, la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles; el Reglamento N°327 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el decreto N° 109 y algo que hace que puedan determinar tres aspectos clave del desempeño de las empresas eléctricas y cooperativas: uno, calidad de producto; dos, calidad de suministro, y tres, calidad comercial, las que están contenidas en la norma técnica de calidad de servicio en distribución. Esta es una norma que señala qué deben

cumplir las empresas distribuidoras, poniéndole un marco de cumplimiento muy preciso y claro.

Reconoce que la superintendencia no tiene facultades preventivas, es decir, no le pueden decir a una empresa: hágalo así, compre este poste, haga esta red, ponga esta subestación, gaste este dinero, sí pueden hacer una acción que tiene que ver con un, podríamos decir, recordatorio “Adopte medidas”.

Ellos hacen un símil en que decían que tienen el rol del carabinero, pues el carabinero dice: usted, no maneje en estado de ebriedad, pero si maneja en estado de ebriedad es su responsabilidad y se somete a las sanciones establecidas en la ley para eso.

En este caso, ellos instruyen a las empresas para que adopten medidas, que tengan Planes de Mantenimiento, Planes de Invierno en el caso de las dos temporadas que identificaron, claramente, como Planes de Invierno y Planes Altas Temperaturas. Los Planes de Invierno son instruidos a las empresas en febrero y marzo para el invierno venidero y actualmente, en agosto, hemos instruido las medidas de adopte Planes para la época de altas temperaturas. Tienen Planes de Verano Norte Grande por las lluvias que se generan en esa época, Planes a nivel Regional (específicos) y Planes de Contingencia.

Adicionalmente, tienen una re-portabilidad en que las empresas les dan esta información a partir de una instrucción y ellos identifican en un reporte cuáles son los planes de acción que cargan estas empresas en un sistema que denominan STAR y los georreferencian.

Con relación a esta georreferenciación, si se pincha un punto donde va a haber un plan de acción, que puede ser una poda, mantenimiento, cambio de transformador, o una infraestructura nueva, tiene un plazo que pone la empresa, comunica esta información que dan las empresas y ellos hacen el seguimiento para nuevamente ir haciendo un “Adopte Medidas”.

Adicionalmente, cuando ellos se ven enfrentados a situaciones como Alerta Temprana Preventiva, la Superintendencia emite instrucciones precisas a las empresas cuando la Dirección Meteorológica de Chile da una Alerta Temprana Preventiva en que estas deben adoptar medidas para asegurar la continuidad de suministro, es decir, tener implementados planes de contingencia, ampliar el número de cuadrillas y brigadas de atención en contingencia en su zona de concesión, mantener canales de atención disponibles.

Esto se encuentra en la norma técnica de distribución, en donde debe haber canales disponibles para los usuarios y especial atención a los electrodependientes los cuales tienen su propia ley. En ese caso, lo que ellos instruyen, a partir de oficios de adoptar estas medidas por instrucción y por mail, es que las empresas deben adoptar

oportunamente todas aquellas medidas necesarias para otorgar un suministro continuo y seguro.

Comenta en este punto que permanentemente la Superintendencia está haciendo reuniones de seguimiento y levantamiento, participación en las mesas nacionales, técnicas y regionales de **Senapred**. Son actores participantes del **Cogrid** nacional y regional, hacen el seguimiento a la atención de electrodependientes porque tienen dicho registro.

La ley asignó todas las funciones al Ministerio de Energía y a la Superintendencia, lo que hace es contar con este registro e instruir a las empresas que a través de la fiscalización en aquellos lugares en que ven una deficiencia de la atención a los clientes electrodependientes y tomar medidas.

Lo que ellos han visto en fiscalizaciones son hallazgos del tipo en que algunas empresas entregan un elemento de respaldo a electrodependientes de manera permanente, y otras no, porque la ley se los permite. La ley dice que el electrodependiente debe estar inscrito en la distribuidora y la distribuidora debe mantener la continuidad de suministro de ese electrodependiente en caso de corte de suministro.

Adicionalmente, hay un descuento en la cuenta de la luz y tiene que ser cliente prioritario en los llamados de *call-center*. En el caso de que un cliente electrodependiente haga más de uno o dos llamados debe haber un *recall*, es decir, la empresa debe responder a estos pacientes de manera prioritaria y cuando haga la planificación de recuperación del suministro eléctrico ante cortes deben ser los primeros en ser repuestos. Esos son los resguardos que les da la ley a los pacientes electrodependientes.

¿Cómo hacen ellos para ir viendo este ecosistema de cortes, reposiciones e información en tiempo y forma?, estando disponible para toda la ciudadanía en la página web www.sec.cl, información en línea que da cuenta a todos los clientes que están sin suministro en la última hora.

Muestra un ejemplo, de un día 12 de agosto a una cierta hora la cantidad de clientes por región, si se pincha la región se ve la información, explica que todos ellos acá usan esta herramienta para ir viendo. Adicionalmente, pueden ir recogiendo los reclamos por interrupciones, los georreferencian y hacen un seguimiento de llamado para la pronta recuperación.

Tienen también disponible en sus celulares un reclamo que puede ser automático y acá muestran las actividades que realizan permanentemente con alcaldes, con los gerentes de las empresas que citan a dar cuenta de sus avances y las reuniones con la comunidad.

Respecto de lo que fue el plan de invierno, comenta que se instruyó en febrero de este año, que las empresas mostraron cuál era la relación del costo y la cantidad

de planes de acción por empresa. Explica que esto funciona de la siguiente manera, los gobiernos corporativos de las empresas son los que tienen que tomar las decisiones de inversiones para mantener la continuidad de suministro. En general, lo que ven es que las empresas hacen una matriz de riesgo donde incorporan, ahora con la ley Marco de Cambio Climático, el cambio climático y las medidas que deben adoptar, y es función de estos gobiernos corporativos tomar la decisión de tanto las inversiones como las acciones.

Lo que ellos vieron fue una presentación de planes de acción, de 400 planes informados por parte de las empresas, correspondientes a 24,3 mil millones para ese evento. Sin embargo, reconoce que ellos no fiscalizan la inversión, porque la continuidad de suministro es la que se debe garantizar, ya sea que se invirtió cero pesos o mil millones de pesos, lo que importa es que no se corte la luz y en el caso de que se corte que tenga la más corta duración.

Sobre los Planes de invierno instruidos y planes de verano, mostraba que les responden las empresas, formalmente les dicen, mire, yo voy a tener estas brigadas en estos lugares, voy a tener estos pacientes electrodependientes cubiertos de manera permanente o circunstancial en caso de llamado, entonces, ellos hacen seguimiento a estos planes que, no son exigibles desde el punto de vista de lo que usted me informó, si no lo cumple se sanciona el plan, sino que lo que se sanciona nuevamente es la falta de suministro.

El proceso de monitoreo de los últimos eventos. Del 6 al 12 de mayo donde tuvieron un evento de corte de suministro masivo en las regiones Metropolitana, Maule, O'Higgins, Biobío, Valparaíso, Tarapacá, Ñuble, Los Ríos, Los Lagos, La Araucanía y Coquimbo. Muestra un gráfico en donde se ve es que hubo un peak en un momento que fue de algo así como de una o dos horas, el 7 de mayo, y muestra que el área azul es la Región Metropolitana. Hubo un peak de 700.000, pero este corte duró cuatro días masivamente.

Manifiesta que el sistema frontal del 19 al 25 tuvo una mayor extensión, se ve que en la Región Metropolitana, mismas áreas afectadas y una mayor duración en día. Esto fue sujeto de una formulación de cargos por incumplimiento normativo que van a señalar y las sanciones correspondientes. Formularon cargos por incumplimiento a la empresa Enel, que fue la que incumplió primero el tiempo de concurrir a la falla, porque una cosa es que ocurra la falla y otra cosa es cuánto se demoran en reponer esa falla, no es infinito, tiene que haber una concurrencia temprana, y entrega de información errónea a la Superintendencia, manifiestamente errónea. Y en este caso ellos realizaron sanciones por un total de 60.000 UTM por incumplimiento, esto corresponde a alrededor de 50.000 millones de pesos. Esta sanción la emitieron en agosto.

Yendo a agosto, tuvieron un sistema frontal que afectó la zona de centro-sur, llegando a un peak de 1.200.000 clientes sin suministro, según sus plataformas. ¿Qué

ocurrió aquí? Es que por todos es sabido que hubo una afectación que llegó hasta 22 días, en el caso de la empresa Cooperativa **Codiner**, y lo que se muestra en el área es la cantidad de clientes afectados y la duración. O sea, por ejemplo, están viendo que en la Región Metropolitana, que es el área más grande, desde el día 1 hasta el 10, a lo menos, había una gran cantidad de personas sin suministro.

Muestra en la imagen de cómo fue la evolución de clientes sin suministro en el evento de agosto. En el eje de las ordenadas se ve a 1.200.000 clientes que llegaron al peak de estar sin suministro eléctrico. En el área azul, que corresponde a la Región Metropolitana, se ve que, iniciado el corte el 2 de agosto, se extendió, a lo menos, hasta el 12 de agosto. En el gráfico se puede apreciar el impacto y la duración.

También se ve otras regiones afectadas por el corte. Repite, que este evento climático tuvo a clientes de la empresa Cooperativa **Codiner** hasta 22 días. O sea, una gran cantidad de clientes estuvo más de siete días y hubo mucha afectación.

Entonces, por el mismo evento ellos formularon un total de 26 cargos por incumplimiento a la no entrega de información a la superintendencia y por no responder a los clientes sobre los reclamos; es decir, los clientes llamaban y no les respondían. Hubo un reborde del 50 por ciento los dos primeros días, en que los clientes llamaban y no se les respondía, incluidos los electrodependientes. Además, sobrepasaron los tiempos límites máximos de reposición de suministro ni realizaron las podas ni los mantenimientos que correspondía. Por lo tanto, acá muestra la distribución de las formulaciones de cargos que se efectuaron en agosto y ya se ellos recibieron los descargos por parte de las empresas. Hay plazos que la ley estipula para ello, y están muy pronto a definir qué pasó. El proceso sancionatorio ha llegado casi a su fin. La jefa de jurídica, quien debe analizar los descargos, le indica que ya llegaron aquellos.

Por lo tanto, cuando ellos hablan de la norma técnica de calidad de servicio y ven la calidad de servicio que tiene que ver con la atención que se encuentra estipulada en la norma técnica, por ejemplo, cuando miran a ENEL, los días 2 y 3 hay una atención del 53 por ciento. Esa es la manera como también van fiscalizando para dar cumplimiento a esa norma; aquellas que incumplieron también fueron sometidas a la formulación de cargos.

Adicionalmente, y en resumen, explica que más del 30 por ciento de los clientes estuvieron sin suministro eléctrico por más de cinco días. Cuando correspondió, instruyeron una auditoría a la empresa que más tiempo estuvo con esta indisponibilidad para sus clientes. El objetivo de la auditoría es evaluar la capacidad para proporcionar información precisa y oportuna y que las instalaciones, la continuidad de suministro y la atención de las emergencias estén dentro de los estándares.

En cuanto al monto y la cantidad cursada a las empresas eléctricas, muestra en la imagen a las distribuidoras y las transmisoras. La línea roja corresponde a la cantidad y las barras al monto.

Entonces, durante este año, sin cursar todavía los procesos administrativos que correspondan por los eventos de agosto, han sancionado por 31.100 millones de pesos; el año pasado por 9.000 millones, y en 2022 por 22.000 millones.

Adicionalmente, muestra algunos casos emblemáticos de sanciones más altas en la historia reciente última de la superintendencia: 3,9 mil millones de pesos en 2024, por los eventos de mayo; 6,5 mil millones a las empresas CGE y ENEL, por cobrar seguros en la boleta de energía eléctrica, lo que no corresponde; 16 mil millones en 2020, por exceder el límite máximo permitido de horas sin luz; 13 mil millones en 2019, por exceder el límite de horas máximas permitidas en los cortes de luz. Asimismo, en 2017 hubo un nevazón que llegó hasta Santiago, donde cursaron multas por 9 mil millones de pesos.

Sesión 3ª, celebrada en lunes 02 de diciembre de 2024, preside el diputado Jaime Mulet. Asisten las diputadas señoras Marta González y Marcela Riquelme, y los diputados señores Roberto Arroyo, Jorge Brito, Fernando Bórquez, Benjamín Moreno y Rubén Oyarzo.

El diputado señor Cristóbal Urruticoechea será reemplazado por el diputado señor Bernardo Berger.

Concurren, en calidad de invitados, la directora nacional del Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres, señora **Alicia Cebrián López**; el director nacional del Servicio Nacional del Consumidor, señor **Andrés Herrera Troncoso**, y el jefe del Departamento de Comunicaciones e Imagen, asesor, señor **Cesar Leiva Rubio**.

Expone la directora nacional de **Senapred**, señora **Alicia Cebrián López**; dando una reseña del funcionamiento de el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres, el cual es un organismo autónomo que está bajo la dependencia del Ministerio del Interior y Seguridad Pública y es el continuador, desde 2021, de la Oficina Nacional de Emergencia.

En ese contexto, dice que, dado que uno de los objetivos de la comisión es revisar el rol que han tenido los distintos organismos, sobre todo en materia de la fiscalización frente al comportamiento y las acciones que se realizaron en relación con el corte del suministro de energía eléctrica, con sus respectivas consecuencias, le gustaría explicar brevemente cuál es el rol del **Senapred** en este sentido.

Para ello, se remite a la ley N° 21.364, porque mediante esa nueva normativa, junto con reemplazarse la Oficina Nacional de Emergencia por el actual **Senapred**, se creó el Sistema Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (**Sinapred**). En dicho sistema explica que están integrados todos aquellos organismos públicos y privados, de las organizaciones de la sociedad civil y de organismos internacionales que tienen vinculación con alguna de las fases del ciclo de gestión del riesgo que quedaron establecidas en ese mismo marco normativo. En ese sentido, el Ministerio de

Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, como organismo fiscalizador, y las empresas eléctricas forman parte de este sistema. De manera que estos organismos que integran dicho sistema, cada uno en el casillero que le corresponde, sea en el ámbito de los organismos públicos, como la SEC y el Ministerio de Energía, o en el área de los organismos privados, como las empresas eléctricas.

Sobre como es el rol que cumple la SEC, como organismo fiscalizador de las competencias y obligaciones que tienen las empresas eléctricas, uno de los productos que fiscaliza la SEC y que coordina como servicio es el programa Invierno, que es implementado año tras año. Dicho programa se ha venido implementando desde hace alrededor de 15 años, desde la antigua Onemi, hoy Senapred, con un alcance cada vez mayor. Dentro de ese programa las empresas participan con una serie de compromisos en relación con la mantención de su infraestructura y la preparación para la temporada invernal, que la SEC fiscaliza como uno de los productos que han comprometido las empresas eléctricas. De manera que los compromisos de las empresas forman parte de este programa.

En ese sentido, manifiesta que a partir de los acontecimientos ocurridos entre el 31 de julio y el 3 de agosto como consecuencia del sistema frontal que se desarrolló entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos, pero que afectó en mayor medida a la zona central del país, Senapred emprendió, de manera anticipada y una vez emitido el pronóstico meteorológico, una serie de acciones de coordinación y de seguimiento a las situaciones de emergencia que se produjeron debido a esta situación.

En ese momento la Dirección Meteorológica de Chile emitió un total de seis avisos meteorológicos, con anticipación a la ocurrencia de los sistemas frontales, y tres alertas meteorológicas, que abarcaron desde la Región de Atacama hasta la Región de Los Lagos. A partir de esos avisos de la Dirección Meteorológica, que para efectos de este sistema es el organismo técnico que monitorea todas las amenazas vinculadas con eventos hidrometeorológicos, ellos complementaron con una minuta técnica del Sernageomin asociado a este pronóstico, para evaluar el peligro de remociones en masa en todo ese tramo, o sea, entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos, y, adicionalmente, con el Centro Meteorológico Marítimo Regional de Valparaíso, para complementar ese diagnóstico con un aviso de marejadas anormales que estaban desde el golfo de Penas hasta la provincia de Huasco.

A partir de ello, estos desarrollaron una serie de coordinaciones en modalidad de mesas técnicas, en las cuales informaron sobre este pronóstico a las direcciones regionales, primeramente, el 29 de julio. Al día siguiente, el 30 de julio, coordinaron con los integrantes del sistema y las direcciones regionales entre Coquimbo y Los Ríos, de manera que iniciaron las coordinaciones para los cursos de acción que iba implicar enfrentar posibles situaciones de emergencia que se generaron, a partir del pronóstico meteorológico que les estaba informando la Dirección Meteorológica de Chile.

Además de las coordinaciones de monitoreo y de despliegue en terreno, ellos adelantaron elementos de ayuda humanitaria a los distintos municipios y a las direcciones regionales, Metropolitana de Santiago, de O'Higgins, del Maule, de Ñuble y del Biobío. Asimismo, solicitaron a la Subsecretaría del Interior la declaración de emergencia preventiva por amenaza meteorológica, facultad que otorga la nueva ley N° 21.364. Ese decreto emitido el 30 de julio que abarcaba desde el 30 de julio al 4 de agosto entre las regiones de Coquimbo y de Los Lagos.

Producto de esa mesa técnica, de fecha 30 de julio, la SEC, emitió las instrucciones a las respectivas empresas en relación, por ejemplo, medidas para asegurar la continuidad del suministro, implementar los planes de contingencia que cada empresa tiene respecto de este pronóstico, la ampliación de las cuadrillas y de las brigadas de contingencia que eventualmente tienen y que se amplían cuando hay una situación de emergencia o una emergencia potencial, la mantención de los canales de atención y la especial atención a los electrodependientes, entre otras medidas que se desprendieron de las conclusiones del análisis sobre las posibles consecuencias que podía tener un pronóstico meteorológico como el que les entregaba Dirección Meteorológica de Chile.

Ante ello, realizaron una coordinación que hicieron de manera interinstitucional, con distintos organismos, que abarcó al Ministerio de Energía, a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, a las direcciones regionales, los que, a su vez, coordinaron con las delegaciones presidenciales de las regiones la Subsecretaría de Energía, a la Dirección General de Aguas, al Ministerio de Obras Públicas, y su subsecretaría, a la Policía de Investigaciones, al Ministerio de Salud, a la Superintendencia de Servicios Sanitarios, ya que, muchos de los servicios de distribución de agua potable, sobre todo en los sectores rurales, dependen del suministro eléctrico para su generación; al Ministerio de Educación, al Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, a Bomberos, a Carabineros, al Estado Mayor Conjunto, a las asociaciones chilenas de municipalidades y a las empresas, a través de la SEC.

Todas esas coordinaciones que ellos realizaron con antelación al inicio de estos sistemas frontales. Una vez ocurridos los hechos (el cual se fue desplazando de sur a norte), las regiones de más al sur empezaron a reportar cortes de suministro y dificultades, producto del sistema frontal, los que fueron atendidos a medida que estas situaciones se fueron reportando; mantuvieron mesas de coordinación durante todo el proceso y, en la madrugada del 2 de agosto, una vez ocurrida la mayor afectación en la Región Metropolitana, producto de esa alarma meteorológica emitida por la Dirección Meteorológica de Chile, convocaron a un Comité para la Gestión del Riesgo y Desastres, que sesionó esa mañana, con la finalidad de levantar la información, monitorear los cursos de acción y el refuerzo de las coordinaciones que debían realizar, para atender la emergencia.

Con posterioridad, convocaron a una reunión, presidida por el ministro de Energía, con las empresas, para definir los cursos de acción, y, desprendiéndose de esos compromisos, el Senapred hizo un seguimiento durante todos los días posteriores, que se extendió hasta el 16 de agosto, con reuniones diarias, para ir viendo la evolución, sobre todo en los sectores más complejos, no solo en la Región Metropolitana (hubo comunas muy afectadas durante muchos días sin suministro), sino también en algunas localidades en regiones. Si bien el impacto fue mayor en la Región Metropolitana debido a la cantidad de clientes, en las otras regiones también hubo afectación, y hubo algunas localidades y comunas donde el corte de suministro se extendió por muchos más días que el sistema frontal.

El Senapred realizó un seguimiento hasta mediados de agosto de la reposición del suministro y de las medidas de contingencia que ellos adoptaron en algunos sectores, para poder mitigar la falta de suministro eléctrico.

Además de la evaluación de los daños que sufrió la infraestructura, coordinaron un plan de recuperación complementario a las medidas de acción propuestas por ENEL, CGE y las otras distribuidoras más pequeñas en las regiones de La Araucanía, principalmente, y del Biobío, y a este plan que ellos levantaron se complementó con la coordinación desde el Senapred, de Carabineros y del Ejército, con efectivos para apoyar la remoción de escombros y el retiro de árboles.

Asimismo, desplegaron la ayuda de elementos de emergencia en distintas comunas, a petición de los distintos alcaldes que fueron levantando su información; generaron coordinaciones para instalar generadores eléctricos en establecimientos educacionales que iban a permanecer más tiempo sin suministro, debido a que los trabajos de reposición iban a demorar más. Esto implicó la movilización y la coordinación con la empresa eléctrica para la distribución de esos generadores, de manera de disminuir la cantidad de establecimientos educacionales que mantenían sus clases suspendidas por no tener suministro eléctrico.

También desarrollaron un seguimiento, a través de la Superintendencia de Servicios Sanitarios, de aquellos servicios de agua potable que se veían afectados en su distribución producto de la falta de energía, y, para ello, activaron los planes de abastecimiento de agua potable que existen en todas las regiones y para todas las comunas, lo que implica que las empresas deben proveer un sistema alternativo con disposición de estanques cerca de los domicilios, con el fin de que la gente pueda abastecerse de agua para el consumo humano.

Además, llevaron a cabo un seguimiento, sobre todo en la Región Metropolitana, con las complejidades que podía tener el sistema de transporte, para evitar problemas, que en dicha región es mayoritariamente eléctrico. Esto lo hicieron en días hábiles. Por lo tanto, trabajaron para que ese lunes no hubiera problemas de afectación al tránsito de la población en este servicio de transporte.

También monitorearon el funcionamiento de los centros de salud. En la Región Metropolitana, donde ningún centro de salud fue afectado por corte de suministro, y los que no tenían suministro tenían generadores de respaldo, en un trabajo que ellos han estado haciendo con la Subsecretaría de Redes Asistenciales con anticipación, para poder dotar a todos los centros con el respaldo necesario, para no interrumpir las atenciones.

Coordinaron con la Asociación Chilena de Municipalidades, a través de su entonces presidenta Carolina Leitaó, el trabajo con las comunas, con el fin de que pudieran ir levantando sus requerimientos de apoyo, de maquinaria u otros, que apoyaran la labor de las empresas que no estaban dando suficiente cumplimiento.

En términos generales, la labor que cumplió el Senapred, como organismo coordinador del Sistema Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres, resalta e insiste en que ellos coordinan los servicios que están, los recursos disponibles y las capacidades que existen. En un primer momento, las empresas, ambas, hicieron un compromiso de recuperación, compromiso que no se cumplió en los plazos establecidos por estas.

Recalca que ellos como Senapred, no tienen mayores facultades de fiscalización, que para eso está la superintendencia. Sin embargo, tienen un rol coordinador, donde generan las medidas y las coordinaciones, y levantan la información de todos aquellos sectores que podían verse complicados en su funcionamiento, sobre todo de aquellos que son vitales para la vida de las personas, y coordinan en estas reuniones de seguimiento todas las acciones que desde los sectores y desde el mismo servicio son necesarias para tratar de devolver un poco la normalidad a las personas en esa situación.

La emergencia en términos de lo que les correspondía a ellos como servicio se prolongó hasta el 16 de agosto, cuando les informaron el menor número de clientes sin suministro en este tramo, de manera que en ese minuto ellos dieron por cerrada la emergencia. En relación con el despliegue de recursos y de monitoreo de las situaciones más complejas, aun cuando, después de esa fecha, las empresas siguieron ejerciendo acciones y gestiones para restablecer el ciento por ciento del suministro.

Señala, que en términos de los progresos que estas coordinaciones implicaron, entre el 4 y el 9 de agosto lograron disminuir en un 87,8 por ciento la cantidad de clientes sin suministro. A pesar de ello, había retos que persistieron en cuanto a que las comunas de Lampa y Quilicura, en la Región Metropolitana, fueron las que mayores dificultades presentaron, debido a problemas logísticos y a lugares donde debían de llegar con cierta intervención.

Entre las estrategias claves, destaca el uso masivo de generadores, que fue un recurso de gran importancia, que les permitió restablecer suministros en establecimientos educacionales, en establecimientos de salud y también domicilio a

domicilio de los clientes que se mantenían sin suministro en algunas comunas; a las cuadrillas con las que colaboró el ejército para poder acelerar el proceso de limpieza de las calles y el retiro de árboles, lo que facilitó que las empresas pudieran llegar con sus recursos a iniciar los trabajos de restablecimiento; la priorización de

sectores críticos como hospitales y transporte, lo que permitió que ninguna persona viera afectada sus atenciones en salud, en la Región Metropolitana, del Biobío y de La Araucanía, donde se había concentrado la mayor cantidad de población afectada, y que el servicio de transporte en la Región Metropolitana no sufriera mayores alteraciones, lo que habría sido para ellos un punto bien complejo de administrar, de no haber podido salir la flota de buses eléctricos en caso de no haber podido cargar, porque los electro terminales estaban sin suministro.

Por último, en términos de costos generales, generados a través de la emergencia, como Senapred, los gastos que hacen en materia de apoyar las situaciones de emergencia, en general, son en dos o tres ítems, el resto se canaliza a través de las delegaciones presidenciales regionales. Ellos, como Senapred, costean la entrega de ayuda humanitaria, tales como bobinas de nylon, planchas de zinc y sacos de defensa fluvial, que fue lo que más requirieron producto de la emergencia.

Una vez concluida la emergencia, sobre todo para la recuperación de techos, que fue el mayor daño producto del viento, ellos como servicio gastaron más de 264 millones de pesos. Más 500 millones 493 mil pesos gestionaron a través de las delegaciones presidenciales y regionales, lo que suma un total de 758 millones de pesos, entre elementos de ayuda humanitaria y la contratación de servicios, para el retiro de árboles y escombros que estaban en las calles, los que levantaron los municipios, y servicios que fueron gestionados a través de las respectivas delegaciones presidenciales, regionales y provinciales.

Respecto de algunas de las preguntas que han realizado los diputados y diputadas, establece que hay algunas que le encantaría responder en detalle una a una, pero que, por respeto al siguiente invitado, algunas las podrá responder y otras las enviará por escrito, y estará encantada de ser invitada nuevamente a la comisión.

Sobre el organismo técnico, que debería responder en detalle, es la Dirección Meteorológica de Chile. Con respecto a si el país presenta problemas por los huracanes, responde que este no presenta las condiciones geofísicas para ello, lo que no significa que no existieran episodios meteorológicos en los cuales pueda haber rachas de viento, como las que existieron esta vez, y se encuentra el registro, en la historia del país, de eventos como las trombas marinas, que es una especie de tornado que se genera en el mar, y de algunos episodios que han sido catalogados por la "DMC" que es algo similar a un tornado en tierra, con mayor frecuencia en el golfo de Arauco, por la ubicación en donde está.

Lo que tuvieron ese día, a juicio del organismo técnico, no fue un huracán, sino rachas de viento muy importantes, de las cuales han tenido registros en otros momentos del tiempo en el país, y probablemente, dado lo mismo que señalaba la diputada González en su alocución, producto de la crisis climática, y de cómo esta exagera eventos meteorológicos que han tenido normalmente en el país.

Recuerda las lluvias del año 2023, durante el invierno, que más allá de la sequía importante que existió durante mucho tiempo, dado que en los inviernos llueve en Chile, pero lluvias de esa intensidad en tan corto periodo de tiempo donde cayó tanta cantidad de agua, explica que producto de cómo los eventos se intensifican por la crisis climática.

Lo que sucedió para ese episodio hidrometeorológico, probablemente tiene mucha explicación en ello, algo sobre lo cual seguramente van a tener que considerar para el análisis de cómo está el sistema coordinado, de los recursos disponibles y del fortalecimiento institucional que es necesario realizar, no solo en Senapred, sino también en otros organismos del sistema, de manera que puedan estar tecnológica y técnicamente preparados para poder abordar fenómenos como el que tuvieron en este reciente invierno.

A continuación comienza la segunda exposición con una presentación el señor **Andrés Herrera, director nacional del Sernac**; después de saludar a todas las diputadas y diputados presentes en la comisión; y agradecer la oportunidad de estar invitado y dada la naturaleza de la convocatoria, la presentación aborda el rol que han cabido al Sernac, y las acciones que han desplegado, no solo por los cortes de suministro eléctrico que ocurrieron en mayo y en agosto del año en curso, sino también otras acciones, particularmente en el ámbito de los servicios sanitarios, como el agua potable, pero tienen presente que el foco de la comisión tiene que ver con lo primero que ha señalado.

Considera que es bueno precisar, dado que la directora de Senapred también lo hacía, cuál es el rol que en este caso ha tenido al Sernac.

Da una reseña sobre el Sernac, el cual es un servicio que tiene por misión fundamental la información, la educación y la protección de los consumidores, y también tiene por objeto fundamentalmente velar por las disposiciones de la Ley del Consumidor y, por lo tanto, ante situaciones de infracciones o de vulneraciones a los derechos de los consumidores y también a la normativa en general que afecta a la provisión de servicios básicos, actúa, y lo hace, fundamentalmente, a posteriori.

En este caso, la acción del Sernac se ha traducido en hacer efectiva la responsabilidad de las empresas, particularmente las eléctricas, en el marco de los cortes por los eventos climáticos que derivaron en la interrupción de los servicios eléctricos en mayo y agosto, y ha utilizado los mecanismos que para los efectos ha establecido el legislador.

Con respecto al orden de magnitud, considera que es muy importante tener presente que los cortes en el suministro eléctrico, que se verificaron aproximadamente entre el 7 y el 10 de mayo de este año, supusieron suspensiones de hasta 60 horas, es decir, aproximadamente dos días y medio sin suministro eléctrico en los casos más críticos.

Como también recuerda que, en los de agosto estos cortes llegaron hasta casi 20 días sin suministro en algunos casos, lo cual generó una situación muy crítica que afectó a la población, especialmente a los ciudadanos más vulnerables.

Sin duda, reconoce que hay un conjunto de situaciones que suponen infracciones a la ley del consumidor. Lo que finalmente hizo el Sernac, fue conducir ese malestar que existía tanto a nivel ciudadano como también en autoridades locales, para efectos de darle un cauce institucional conforme a los mecanismos que establece la legislación.

A modo simplemente de contexto, manifiesta que los reclamos que ha recibido el Sernac solo por los cortes en el suministro eléctrico, en el caso de la Región Metropolitana, casi se han multiplicado por siete, concentrando más del 80 por ciento de los reclamos. En términos generales, si lo compararan con las regiones que se vieron afectadas por los cortes, hay que multiplicar por cuatro o cinco veces el total de los reclamos. Esto ha ocurrido por la indignación que supuso a los consumidores esta situación. Eso es importante porque en los casos que ellos están llevando a cabo, especialmente en los procedimientos voluntarios colectivos, las personas que hayan hecho reclamos también van a tener un reconocimiento particular por dicha situación.

Con respecto a el caso de la tasa de reclamos o el porcentaje de reclamos, la concentración se la llevan las grandes concesionarias eléctricas, particularmente ENEL Distribución, que también actúa a través de ENEL Colina en alguna zona de concesión; la CGE, y en menor medida las demás concesionarias que tienen una participación menor. Esto es representativo de la situación que afectó a los clientes de estas empresas, pero es un dato referencial para efectos de poder ellos ilustrar esta situación.

Una vez que surgieron ambos episodios, tanto el evento de mayo como el de agosto, el Sernac dispuso inmediatamente los mecanismos necesarios, una vez que se priorizó el restablecimiento del servicio y la atención a la población vulnerable, para la generación de distintas iniciativas. Una de ellas, fueron las reuniones que sostuvieron con los alcaldes de la Región Metropolitana y de comunas de otras regiones, como también la definición en términos internos de un modelo compensatorio que permitiera hacerse cargo por parte de las empresas de la responsabilidad que les cupo por la suspensión, a su juicio injustificada, del servicio eléctrico.

Eso tiene que ver, fundamentalmente, con los ítems compensatorios definidos en un modelo y con una compensación legal, automática y directa que regula el artículo 25 A de la ley. Esto fue incorporado en la ley del consumidor en la reforma de 2018. Dicho

artículo establece que, en caso de suspensión, interrupción o no prestación injustificada de un servicio básico, entre ellos el eléctrico, las empresas deben indemnizar, de manera automática y directa a los consumidores, con una base de cálculo que corresponde a 10 veces el valor diario promedio del último estado de cuenta.

Esto se incorpora dentro del modelo compensatorio que diseñó el Sernac para estos efectos, como también otros daños patrimoniales y morales. Lo dijeron con mucha fuerza en los momentos en que estaban definiendo el curso de acción, en el sentido de que los consumidores también debían ser reparados por todas las aflicciones y angustias que tuvieron que pasar con ocasión de esto. Lo cual significó definir cuál sería el curso de acción que debía seguir el Sernac.

Ante eso, recuerda que importante tener en cuenta que la ley del consumidor opera de manera supletoria a las leyes sectoriales. Por lo tanto, la ley sectorial eléctrica tiene sus procedimientos y su autoridad fiscalizadora, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. En este caso, ante la afectación del interés colectivo de los consumidores y todos los daños que esto supuso, cabe la acción del Sernac, que es complementaria con la acción de la superintendencia.

Desde ese punto de vista, el Sernac dispone de dos facultades para abordar dicha situación. Por una parte, los procedimientos voluntarios colectivos, que fueron regulados también por la ley N° 21.081, de 2018, y, por otra, los juicios colectivos ya conocidos.

En este caso, explica que los procedimientos voluntarios colectivos tienen por objeto buscar una solución expedita, rápida, completa y transparente con las empresas cuando se ha afectado el interés colectivo de los consumidores. Lo que supone es buscar la solución en un proceso de negociación extrajudicial con las empresas y en un plazo máximo de tres meses, que pueden ser prorrogables por tres meses más. Ahí ellos establecen la priorización de una solución para los consumidores, más no buscar la responsabilidad de infracción con multas, porque entienden que los consumidores esperan una solución respecto de ese tipo de situaciones. Por cierto, reconoce que debe respetarse el principio de indemnidad de los consumidores, con un debido proceso.

La otra alternativa son las demandas colectivas de los consumidores, las que suponen interponer la respectiva demanda ante los tribunales competentes, tanto para perseguir la responsabilidad infraccional, que se refiere a una acción u omisión que incumple las normas establecidas, lo que puede generar una sanción o multa, como también las compensaciones, reparaciones o daño moral.

Asimismo, considera que eso depende tanto de la capacidad de impulsar una acción de esta naturaleza en todas las etapas procesales, como también de la buena fe de las empresas, que no pocas veces, por no decir la mayoría de las veces, obstaculizan la tramitación de las demandas e, incluso, se llega a tener sentencias en

un orden de cuatro a ocho años de tramitación. A veces, incluso, se pueden acoger las demandas, pero sin indemnizaciones para los consumidores. Es un tema que también les preocupa desde el punto de vista de futuras reformas en esta materia.

En este caso, el Sernac optó por la celeridad de estos procedimientos. Con ocasión de los eventos que concluyeron el 10 u 11 de mayo, ellos iniciaron de inmediato un procedimiento voluntario colectivo fundamentalmente con las empresas Enel Distribución y Enel Colina. Como su denominación lo indica, se trata de procedimientos voluntarios y, por lo tanto, estos quedan sujetos a la voluntariedad de someterse a él por parte de las empresas. En ambos casos, las empresas Enel Distribución y Enel Colina se sometieron a dicho procedimiento.

Una vez sometidos a una serie de estándares y modelos compensatorios que propone el Sernac, no se descarta la interposición de una demanda colectiva, si fracasa este procedimiento.

Habiendo concluido de manera favorable este caso, tienen una solución que favorecería a casi 400.000 personas afectadas por el corte en el suministro eléctrico, porque uno de los criterios que han aplicado no solo es la universalidad de todos los afectados, sino también la proporcionalidad de una serie de factores. Están hablando de una cantidad por sobre 1.800 millones de pesos, que en este momento están siendo sometidos a la aprobación de un tribunal. Esperan que en un procedimiento lo más rápido posible, en una gestión voluntaria, se dé el efecto erga omnes, que tiene que ver con que a todos los consumidores se les aplique esa misma solución. Entrega cifras globales y después puede entregar los datos más específicos, pero, da un ejemplo, en donde un consumidor que tuvo sesenta horas sin luz podría llegar hasta 43.000 o 44.000 pesos en promedio respecto de ese consumidor y con tramos que van superándose, dependiendo de los tramos. Recuerda que ese evento de mayo no duró más de sesenta horas en el caso máximo.

Una vez aprobada por el tribunal y publicada que sea esta la solución (ellos darán la noticia), los consumidores podrán hacer reservas si no están conformes con esto y podrán iniciar los casos individuales.

Pero también, en el caso de los eventos de agosto, optaron por utilizar el mecanismo de los procedimientos voluntarios colectivos. En términos de las empresas más importantes y más allá de algunas declaraciones que se dieron, tanto ENEL, como la CGE y Chilquinta se sometieron voluntariamente a estos procedimientos.

Comenta también cuáles son los grados de avance. Estos procedimientos se iniciaron en agosto. Reconoce que estos son procedimientos complejos, que, si bien es cierto, son bastante rápidos comparativamente con un juicio colectivo, requieren el procesamiento de información, el requerimiento de información por parte del Sernac y también de las empresas.

Lo cierto es que ellos han tenido, con todas las empresas, o, al menos, las tres más importantes, distintas interacciones en la negociación y, en el caso de ENEL, están a la espera de la presentación de una confirmación, porque no tienen certeza de que vaya a ocurrir, pero esperan que así sea, porque las declaraciones de la empresa así lo han indicado, una nueva propuesta de solución sobre la base de un conjunto de requerimientos que le ha planteado el Sernac.

Esta debería ser una etapa final del proceso de negociación con esa empresa, que permitiría al Sernac pronunciarse respecto de la suficiencia o no de la compensación por entregar; es decir, están en una etapa crítica respecto de la negociación con ENEL.

Otro tanto ocurre con CGE, con distintos matices. Aquí también están a la espera de una nueva propuesta, después de varias interacciones que han tenido con esta misma empresa. Todas estas negociaciones son paralelas, con cada empresa en particular, atendida la realidad de cada empresa y no comparten información entre ellas.

Considera que hay que tener en cuenta que, desde el punto de vista de las validaciones de esas propuestas de solución en favor de los consumidores, estas tienen que ser, según les han manifestado cada empresa, con sus respectivas matrices. En el caso de ENEL, con su matriz italiana, y en el caso de CGE, con su matriz china. Por lo tanto, eso también significa algunos tiempos en que ellos tendrían que incurrir, pero, en cualquier caso, deberían tener noticias, como máximo en los próximos diez días.

También han generado, los mismos procedimientos con Chilquinta, existen acá ajustes relativamente acotados que están solicitando a la propuesta de solución entregada a Chilquinta. Ellos creen que existen las condiciones para poder arribar a un acuerdo que sea beneficioso para los consumidores.

Sin embargo, tuvieron otros casos en los que también, habiendo abierto el procedimiento voluntario colectivo, las respectivas empresas eléctricas o también algunas cooperativas que prestan estos servicios, no accedieron a someterse al procedimiento. Como es el caso de Frontel; Codiner, que opera en la Región de La Araucanía, y Saesa las que fueron demandadas colectivamente por el Sernac.

En el caso de Frontel, manifiesta que está recién en la etapa de admisibilidad de la demanda. La que fue interpuesta hace varios meses. Están en una etapa inicial de la tramitación. En el caso de Codiner, están en la citación obligatoria para una audiencia de conciliación.

Sobre el caso de demandas colectivas, a las empresas les sale más caro asumir esta responsabilidad, porque ante un eventual acuerdo, no es el mismo acuerdo al que ellos llegan en el caso de un procedimiento voluntario colectivo, sino que la exigencia es mucho mayor.

Aclara que existen otras cooperativas, aparte de Saesa, Frontel y Codiner, respecto a estas ellos están evaluando cursos de acción. Saben que la situación de las cooperativas es distinta de las demás empresas concesionarias y, por lo tanto, eso lo tienen presente al momento de evaluar ese accionar.

A modo complementario, explica algunas acciones que ha desplegado el Sernac en el ámbito del suministro de agua potable, como servicio básico y esencial.

Ellos tienen actualmente en curso dos procedimientos, también voluntarios colectivos, con Aguas Andinas y con **Nuevosur**. No se refieren, por supuesto, a esos eventos que ocurrieron en mayo y agosto. Se refieren a procesos de investigación que ya estaba llevando a cabo el Sernac por cortes y suspensiones injustificadas entre enero de 2022 y diciembre de 2023. Están hablando de un número bien considerable de consumidores afectados. Ambas empresas están disponibles para avanzar en aquello.

Sin embargo, ellos han demandado a otras empresas sanitarias, como **Esva** y **Essbio**. Esto ocurrió a principios de 2024, por interrupciones en distintos momentos entre 2021 y 2023, particularmente. hablan de 1.100.000 consumidores afectados con distintas interrupciones en distintos momentos, y 740.000 consumidores afectados en el caso de **Essbio**.

Han tenido distintas reuniones tanto con la asociación gremial de empresas sanitarias como de empresas en particular, y les han manifestado que el foco es la solución de los problemas de cara a las compensaciones a los consumidores. No quieren buscar multas, sino priorizar la solución en favor de los consumidores y están a la espera de estas respuestas.

El señor Andrés Herrera, contesta una consulta de una de las diputadas con respecto a la compensación directa y automática, donde dice que todas las compensaciones, todas las indemnizaciones por daño moral, por daño patrimonial o de otra naturaleza estas también son legales.

Pero esas compensaciones tuvieron por objeto establecer un sistema rápido y eficaz para el cálculo de ese tipo de compensaciones. Comenta que para hacer efectiva esa compensación que establece el artículo 25 A de la ley es precisamente necesario establecer o conducir ese mecanismo a través de un procedimiento voluntario colectivo o una demanda colectiva.

Por lo tanto, ellos lo están haciendo a través del procedimiento voluntario colectivo, que es un mecanismo más procedimental que permite, sobre la base de un modelo compensatorio que incluye el artículo 25 A, exigirles a las empresas eléctricas que se hagan cargo de esa compensación.

Lo que puede decir sobre el rol del Sernac y él como director de la entidad es que la participación de la sociedad civil organizada en la defensa de los derechos de los consumidores es muy importante. El rol del Sernac y del Estado es insustituible, pero también lo es el rol organizado de la sociedad civil en este ámbito.

Ahora bien, a veces, tal como ocurre en el Sernac, se producen asimetrías muy importantes, no solo respecto del conocimiento de un determinado mercado o negocio, del cual se entera principalmente una industria o un proveedor en particular, sino también en cuanto a las competencias y los necesarios conocimientos para abordar el cada vez más complejo funcionamiento de los mercados.

Al respecto, por lo que han optado algunas organizaciones de consumidores, probablemente las más grandes, es por contar con asesorías expertas externas que participan en determinados proyectos. Sin embargo, no está seguro de si esa es la mejor solución institucional, ya que puede generar distintos incentivos, que no siempre se alinean con la protección de los consumidores.

Por otra parte, hay otras organizaciones de la sociedad civil que están muy debilitadas debido al fenómeno de la pandemia, la cual también generó una gran atomización. Por lo tanto, reconoce que es necesario fortalecer estas organizaciones a través de distintos mecanismos, no solo mediante la labor que realiza el Sernac en materia de participación ciudadana, sino también a través de la acción de otros organismos y de los fondos concursables que permitan su adecuado funcionamiento.

Dicho esto, en el caso de las demandas colectivas, creen que, tal como lo han admitido algunas organizaciones, se requieren ciertos cambios para generar la normativa de protección al consumidor, planteada en el marco del proyecto Sernac Te Protege. No sabe si tendrán su cauce por ese lado, ya que excede un poco el ámbito del proyecto. No obstante, el foco, tanto del Sernac como del Ministerio de Economía, es fortalecer las asociaciones.

Ahora bien, explica que, en el caso de ciertas demandas colectivas en algunos mercados, infundadas o no, existen mecanismos en la ley que sancionan la temeridad de las acciones. Sin embargo, lo que ha ocurrido es que algunas asociaciones, que no tienen un trabajo territorial ni a nivel ciudadano, toman nombre por parte de ciertos abogados que supuestamente representan a la ciudadanía o son legitimados activos. En estos casos, al enfrentar, y da un ejemplo, una causa importante, en la cual el Sernac es parte demandante, y en la que otras organizaciones relevantes como **Conadecus** o la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (**Odecu**) han comparecido, se suman otras asociaciones de consumidores y se hacen parte solo para percibir costas.

Indudablemente, reconoce que en eso existe un problema en cuanto al funcionamiento, así como también en el ámbito de los incentivos asociados a las grandes organizaciones de consumidores, especialmente en lo que respecta a la remuneración del trabajo profesional de los abogados, información a la cual el Sernac no tiene acceso.

Con todo, lo importante es que lo que establece la ley es que se deben remunerar adecuadamente los costos en los que han incurrido las asociaciones durante

estos procesos, entendiendo, obviamente, que no solo son costos procesales ni corresponden a honorarios profesionales, cuya cuantía no es conocida por el Sernac.

En otras palabras, todo lo relacionado con la participación de las asociaciones de consumidores, siendo nosotros, por cierto, partícipes de un rol cada vez más activo de la sociedad civil, debe ser abordado desde distintas perspectivas porque creemos que, con la evolución que han tenido las acciones colectivas, es crucial que se aborden las distintas problemáticas que he planteado.

Sesión 4ª, celebrada en lunes 09 de diciembre de 2024, Preside el diputado señor Jaime Mulet. Asisten las diputadas señoras Marta González y Marcela Riquelme, y los diputados señores Roberto Arroyo, Jorge Brito, Fernando Bórquez, Benjamín Moreno, Rubén Darío Oyarzo, Cristóbal Urruticoechea y Nelson Venegas.

Concurren, en calidad de invitados, el **presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo**, acompañado por la **consejera del consejo directivo, señora Bernardita Espinoza Valdivia**, el **director ejecutivo, señor Ernesto Huber Jara**, y el **director de comunicaciones, señor Andrés Pozo Barcelo**.

Comienza la primera presentación el señor **Juan Carlos Olmedo** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional), explica que tienen una presentación que la van a dividir entre su persona y el director ejecutivo. Donde abordaran la operación del sistema eléctrico de los años 2023 y 2024, con un enfoque en las perturbaciones que ocurren y sus causas.

Hablaran de los principios de la coordinación en el marco institucional que rigen al Coordinador Eléctrico Nacional, la transición energética y resiliencia ante el cambio climático, y la gestión de contingencias en el sistema eléctrico entre los años 2023 y 2024, en las áreas del ámbito de la responsabilidad del Coordinador Eléctrico Nacional.

Primero, quiere repasar el rol del Coordinador Eléctrico Nacional en el mercado eléctrico.

Explicando que el Coordinador Eléctrico Nacional es una corporación de derecho público, autónoma e independiente, que no forma parte de la administración del Estado ni utiliza recursos del Estado.

Que el presupuesto se financia con un cargo tarifario que pagan los usuarios.

Que sus labores son coordinar la operación del sistema eléctrico. Especifica que el rol de ellos es muy similar a la labor que hace una torre de control.

El coordinador eléctrico no tiene activos de generación transmisión. Por lo tanto, tiene una independencia que le permite coordinar la operación de las centrales generadoras y líneas de transmisión para abastecer la demanda.

Son una corporación sin fines de lucro y cuentan con más de 370 profesionales, mayoritariamente de carrera STEM y los cuales están altamente especializados. El coordinador eléctrico nacional trabaja en base a tres principios:

Efectúan una operación segura y confiable, al menor costo posible, y además tienen la función de garantizar el libre acceso a las redes de transmisión.

Están inmersos en un marco institucional sólido, que le han llamado ecosistema institucional, en el cual está, en la capa superior, el Ministerio de Energía, que cuenta con dos entidades: la Comisión Nacional de Energía, que es un ente que da soporte en materias regulatorias y tarifarias, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que es el ente fiscalizador encargado de establecer algunos estándares técnicos para las instalaciones de electricidad y combustible.

Por otro lado, existe el coordinador eléctrico nacional, que es el operador independiente del sistema eléctrico. Esta es una figura que existe en todos los países del mundo. Se encarga de coordinar la operación de las plantas generadoras, líneas de transmisión, grandes usuarios y empresas distribuidoras.

Además, comenta que está el panel de expertos, una suerte de tribunal, encargado de resolver las controversias que surjan entre los agentes coordinados y el Coordinador Eléctrico Nacional.

Existen otras entidades en este ecosistema como el Tribunal de la Libre Competencia, la fiscalía nacional Económica, los tribunales de justicia, la Comisión para el Mercado Financiero y otras entidades que se encargan de enfocarse en sus aspectos sectoriales.

Sobre ¿Cuáles son sus principales funciones?; dice que en primer lugar, es garantizar la operación más segura y económica, que son cosas concomitantes del sistema eléctrico nacional; administrar el mercado mayorista de energía, porque es ahí donde se producen las transacciones.

Ellos tienen que valorizar las transacciones de energía, potencia y los llamados servicios complementarios, que son aquellos que permiten asegurar la calidad y seguridad del servicio; recomiendan la expansión de obras de transmisión del sistema eléctrico nacional; licitan las obras de transmisión que decreta el Ministerio de Energía; realizan un seguimiento de la construcción y ejecución de esos proyectos, básicamente de las obras nuevas; gestionan el proceso de conexión de proyectos, el cual consideran ellos que es bastante demandante (advierde que el sistema está en un proceso de cambio y que requiere la conexión tanto de nuevos consumos, nuevas fuentes de generación y líneas de transmisión), y una función nueva desde el año 2016, que es monitorear las condiciones de competencia en el mercado eléctrico.

Una de sus funciones es comunicar a la Fiscalía Nacional Económica y al Tribunal de la Libre Competencia cuando ellos detecten indicios (es lo que señala la ley) de situaciones que podrían ser constitutivas de infracción a la competencia.

Otra nueva función que se les otorgó es promover la innovación, investigación y desarrollo en el sector eléctrico, en el ámbito de sus funciones, cual es la operación del sistema eléctrico. En eso han realizado bastante trabajo. Tienen una serie de alianzas

con universidades y entidades nacionales e internacionales para efectuar innovaciones en esa materia, con el objeto de acelerar el proceso de transición energética.

Muestra en la presentación una gráfica en donde hay una línea segmentada en color rojo, que muestra el ámbito de acción y, además, ilustra todo el sistema eléctrico. Por un lado, tiene la generación con distintas fuentes, tanto convencionales como renovables, que se conectan a través de subestaciones a la red eléctrica, que llega a las subestaciones que abastecen a las redes de distribución, las cuales llevan la energía hacia los consumidores finales. También existen los llamados PMGD (pequeños medios de generación distribuidos) que están inmersos en las redes de distribución.

Con respecto a el ámbito de acción que tienen ellos, este llega hasta los límites de la red distribuidora o las subestaciones de más alta tensión que permiten abastecer a las áreas de distribución. No invierten en la red de distribución, solo hasta los límites para llevar el suministro eléctrico hasta los bordes y la distribuidora lo lleva hasta el usuario final.

En cuanto a la magnitud del mercado, explica que hoy en día operan algo más de 800 agentes en el sistema eléctrico. Que en el año 2017 eran poco menos de 400. Es decir, en siete años se ha duplicado la cantidad de agentes que participan en el mercado, tales como generadores, transmisores y grandes usuarios.

Sobre las transacciones en el mercado mayorista que ascienden a 1.400 millones de dólares anuales; en cuanto a energía, 420 millones de dólares por potencia en términos anuales, con lo cual las transferencias de energía y potencia estarían casi en los 2.000 millones de dólares. Asimismo, el costo de operación del sistema fue de 2.000 millones de dólares en 2003.

Continúa con la segunda presentación el señor **Ernesto Huber Jara (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional)**. Comienza haciendo referencia a los desafíos de la transición energética, la resiliencia y el cambio climático. Luego, va a hacer la conexión con los eventos meteorológicos que han provocado fallas en el sistema durante 2023 y 2024.

Con respecto al Sistema Eléctrico Nacional, explica que este es un sistema eléctrico único en el mundo, muy longitudinal y radial, ya que recorre 3.100 kilómetros desde Arica hasta la isla de Chiloé. Son aproximadamente 37.000 o 38.000 kilómetros de líneas de transmisión sobre 12.000 voltios, que les tocan coordinar y gestionar día a día.

Tienen más de 800 empresas coordinadas y más de 1.000 unidades generadoras. La potencia máxima del sistema este año dice haber estado en torno a los 12.000 megawatts, y una capacidad instalada que, a la fecha, está en torno a los 36.000 megawatts de capacidad.

Destaca que la generación hidráulica ha sido superior a la que tenían el año anterior en igual fecha. Además, dice que ha habido una disminución del aporte de generación termoeléctrica, porque se ha manifestado en una reducción de las emisiones de CO₂.

Sobre las características del Sistema Eléctrico Nacional en 2023. Explica que consta de una energía anual producida del orden de los 83.637 GWh. La capacidad instalada a la fecha comenta que es de alrededor de 36.000 megawatts. En diciembre del año pasado tenían 34.000 megawatts de capacidad instalada. El 40 por ciento de esa capacidad instalada está conformada por energía fotovoltaica y eólica, que corresponde a energía renovable no convencional (ERNC).

Con respecto a la presentación en donde muestra que se consigna la demanda máxima, y dos guarismos considerados muy importantes: el primero sería la participación de energía fotovoltaica y eólica, en donde el año pasado alcanzó un 31,1 por ciento de participación anual en la matriz de producción de energía. En forma horaria, el valor de las energías fotovoltaica y eólica alcanzó un 71,2 por ciento en marzo del año pasado, situación muy similar a la que se ha alcanzado en una hora de este año, considerando ambas fuentes de producción de energía.

Se indica la longitud del sistema de líneas de transmisión que les toca coordinar. Algo muy importante explica que es el almacenamiento, que es del orden de 1.000 megawatts instalados y en pruebas en el sistema, con duraciones de cuatro a cinco horas. Son sistemas importantes para captar los excedentes de oferta que hay en horario diurno y trasladarlos al horario nocturno, para hacer más eficiente la operación del sistema.

Además, señala algunos objetivos de largo plazo que se encuentran establecidos en la ley marco de Cambio Climático, como la carbono neutralidad al 2050; el retiro de centrales térmicas a carbón, lo que, de alguna forma, está plasmado en un acuerdo público-privado establecido para 2040. En ese sentido, se está dando las condiciones para anticipar el retiro del carbón hacia 2030, pero eso dependerá de las condiciones habilitantes que se den en las centrales a carbón.

También muestra en otra gráfica los valores correspondientes al sábado 6 de enero de este año. Que a partir de las 15:00 horas aproximadamente de ese día, se alcanzó una participación de energía limpia en el abastecimiento total de los consumos de 95 por ciento. Lo que considera las energías fotovoltaica y eólica, el aporte importante de las centrales hidráulicas y la biomasa. Solo había un 5 por ciento de generación a base de combustibles fósiles, fundamentalmente justificada por razones de seguridad en la zona del norte grande del sistema.

A cerca del tema de la transición energética, muestra un ranking de la Agencia Internacional de la Energía, publicado en septiembre de este año. En el eje horizontal se ven distintos países o sistemas eléctricos, donde el sistema eléctrico chileno juega

un rol destacado, particularmente por la participación tanto en energía en 2023, con valores sobre el 31 por ciento, y en forma horaria, con el 71 por ciento, considerando solo las fuentes fotovoltaicas y eólicas, también llamadas energías renovables variables o intermitentes.

Esperan que el 2024 termine con una participación de energía del orden del 34 por ciento. En forma horaria, también están con valores similares al año pasado, es decir, con 70 por ciento de participación horaria de esas fuentes de energía.

Como indica, el mayor aporte de energía renovable variable, fotovoltaica y eólica, y también la hidráulica, que ha mejorado bastante desde mediados de 2023, también ha significado una reducción importante en las emisiones de CO2 equivalente.

Con respecto al año pasado en igual fecha, aprecian una reducción del 15 por ciento. Respecto de 2021, uno de los años que estaba dentro del período de la mega sequía de 12 años que se tuvo en el sistema, observan una reducción del orden del 40 por ciento de las toneladas equivalentes de CO2, consideran enero-octubre, tanto en 2021 como en 2024. Insiste, en 2021, con la condición de sequía, se produjeron más de 30 millones de toneladas equivalentes de CO2 al año; sin embargo, a octubre de este año, llevan alrededor de 15 millones de toneladas de CO2. Eso es lo que puede indicar desde el punto de vista de la transición energética.

Ahora bien, desde el punto de vista de la gestión de la operación en tiempo real, muestra una imagen de la sala de control, ubicada en el edificio corporativo. Cuentan con un video wall que hace un monitoreo constante de la operación del sistema, con una superficie del orden de 100 metros cuadrados para monitorear la operación del sistema.

En dicha sala de control realizan la supervisión de la operación en tiempo real del sistema generación-transporte. Es decir, en los sistemas de distribución no están visibilizados, no están bajo el rol de supervisión que establece la normativa para el Coordinador Eléctrico Nacional, sino en el ámbito de la empresa distribuidora.

En relación con los tipos de riesgos y los fenómenos que observan, les toca gestionar en la operación en tiempo real. En una lámina muestra algunos fenómenos de la naturaleza, como terremotos, tsunamis, erupciones volcánicas, incendios, inundaciones, sequías, tormentas severas, que les ha tocado observar en el sistema, y algunos riesgos que tienen que ver con la infraestructura, eventos sistémicos, algunos de origen antrópico, como incendios, sabotajes, temas de ciberseguridad, errores humanos en la operación y en el mantenimiento de las centrales y, además, los temas de mercado en relación con la volatilidad y los precios de los combustibles que abastecen a las plantas termoeléctricas.

Al lado derecho de la lámina muestra que una serie de recortes de prensa que dicen relación particularmente con los incendios que tuvieron en la temporada 2016-2017. La prensa de la época recogió la resiliencia que tuvo el sistema eléctrico para

esas situaciones que tuvieron en el sistema, más de 600.000 hectáreas dañadas por el fuego en ese momento. También recogió el efecto de aumento en el precio. El artículo de prensa se refería al costo marginal, producto de que había incendios bajo algunas líneas, y eso les significaba tener que reducir las transferencias o, derechamente, en algunos casos, desconectar líneas y despachar generación más cara, y eso hacía que el costo marginal en ese momento subiera producto de estos fenómenos.

Sobre el terremoto del 27 de febrero de 2010, en el cual tuvieron un evento de magnitud 8,8 grados en la escala de Richter, muy destacado a nivel mundial, con un apagón total en el sistema. Muestra que pasadas las 03:34 horas de la madrugada, cómo la demanda se va a cero.

También destaca el terremoto de Coquimbo de 2015, específicamente el 16 de septiembre a las 19:54 horas, evento también de magnitud importante sobre 8,4 grados en la escala de Richter; sin embargo, por la zona que afectó ese terremoto, que también fue con salida de mar en la bahía de Coquimbo, no hubo una mayor afectación en comparación con el evento que tuvieron en 2010.

En todo caso, destaca que la escala de los terremotos es logarítmica; por lo tanto, este fue un evento de menor intensidad y en una zona del sistema donde no hubo mayor afectación a las instalaciones primarias.

También, durante esta mega sequía, tuvieron inundaciones en el sistema, en la zona de Atacama, se refiere a Diego de Almagro y Chañaral, donde hubo subestaciones que se vieron inundadas y bastante afectación en las redes de distribución.

Con respecto del monitoreo y la gestión de las distintas emergencias, destaca una plataforma que está instalada en su centro de despacho y control para el monitoreo de los incendios. Muestra una imagen donde está el monitoreo de los incendios, situación que considera muy útil, sobre todo en esa época del año, pues ya hay algunos incendios que han afectado líneas de transmisión, particularmente hoy día ha habido algunas contingencias, y hay algunas imágenes que muestran cuando un incendio está cerca de una infraestructura de transmisión; en ese momento, su centro de despacho y control toma contacto con el propietario de las instalaciones de transmisión y se gestionan algunas medidas operacionales que pueden ser desconectar líneas o reducir transferencias.

Además de la gestión de esas emergencias, para ellos ha sido muy importante la gestión de la operación del sistema durante la sequía que fue muy prolongada. Recuerda el decreto de racionamiento preventivo que se dictó en 2021, producto de que, en 2022, año hidrológico, que fue el segundo año más seco de las estadísticas, significó la dictación de ese decreto y tomar algunas medidas operacionales para evitar desabastecimiento en el sistema.

Muestra el lado derecho de una lámina donde se puede ver el evento meteorológico de junio de 2023, que representó de alguna forma un cambio de régimen hidrológico de esta sequía consecutiva de doce años.

Luego, muestra una imagen que recogió la prensa de la época, donde se ve el aumento significativo de la energía embalsada en el sistema. Ese evento meteorológico les permitió recuperar los niveles de los embalses y tuvieron que gestionar algunos vertimientos, particularmente en la cuenca del Maule, siguiendo la ley N°20.304 sobre operación de embalses.

En la gestión de la operación en tiempo real, además de hacer la gestión de emergencias como las que mostró relacionadas con incendios, también los eventos meteorológicos extremos, como los que muestra en una imagen, de alguna forma mandatan el seguimiento de las restricciones de seguridad que establece la normativa, particularmente el criterio de seguridad N-1.

Sobre una nevada que ocurrió en la zona de la cuesta La Dormida, cerca de Santiago. La línea de 500.000 voltios que va desde la subestación Nueva Pan de Azúcar hasta Polpaico es una línea de 400 kilómetros aproximadamente, en 500.000 voltios. Considerada una zona de muy difícil acceso.

Relata que en la madrugada del jueves 14 de julio se produjo el corte de uno de los conductores, de uno de los circuitos de la línea, aproximadamente a las dos de la mañana. Dado que tienen el mandato legal de operar el sistema de transmisión, con criterio N-1, la pérdida de uno de los circuitos, por el corte, no les provocó pérdidas de consumo ni apagón en el sistema. Luego, su centro de despacho y control tomó medidas para reducir las transferencias que había en ese momento, y a las seis de la mañana se cortó el conductor del otro circuito. Dado que su centro de despacho y control había tomado las medidas de seguridad reduciendo las líneas en los flujos que venían desde el norte y acomodando el despacho, no se produjo un apagón en el sistema.

La reparación de la línea, considerando el acceso complejo en esa zona que, demoró aproximadamente una semana; una semana estuvieron sin el doble circuito Pan de Azúcar-Polpaico en servicio.

Producto de las distintas fallas que aparecen en el sistema, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles reporta el nivel de interrupción promedio por hora. Muestra que en 2024 ha crecido bastante en relación con 2023. Que a la fecha llevan del orden de veinticuatro horas de interrupción. Es importante destaca que de esas veinticuatro horas de interrupción en relación con las trece con la que terminó el año 2023, fundamentalmente se explican por fallas en distribución. Solo el 10 por ciento de las horas se explica por fallas en el sistema de generación-transporte que les toca coordinar.

En relación con la supervisión y la operación del Sistema Eléctrico Nacional destaca, que la supervisión y control, de acuerdo con lo que establece la normativa, le corresponde al coordinador eléctrico hasta la subestación primaria de distribución. Lo que está fuera del cerco en distribución es de responsabilidad de la empresa distribuidora, que es la que está encargada de resolver las contingencias y la operación de las redes de distribución. Los eventos meteorológicos relativos a ráfagas de viento impactaron principalmente los sistemas de distribución.

Adicionalmente, durante los años 2023 y 2024, han visto cómo los eventos meteorológicos extremos, asociados a precipitaciones. Primero, han aumentado los niveles de energía embalsada y también han permitido gestionar, mediante la ley de embalses, los distintos niveles en los embalses de las cuencas del Maule, del Laja y del Biobío.

Muestra comparativa de los años 2023 y 2024. En donde las barras azules representan la cantidad de fallas por temporales o eventos meteorológicos en 2023, y las barras rojas representan el año 2024. Donde se puede apreciar cómo en el mes de agosto hay un aumento significativo de fallas producto de los temporales de viento. De las 570 fallas que generaron energía no suministrada en el sistema de generación-transporte en 2024, el 20 por ciento se explica por estos fenómenos meteorológicos asociados a temporales.

Desde el punto de vista de la energía no suministrada, considera que es muy interesante ver que, en la energía no suministrada, producto de temporales de viento y eventos meteorológicos extremos, fue mayor en 2023 que en 2024, aun cuando en 2024 hubo mayor cantidad de eventos en el sistema de generación-transporte.

Presenta una lámina donde se aprecia cómo el coordinador eléctrico debe entregar información a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles cuando se produce una falla con pérdida de consumo, a las 48 horas la empresa propietaria debe enviar un informe de falla que incorpore el detalle de las protecciones que dieron origen a la apertura de los interruptores y provocaron finalmente la pérdida de consumo.

Posteriormente, a los cinco días después de la falla, las empresas tienen la obligación de entregar un complemento de la información preliminar de estas 48 horas, y a los 15 días hábiles, el Coordinador Eléctrico Nacional tiene que elaborar un estudio de análisis de falla, en el cual se califica el comportamiento de las protecciones que operaron en esa falla. Esta información debe enviarse a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para hacer un seguimiento de las acciones correctivas que se pudieron haber detectado.

También destaca algunas fallas particulares que se presentaron durante 2023 y 2024. Una de ellas la han destacado como una falla relevante, ya que afectó a la Región del Maule, particularmente la línea de 66 kV Los Maquis-Hualañé. En esa ocasión, se produjo una crecida en el río Claro, lo que afectó la planta Licantén y la

central cogeneradora que había en ese punto del sistema. Esto aún afecta la operación de los consumos en esa zona.

Por otra parte, comenta que el 1 de agosto de 2024, alrededor de la 1:20, hubo una caída de un árbol sobre la línea de 220 Kv, entre la subestación Cautín-Ciruelos, esto es, la cuadra de Temuco y Valdivia, lo que provocó la pérdida de dos capitales regionales y de todos los consumos desde Valdivia hasta la isla de Chiloé. Sin embargo, ocho minutos después de la falla, comenzó la recuperación y, aproximadamente, una hora y treinta minutos después, ya se habían recuperado todos los consumos de la capital regional. En este caso, la empresa propietaria despejó la falla en ese circuito.

En relación con los temporales de viento de los días 1 y 2 de agosto, muestra en una gráfica la disminución de energía del sistema eléctrico nacional producto de la pérdida de los consumos en la distribución. En donde las redes de distribución sufrieron daños por varios días, y en otro gráfico muestra cómo se redujo la demanda eléctrica que debían abastecer desde el sistema eléctrico nacional.

Los días 1, 2, 3, 4 y 5 de agosto dice que se consumió menos energía, hasta que finalmente se fueron resolviendo las contingencias en la distribución. En términos de distribución, considera que esto representó un menor consumo de energía del orden de los 94 GWh. Por su parte, la energía no suministrada, producto de fallas en el sistema de generación-transporte, que les toca coordinar y supervisar, representó el 7 por ciento aproximadamente del total de energía no suministrada durante esos días producto de las fallas en el sistema de distribución.

Muestra un ejemplo de la aplicación del criterio N-1. En donde el día 2 de agosto, en la madrugada, existió una falla en el circuito 2 de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico. Nuevamente, como ellos estaban operando con el criterio N-1, la falla de uno de los circuitos no significó un apagón en el sistema, por lo que el sábado 3 de agosto, alrededor de las 19:00 horas, lograron recuperar y reponer ese circuito en el sistema.

Reconoce que cuando ocurren situaciones de emergencia en el sistema, como pérdidas de los sistemas de transmisión nacional o zonal, se activa lo que llaman el Plan de Recuperación de Servicio. Este plan se encuentra establecido en la norma técnica, y hay un conjunto de acciones definidas que se actualizan año a año para poder recuperar el sistema, en caso de un apagón, lo más rápido posible.

Explica la división del sistema, que se divide en áreas o zonas: zona norte, zona norte grande, zona norte chico, zona quinta región, zona centro y zona sur, que es donde ellos aplican las acciones que están establecidas en el Plan de Recuperación de Servicio.

En la presentación se puede ver una lámina con mayor detalle de las medidas que implementan, entre las cuales está la elaboración y publicación del informe final de

2024, cuya actualización la publicarán a comienzos de 2025. Además, destaca que hacen una difusión de este Plan de Recuperación de Servicio con todas las empresas coordinadas.

Continúa con las conclusiones. Destaca que el país está avanzando en la transición energética, y el cambio climático, estima que es uno de los grandes desafíos para la operación de los sistemas eléctricos, no solo en Chile, sino a nivel mundial. Resalta la resiliencia de los sistemas que es muy importante.

Estima que deben estar preparados para esto con nuevas y mejores tecnologías que den cuenta de la flexibilidad del parque generador convencional y, además, del aporte importante que deben hacer los parques renovables fotovoltaicos y eólicos.

Recientemente, publicaron una guía técnica con recomendaciones para que la generación no convencional pueda contribuir a los servicios de seguridad y de control de frecuencia en el sistema.

Asimismo, observa que es necesario realizar inversiones para que la red sea resiliente y puedan enfrentar estos eventos meteorológicos extremos de la mejor manera posible. En ese contexto, ven la necesidad de reforzar ciertos sistemas zonales, particularmente en las regiones de Ñuble y del Maule.

En octubre pasado, a partir del 21 de ese mes, lograron programar servicios de control de frecuencia exclusivamente con plantas renovables. Este logro lo han destacado en la prensa y en algunos foros internacionales, ya que pudieron abastecer el ciento por ciento del control de frecuencia requerido por el sistema, considerando las plantas hidráulicas convencionales, que son las que habitualmente entregan estos servicios, pero también incorporando los parques fotovoltaicos y eólicos al control de frecuencia del sistema.

Valora la importancia de estar preparados para los eventos meteorológicos extremos, para que el sistema de generación-transporte pueda estar disponible para abastecer la demanda tanto de los sistemas de distribución como de los grandes clientes.

La aplicación del criterio N-1, con los ejemplos que ha mostrado, es relevante. A veces, en algunos foros, se dice que el Coordinador Eléctrico Nacional es muy conservador, pero en realidad lo que hacen es aplicar la normativa relacionada con el criterio N-1. Es decir, cuando falla un elemento del sistema, no se debe propagar la falla ni tampoco debe haber pérdida de consumo, como mostró en el ejemplo de la falla del 14 de julio de 2022, con el nevazón en la línea Pan de Azúcar-Polpaico, y también en la falla de la madrugada del 2 de agosto, cuando hubo una pérdida de uno de los circuitos.

Sobre la transición energética que implica electrificar cada vez más los consumos, por lo que considera que es esencial mejorar los estándares de seguridad y calidad del servicio.

Sesión 5ª, celebrada en lunes 16 de diciembre de 2024, Preside el diputado Jaime Mulet. Asisten las diputadas señoras Marta González y Marcela Riquelme, y los diputados señores Fernando Bórquez, Benjamín Moreno y Rubén Oyarzo, Alexis Sepúlveda y Cristóbal Urruticoechea.

Concurre, en calidad de citado, el ministro (S) de Energía, señor **Luis Felipe Andrés Ramos Barrera**, en compañía del jefe de Gabinete, señor **Nicolás Emilio Freire Castello**.

Concurre, además, la superintendente de Electricidad y Combustibles, señora **Marta Cabeza**, acompañada de su jefe de Gabinete, señor **Iván Otarola**.

Comienza su presentación el señor **Luis Felipe Andrés Ramos Barrera**, (ministro (S) de Energía).

Luego de saludar transmite las excusas del ministro Diego Pardow, el cual se encuentra en comisión, en un viaje a Marruecos por el Congreso Futuro y desarrollando temas de transición energética en dicho país.

Comienza diciendo que teniendo en cuenta que han expuesto y revisado el marco normativo ante la comisión otros órganos de la Administración del Estado y, también, del sector energético, avanzará en la presentación con la finalidad de poder ir delimitando, en este caso, y dejando en claro cuáles son las competencias de los distintos actores dentro del sector energético y, particularmente, del Ministerio de Energía.

Es por eso por lo que, parte diciendo, que el Ministerio de Energía tiene dentro de sus competencias, como función primordial, colaborar con el presidente en las funciones de gobierno y de administración del sector Energía.

Explica que el ministerio es esencialmente regulador, en el sentido de que su función principal es la elaboración de planes, políticas y normas para el sector energético, además de velar por su cumplimiento; sin perjuicio de las atribuciones que tienen otros órganos como, por ejemplo, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que tiene la función fiscalizadora de las normas.

Asimismo, tiene otras competencias más específicas, como dictar decretos supremos que fijan las tarifas de distribución eléctrica, otorgar concesiones de distribución eléctrica y nuevas competencias, a propósito del subsidio eléctrico, como es determinar la solicitud de subsidio eléctrico, aprobar el monto de financiamiento del subsidio y resolver las impugnaciones de particulares en este proceso.

Por otra parte, explica que se encuentra la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que tiene los roles de fiscalizar; dictar disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas; fiscalizar aleatoriamente planes de acción; entregar instrucciones de alerta temprana y preventiva a los fiscalizados, y aplicar sanciones y, eventualmente, multas ante el incumplimiento de la normativa y frente a interrupciones

del suministro eléctrico. Es la SEC la que determina la forma de efectuar las compensaciones a pagar a los clientes regulados.

Considera que es importante destacar que la SEC tiene un rol no de carácter preventivo, sino más bien represivo. Es un modelo clásico de derecho administrativo sancionador, en que, básicamente, una vez que se constata el incumplimiento, se activan las potestades sancionatorias.

Otra de las entidades públicas que conforma el sector público del sector Energía es la Comisión Nacional de Energía (CNE), institución importante, especialmente, en lo relativo a los procedimientos tarifarios, puesto que ellos son los que analizan precios, tarifas y normas técnicas con el fin de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad. Informan, también, al ministerio las fórmulas tarifarias de distribución, a efectos de que el ministerio sea el que dicte el decreto respectivo y, además, diseña, coordina y dirige licitaciones de suministro de las concesiones de distribución, y dicta la normativa técnica. Este servicio público tiene un especial protagonismo en la fijación de las tarifas eléctricas.

Finalmente, tienen una entidad que no es un servicio público, por lo que no es parte de la Administración del Estado, que son las concesionarias de distribución del servicio público. Estas son aquellas que prestan el servicio y que, al tratarse de un servicio público, están obligadas a dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión y deben prestar dicho servicio conforme a las reglas de calidad de servicio establecidas en la ley.

Explica que es muy importante destacar que las distribuidoras tienen la responsabilidad de dar continuidad de suministro. Esto implica mantener un suministro de calidad; acudir a los puntos de falla cuando ocurra una interrupción; dar soporte a electrodependientes; tener disponibles canales de atención, dotarse de cuadrillas, brigadas, etcétera, en número suficiente para poder responder adecuadamente a las contingencias; mantener la continuidad del suministro; entregar información veraz y oportuna a los clientes y autoridades, y adoptar todas las medidas necesarias para asegurar la continuidad del suministro frente a situaciones de emergencia.

Básicamente, lo que explicó anteriormente es un repaso de las competencias y funciones de cada uno de los miembros o actores del sector energético. Sobre El Ministerio de Energía, propiamente tal, es un ministerio fundamentalmente regulador, elaborador de políticas, planes y normas para el sector Energía, en donde han desarrollado una importante cantidad de instrumentos de política pública, como la política energética nacional, que fue actualizada en 2022 y que establece como la finalidad última alcanzar la carbono neutralidad antes del 2050.

Sin embargo, también están avanzando en otros ámbitos como, por ejemplo, el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, que establece medidas de acciones concretas para cumplir las metas establecidas anteriormente por la Estrategia Nacional

de Hidrógeno Verde; los Planes de Mitigación y Adaptación de Cambio Climático, mandados por la Ley Marco de Cambio Climático, la Planificación Energética de Largo Plazo que, es un elemento que permite tomar decisiones tanto a los reguladores como a la industria y, finalmente, tienen el Plan de Descarbonización que en el contexto de sus metas es ir cerrando o reconvirtiendo centrales a carbón, establecer básicamente una hoja de ruta con las medidas habilitantes que permitan concretar el objetivo de cerrar o reconvertir centrales a carbón.

Así, llegan de una forma un poco más concreta de cuáles son las competencias, en este caso, del Ministerio de Energía respecto del sector de distribución eléctrica ante emergencias. Y lo que él aquí quiere demostrar es que, dentro de las funciones más generales, el Ministerio de Energía es el órgano superior de colaboración con el Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración con el sector de energía; y ante eventos que vulneren la continuidad de servicio, corresponde al Ministerio de Energía colaborar con el Presidente de la República en la coordinación de estas situaciones. Además, señala que el Ministerio de Energía coordina a los servicios públicos del sector; es decir, fundamentalmente a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con el fin de dar coherencia sectorial a las acciones de los servicios públicos del sector. Finalmente, participa como representante del sector de energía en el Cogrid nacional, proveyendo información sobre el estado de los sistemas de energía, coordinando la continuidad de los servicios, informando las medidas de rehabilitación y reportando recursos y capacidades existentes en la cartera en disposición a la respuesta de la emergencia.

Muestra una lámina ilustrativa acerca de las distintas acciones que realiza el Ministerio de Energía en contexto de emergencias, como son el monitoreo de planes de verano e invierno de empresas de transmisión y distribución, solicitados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previo a las emergencias. También realizan simulacros del sector de energía; de hecho, el 2023 tuvieron la oportunidad de realizar un simulacro, junto con la participación de la superintendencia y de las empresas del sector, en el sector centro sur del país. Participaron, además, en la mesa técnica de prevención. Tienen también la plataforma **Siggre**, que es una plataforma *web* que establece información en tiempo real acerca del estado de la infraestructura energética ante las distintas emergencias que se pueden dar. Es una plataforma útil para tomar decisiones en caso de emergencia. También cuentan con la entrega de información preventiva a las delegaciones presidenciales, a las SEC, a autoridades regionales, implementación de protocolos de colaboración ante incendios forestales y, desde el 2022, junto a la **Conaf** realizaron jornadas anuales con empresas de transmisión y distribuidoras eléctricas.

Durante la emergencia, ellos participaron, en los **Cogrid** nacionales, regionales y provinciales. En donde se despliegan las autoridades para apoyar la gestión en terreno,

hacen seguimiento de la información proporcionada por la SEC sobre el estado del suministro eléctrico y el acceso a la infraestructura crítica, así como también la coordinación de empresas eléctricas en la reposición de servicios básicos y coordinan con diversas instituciones y servicios para agilizar y facilitar las gestiones orientadas a la reposición del servicio.

Después de las emergencias, además de hacer el seguimiento respecto a la reposición del suministro y en donde ellos coordinan los servicios públicos del sector y de otros sectores, para apoyar la normalización de la infraestructura eléctrica, también, evalúan el régimen del sector y, en ese sentido, elaboran proyectos de ley que son el punto central de las competencias del Ministerio de Energía.

A propósito de las competencias del ministerio y de la evaluación del régimen aplicable a la distribución eléctrica y de emergencias ellos elaboran proyectos de ley, por ejemplo, el proyecto de ley de ampliación del subsidio eléctrico, donde, luego de los eventos ocurridos en agosto de este año, se incorporó dentro del trabajo que estaba haciendo la mesa técnica, la que estaba mandatada para extender y ampliar el subsidio, debido a que era la oportunidad o la vía adecuada para incorporar reformas a las atribuciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, donde había una demanda de muchos parlamentarios para incorporar estas modificaciones que se hicieron tan necesarias a propósito de los cortes de agosto del año pasado. En ese sentido, ingresaron este proyecto de ley en el cual una de sus finalidades es mejorar la calidad del servicio, y para ello se establecen nuevas atribuciones de fiscalización para la Superintendencia de Electricidad y Combustible, se aumentan las multas y las compensaciones en el sector.

Este proyecto de ley se encuentra en tramitación en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, de la cual algunos son miembros de dicha comisión. En ella han ido presentando nuevas facultades para la superintendencia, donde se requieren e instruyen adecuaciones para asegurar la mitigación de riesgo e integridad de redes, así como también planes de acción destinados a regularizar el desempeño insuficiente de las instalaciones.

Por otra parte, se faculta a la superintendencia para medir y monitorear el desempeño de los fiscalizados, priorizando distintos mercados, considerando la exigencia de seguridad y calidad de servicio, y también establecen que la superintendencia podrá valerse de la información que le sea remitida tanto por el fiscalizado, los órganos públicos, personas naturales, entidades privadas requeridas para el efecto, así como también de la información proveniente de la inspección personal realizada por un funcionario, en cumplimiento de las funciones propias de la superintendencia.

Además, definen el desempeño, pero también el desempeño insuficiente, lo que es especialmente importante debido a que una vez verificado, la superintendencia

podrá requerir uno o más planes de cumplimiento en caso de ser presentado y darían inicio a un procedimiento sancionatorio, lo que será considerado como una infracción grave; además, establecen modificaciones para hacer más expedita las notificaciones que debe realizar la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, adecuándola al estándar de la ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos.

También, se establecen modificaciones a las multas y compensaciones, donde consideran un atenuante en el cálculo de las multas, que es la presentación en tiempo y forma de planes de acción y cumplimiento; asimismo, establecen explícitamente que, en caso de verificarse infracciones graves o gravísimas de parte de las distribuidoras que afecten a personas electrodependientes, lo considerarán de forma separada, lo cual aumenta, en ese sentido, la capacidad sancionatoria.

También modifican la forma de cálculo de las compensaciones por interrupción o suspensión del suministro no autorizado de conformidad a la ley, eliminándose el “duplo”; no obstante, reemplazaran el costo de racionamiento por “costo de falla de corta duración”. Y, finalmente, estableceran la posibilidad del fiscalizado para presentar, en el marco de un procedimiento sancionatorio, uno o más planes de cumplimiento para corregir las infracciones detectadas.

También han hecho una indicación en la cual han establecido, respecto de los servicios sanitarios rurales, la obligación de las empresas distribuidoras de implementar, en forma eficaz y oportuna, las mejores soluciones técnicas disponibles para mitigar los efectos que las interrupciones de suministro eléctrico, generada por fallas masivas que se produzcan. Y para ello las distribuidoras deberán implementar la entrega temporal o permanente, en comodato, del equipamiento que permita abastecer a los comités, cooperativa o servicios sanitarios rurales para que, de forma tal, les permita abastecer de energía al servicio respectivo.

La superintendencia deberá informar trimestralmente a las empresas concesionarias de servicio público de distribución la nómina de beneficiarios por área de concesión.

De esa forma, él quiso dar una visión general respecto de cuáles son las competencias de los distintos actores en el caso del sector eléctrico en general y del sector distribución en particular, poniendo el foco especialmente en las competencias del Ministerio de Energía.

Este diseño institucional en el cual el Ministerio de Energía tiene una función esencialmente reguladora, mientras que la superintendencia es la que ejerce un rol fiscalizador en la cual ha tendido que realizar una función principalmente represiva y no preventiva, razón por la cual, a raíz de los hechos ocurridos en agosto del presente año, incorporaron modificaciones a la ley de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con la finalidad de buscar soluciones que tengan como centro no solo

evitar o constatar la existencia de una infracción para luego multar o sancionar, sino para establecer, herramientas nuevas. Da como ejemplo, la posibilidad de la superintendencia de establecer planes de inversión dentro de un proceso sancionatorio, porque a través de esas medidas buscan que se tienda al cumplimiento de la ley y a establecer medidas como distintos planes de inversión que se traduzcan en un beneficio para los clientes o usuarios del servicio eléctrico. Es decir, además de aumentar las cuantías de las multas existentes y de las compensaciones, establecen distintas atribuciones para establecer diversas medidas que apunten a un mejor servicio, cuestión que hasta el momento considera que no ha sido posible, ya que el modelo existente solo establece que las empresas distribuidoras deban cumplir con los estándares establecidos de continuidad. Pero, hasta el momento, no es exigible para la autoridad, en este caso para la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el cumplimiento de planes de inversión.

Respecto de las potestades o de si contaba la institucionalidad del sector eléctrico con las potestades adecuadas para poder disuadir o fiscalizar contesta que es importante señalar que la institucionalidad, particularmente la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, actualmente cuenta con potestades de fiscalización, inspección y también de sanción, con la finalidad de poder disciplinar a las concesionarias de distribución. El punto está en que este es un modelo conceptualizable como un modelo clásico, típicamente represivo, que básicamente establece o deja dentro del cumplimiento de la continuidad del suministro las medidas que adopten las concesionarias de distribución y se establece normativamente el deber de continuidad, que es el que debe fiscalizar la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y en el caso en que se produzca ese incumplimiento, se activan las sanciones, las cuales típicamente son multas fundamentalmente, además de las compensaciones por el suministro de energía que no ha sido entregado adecuadamente.

Sobre lo característico de los eventos ocurridos en agosto es que cuando ocurren estos hechos, ellos pudieron constatar la existencia de infracción a las normas de continuidad de servicio, y se encontraron ante una situación en la que era evidente que era necesario activar las potestades sancionatorias. Pero, en ese momento no tenían las herramientas necesarias para lograr que las distribuidoras particularmente, algunas de la Región Metropolitana, en este caso la empresa **ENEL**, pudieran cumplir con los planes de contingencia establecidos para restablecer el servicio, razón por la cual ellos presentaron un par de planes de cumplimiento, los cuales no se pudieron cumplir, y en ese momento evaluaron pasar a la última de las medidas con que cuenta en este momento el sector energía, el sector eléctrico, para disciplinar a las concesiones, que es la caducidad de la concesión.

Con esto quiere decir que se encuentran en un momento en que se iban a activar los procedimientos sancionatorios, pero necesitaban lograr que los planes planteados por parte de la empresa se cumplieran, cuestión que ellos veían que no se estaba cumpliendo.

Eso los llevó a recurrir a la última de las medidas que, es la caducidad de la concesión, la cual actualmente se encuentra en un proceso adversarial, proceso en el cual la empresa a la cual se ha abierto el proceso de caducidad tiene oportunidad de establecer todos los descargos, a propósito, también de una auditoría independiente que están realizando, que tiene por objeto verificar el cumplimiento de las normas de calidad. Después de que ellos tengan este informe, deben pasar a la etapa de recomendación por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles al Presidente de la República en cuanto a una decisión en el caso de promover o no la caducidad de la concesión.

Respecto de las características del fenómeno ocurrido en agosto, manifiesta que lo más importante es señalar que más que las características del evento, lo importante es cómo reaccionan las concesionarias, que son las obligadas a cumplir con la continuidad del suministro de energía eléctrica ante un hecho ocurrido.

En ese sentido, explica que el ministro de Energía ha señalado bastantes veces que lo importante en este caso es tener una capacidad de reacción para cumplir con el mandato de mantener la continuidad del servicio.

Considera que no es necesario comparar lo que ocurre en otras latitudes, o en otros países, con lo que ocurrió en agosto pasado, dado que observa que el comportamiento de otras concesionarias fue distinto, ya que propusieron planes de cumplimiento, que fueron cumpliendo; además, pusieron a disposición un mayor número de brigadas para ir cumpliendo con el restablecimiento de la continuidad del servicio, así como también cumplir con la debida atención comercial a los usuarios en un contexto en el cual necesitaban información oportuna, adecuada y veraz para ir tomando sus propias decisiones ante los cortes de suministro.

Lo que quiere plantear con esto es que no es necesario comparar lo que ocurre en otros países. Acá considera que lo importante es que, dado el evento ocurrido en el país, se puede constatar que existe un deber de las empresas, que es el de mantener la continuidad del servicio y que hubo una forma de cumplir con ese deber, que ha sido distinto dependiendo de las distintas empresas distribuidoras. Justamente esa distinta forma de reacción es la que evidencia el no cumplimiento de los planes de contingencia ofrecidos por la empresa **ENEL**, lo que les justificó activar el procedimiento de caducidad de la concesión.

Más que el evento meteorológico en sí, considera que lo importante en este caso es un servicio público, es decir, el suministro de distribución eléctrica. Se trata de una actividad tan importante para la sociedad, que si no se presta o si no se presta en

las condiciones que se ha definido normativamente, por ley o por reglamento, por las distintas normas técnicas, entonces la sociedad, los clientes, los usuarios, se van a ver profundamente afectados.

En ese sentido, explica que el titular, en este caso la empresa concesionaria de distribución, cuando adquiere esta concesión asume una serie de obligaciones, normativas y estándares normativos, entre los cuales uno de los más importantes es justamente mantener la continuidad del servicio.

Ahora bien, considera que por supuesto no es que sean irrelevantes las condiciones meteorológicas. De hecho, recuerda que hubo una alerta temprana preventiva que fue informada en ese momento por la autoridad competente, ocasión en la cual la Superintendencia de Electricidad y Combustibles aprovecha esta práctica para adoptar medidas, dado que, no tiene facultades preventivas. Sin perjuicio de ello, en este caso ellos recuerdan al regulado, a las distribuidoras, que adopten las medidas adecuadas para poder cumplir con el resultado pidiendo a las empresas distribuidoras mantener la continuidad de un servicio.

Entonces, lo que quiere decir con todo esto, para los efectos del modelo, tal como está diseñado y concebido, hace ya casi 30 años del diseño institucional, es de qué forma reaccionan las empresas o las concesionarias de distribución, ante el evento de la naturaleza que sea, para poder cumplir con el deber normativo, en este caso, de la continuidad del servicio.

Para ello, actualmente, es una decisión de cada una de las concesionarias la forma en cómo lo van estableciendo. En este caso, se van dotando de brigadas o de distintas medidas para poder cumplir con su obligación de continuidad de suministro.

Dice esto porque, efectivamente, pudieron constatar que fue distinta la forma en que reaccionaron las concesionarias. No todas ellas reaccionaron de la misma forma, pese a que todas enfrentaron básicamente el mismo escenario climático.

De hecho, en la Región Metropolitana, reconoce que hay al menos dos empresas concesionarias que enfrentaron el mismo evento climático, pero tuvieron reacciones distintas; el caso de **CGE**, por una parte, y **ENEL**, por otra.

Reconoce que lo importante hoy en día, el régimen establece que se debe cumplir con la continuidad del servicio. Y, ante los fenómenos climáticos que están ocurriendo, es de responsabilidad de las concesionarias tomar las decisiones corporativas para cumplir con el resultado normativo que establece, en este caso, la ley y los reglamentos, que es mantener la continuidad del servicio.

Y, en ese momento, ellos ven que hay reacciones dispares entre las distintas concesionarias.

Asume la tarea de analizar y estudiar los puntos, como también enviar a la comisión las conclusiones, para ir viendo la forma de buscar los medios que permitan lograr de mejor forma el objetivo de la comisión.

A modo de contexto, explica que hace poco tiempo el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia bajó de 500 a 300 la posibilidad de acceder a la calidad de cliente libre, lo que abre una posibilidad importante, un universo más grande de clientes que pueden acceder a esta modalidad de cliente.

Ellos no han visto nada específico en relación en la forma de organización de la distribución. No específicamente, porque lo que han constatado, y existe, en ese sentido, bastante consenso, es que, sabiendo que el sector eléctrico se descompone en segmento de generación, transmisión y distribución, justamente es el segmento de distribución el que no ha tenido prácticamente ninguna reforma sustancial desde la elaboración original del proyecto de ley, o, en este caso, de la Ley General de Servicios Eléctricos, y, efectivamente, también constatan que es necesario tener una readecuación, actualización del régimen respectivo para este segmento.

En ese sentido, nos dice que lo que plantea también el mismo ministro de Energía, es que hay un consenso importante en cuanto a la necesidad de actualizar la regulación del segmento de distribución. Pero el ve que hasta ahí llegan los consensos, y lo que ahora hay que darle es concreción a la regulación más específica que debe tener un proyecto de ley que se haga cargo del segmento de distribución, en el cual uno de los objetivos, dice relación con adaptar también las redes eléctricas a los desafíos que establece, en este caso, el cambio climático, y hacerlas más resilientes. Considera que se debe tratar de lograr que esas medidas definan una regulación que establezca los incentivos de este nuevo régimen, dado que, lo que tienen actualmente y lo que están modificando con este proyecto de ley que establece nuevas potestades para la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, avanza en una dirección distinta.

Actualmente, tienen un procedimiento sancionatorio en que son las empresas las que definen las formas de inversiones, y lo que hace la superintendencia básicamente es fiscalizar el cumplimiento de la normativa relativa a la continuidad del servicio.

Pues bien, lo que están ellos haciendo acá es avanzar en medidas o atribuciones para que la superintendencia pueda, en determinados contextos, no solo establecer sanciones, como multas, sino que, además, también planes de inversión.

Explica que existe consenso en cuanto a que se hace necesaria una nueva ley del segmento de distribución eléctrica, y que, en ese sentido, es importante, y van a estar trabajando durante el período de la próxima legislatura, que empieza en marzo de 2025, ir elaborando y buscando los consensos que les permitan no solo tener acuerdo en la necesidad de una nueva regulación, sino que, más en concreto, en cuáles deberían ser los contenidos de ese proyecto de ley, revisando también la empresa modelo y estableciendo la necesidad de dar más resiliencia a las redes eléctricas,

teniendo en consideración que están en un contexto de descongelamiento de tarifas eléctricas.

Comienza la segunda presentación dada por la señora **Marta Cabeza**, (superintendente de Energía y Combustibles). La cual comenta que fue un estado anormal agravado lo que ocurrió en el mes de agosto pasado. En donde el subsecretario hablaba de fuerza mayor. Dice que todo está definido en la normativa.

Explica que cuando se presenta como fuerza mayor, para la superintendencia, un evento tiene ciertas características de probatorio.

Comenta que otra cosa es el estado anormal agravado. Nos dice que la norma técnica define claramente cuándo es una cosa y cuándo otra. La norma técnica la elabora la Comisión Nacional de Energía y no la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Lo que hace la superintendencia es hacer cumplir esa norma técnica, que es la norma técnica de calidad de servicio en distribución.

Cuando la norma técnica habla de estado anormal y estado anormal agravado, nos dice que esto corresponde a las empresas presentar los casos en que se estime, como lo define la norma técnica de calidad de servicio en distribución, estuvo sometida a un estado anormal agravado. Y para eso es claro el procedimiento para presentar probatorios.

Nos da un ejemplo. Cuando se habla de estado anormal agravado, se están refiriendo a la comuna completa. Se miden los estándares por el par como una empresa. Entonces, si en la comuna de Tiltil, la empresa concesionaria presenta un estado anormal agravado, quiere decir que, en la norma técnica, está definido qué debe demostrar para llegar a esa conclusión.

Y lo que debe demostrar nos explica que está definido en una fórmula, en un algoritmo. Ese algoritmo, que fue definido por la Comisión Nacional de Energía y actualizado el año pasado, dice que al menos el 10 por ciento de la infraestructura debe estar dañada, indisponible.

Por lo tanto, la empresa lo que tendrá que demostrar es que tiene un universo de postes, transformadores y alimentadores, cuyo universo debe demostrar que el 10 por ciento fue sometido a una situación tal que lo destruyó.

Esa información explica que es la que debe presentar como probatorio ante la superintendencia para acogerse a lo que dice la norma técnica respecto del estado anormal agravado, que es distinto a la fuerza mayor.

Da como ejemplo “mire, se cayó un árbol en el camino y no pude llegar a reparar la falla en los tiempos que me indica la norma”. Esta situación está bien definida con una foto y una georreferenciación, y esto se debe cargar en una plataforma. Se refiere a este caso como fuerza mayor.

La superintendencia es la encargada de revisar caso a caso la presentación de la fuerza mayor por indisponibilidad e interrupción, y esta se manifiesta. Sobre el evento de agosto, nos dice que a aquellas empresas que presentaron adecuados probatorios, es decir, las que están contempladas que tienen que ser, se les reconoció la fuerza mayor.

Por lo tanto, considera que el trabajo que deben realizar las concesionarias respecto de la continuidad del suministro está reglamentado y remunerado. En consecuencia, explica que lo que hay que hacer desde la perspectiva de la fiscalización es, respecto de la norma técnica, los parámetros y algoritmos, establecer si un evento constituye, en cuanto al estado normal agravado para un par como una empresa, es decir, una comuna en su totalidad, casos y eventos de fuerza mayor.

Sobre la norma técnica se refiere justamente a la fuerza mayor, estado normal agravado.

Sobre la última norma técnica, al estado normal agravado le pone parámetros. En la anterior considera que estaba señalado el estado normal agravado, pero no señalaba lo del 10 por ciento.

Con respecto a el documento para los adecuados probatorios es elaborado por la superintendencia y de acuerdo con lo que establece la norma técnica. Este sería como un checklist.

Considera que todos los esfuerzos que se hagan en esa línea son pertinentes y urgentes en ese contexto, si bien este tema de los cortes de energía y del descongelamiento de las tarifas les ponen en una coyuntura bien compleja con la ciudadanía.

Aprovecha la instancia de la comisión para plantear francamente cuál es la realidad a la que hoy se enfrentan las familias del país. Por ejemplo, en la Región de O'Higgins, ya se están lanzando las campañas para el invierno, con el objetivo de erradicar ciertos mecanismos de calefacción, como el uso de la leña, entre otros. Sin embargo, para los hogares de O'Higgins ese es el método más barato para calefaccionarse.

Entonces, se pregunta ¿qué es lo que va a pasar? Por un lado, la gente verá que su cuenta de electricidad subirá, y por otro, si utilizan calefacción a leña, les llegará una multa. Por lo tanto, los hogares del país quedarán atrapados en una situación que será tremendamente lamentable y urgente, porque estos, son servicios básicos, fundamentales para las familias del país, quienes deben pagar estas cuentas mes a mes.

En consecuencia, considera que todos los esfuerzos que se hagan en esta línea serán muy valorados por la ciudadanía, porque se está hablando de necesidades básicas.

Sesión 6ª, celebrada en lunes 13 de enero de 2025, Preside el diputado señor Jaime Mulet. Asisten la diputada señora Marcela Riquelme, y los diputados señores Andrés Celis, Roberto Arroyo, Fernando Bórquez, Benjamín Moreno, Rubén Oyarzo, Jorge Brito, Alexis Sepúlveda, Nelson Venegas y Cristóbal Urruticoechea.

Concurren, como invitados, el presidente de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (Conadecus), señor **Hernán Calderón**, acompañado del asesor señor **Oscar Cabello**; la secretaria regional ministerial de Energía de la Región de Valparaíso, señora **Anastassia Ottone Melis**, acompañada del profesional señor **Hermann Balde Sepúlveda**; los seremis de Energía de la Región de O'Higgins, don **Claudio Martínez**; de la Región del Maule, señora **Erika Ubilla**; de la Región del Biobío, señor **Jorge Cáceres**; de la Región de La Araucanía, señor **Camilo Villagrán**, y de la Región Metropolitana, señor **Iván Morán**.

Comienza la primera presentación vía telemática del señor **Claudio Martínez**, seremi de Energía de O'Higgins.

Inicia con el caso de la Región de O'Higgins, en donde se quiere abocar a los hechos ocurridos en 2023 y 2024. Explica que las afectaciones fueron diversas; pero, se referirá, principalmente, a las de tipo eléctrico, que es el objetivo de la citación a esta comisión.

Abarca seis puntos, desde las reuniones de seguimiento, previo a los problemas meteorológicos, hasta el relato del despliegue en terreno que se realizaron en la región, no solo desde la Seremi de Energía, sino también desde el gabinete regional.

Sobre las reuniones de seguimiento y levantamiento de información, normalmente existen planes de invierno (la Región de O'Higgins tiene una única distribuidora, que es CGE) y se entregan a petición de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y, además, para el 2023 y 2024, la CGE compartió estos planes de invierno con el seremi, recibiendo algunas observaciones por parte de él, por lo que se ha ido mejorando año a año.

Él es un seremi que está desde el 2022 y, por tanto, le ha tocado vivir todas las etapas en que se han suscitado los problemas eléctricos en el tiempo.

Ahora bien, nos dice que como explicó la directora del Senapred, existen mesas técnicas regionales, que se conectan a veces a nacionales, en donde se analiza la preparación para las alertas tempranas que, normalmente, se desarrollan de manera anticipada con la mayoría del gabinete. Sin embargo, en algunos casos les tocó, por ejemplo, en la alerta temprana del 2024, a fines de julio y principios de agosto, en donde tuvo que participar, porque principalmente la afectación era en el sector energético, específicamente en distribución.

También participaron en los Cogrid regionales y nacionales desde la alerta temprana hasta las afectaciones. Muchas veces, en el caso del 2023, en la región, la afectación fue en infraestructura privada y pública, más que en infraestructura eléctrica.

En 2024, la afectación, debido al sistema frontal, se centró más en el sistema eléctrico y, por eso, tuvieron que estar presentes en la mayoría de los Cogrid y en la mayoría de estas reuniones regionales y nacionales.

Además, considera un punto importante, que es un mandato del Presidente y también del ministro, es que hagan el seguimiento a los electrodependientes. Por eso, en cada una de las alertas preventivas, les solicitan a las empresas distribuidoras (CGE), que les entreguen los números de electrodependientes y les digan qué acciones están tomando. La empresa distribuidora, en la región, específicamente, adoptó la entrega de generadores directamente, y también ellos tienen el mandato de reponer el combustible.

En el caso de 2023 y 2024, no tuvieron ninguna víctima debido a los cortes de energía. Por tanto, hasta ahora, el sistema, según indica la superintendencia, ha funcionado de manera correcta.

En cuanto a las reuniones en terreno, han tenido bastantes en cada uno de los eventos meteorológicos. En el caso del 2023, en la región específicamente, la afectación energética se produjo mayormente por la crecida del río Tinguiririca, donde se cayó una red de transmisión y una red de distribución, lo que afectó a la zona de San Fernando, Chimbarongo, Placilla, y pudieron tener reuniones en terreno con Transelec, CGE Transmisión e, incluso con el subsecretario.

En el caso del período 2024, nos comenta que la mayoría de las reuniones en terreno fueron en lugares afectados, donde pudieron sopesar la magnitud del problema y también la superintendencia pudo tomar acciones en las que está trabajando hasta ahora.

En relación con el relato del despliegue en terreno, explica que, en el 2023, se enfocaron principalmente en afectaciones y la mayor fue del orden de los 69.000 clientes. Sin embargo, considera que gracias a la rápida acción de la transmisora y distribuidora y además porque justamente, en ese sector, es mucho más robusto el sistema eléctrico, se pudieron hacer maniobras para que, el mismo día, se pudiera despejar esto. Entonces, explica que principalmente las tareas en terreno fueron de otra índole. El delegado presidencial les solicitó apoyar en el despliegue del gobierno en otras tareas. Le tocó estar en las comunas de Machalí, Olivar y también San Fernando, y la afectación más que eléctrica fue a la infraestructura, que también es parte de esa comisión. Sobre todo, en comunas como Coltauco, en donde tuvieron que cortar la energía de manera preventiva. Esta fue cortada por la distribuidora por solicitud de la municipalidad y, además, con autorización de la superintendencia, por un tema de seguridad, porque el agua estaba llegando a los enchufes de las casas. Esa considera que fue la mayor afectación en el ámbito de energía.

Manifiesta que al contrario del 2023, en el 2024 tuvieron una afectación en la región que rondó el 30 por ciento de los clientes, lo que asciende a alrededor de

123.000 clientes. Esta afectación se dio de una manera distinta a la que se da normalmente en los sistemas frontales. La costa de la Región de O'Higgins sufre un poco más porque no tiene tanta robustez la línea.

Sin embargo, en esta ocasión relata que fueron las comunas aledañas a la ruta 5 Sur las que estuvieron más afectadas. Ahí, en conjunto con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), lideraron varias visitas al centro de despacho de emergencia, principalmente para verificar que la cantidad de cuadrillas que les indicaba la distribuidora fueran las que estuvieran efectivamente. Incluso fueron de noche, porque les indicaron que estaban trabajando 24 horas. Fueron pasadas las 23:00 horas, para verificar que estaban trabajando. Les ayudó en este despliegue la Superintendencia de Electricidad y Combustibles del Maule en la parte sur, en Chimbarongo, en la región.

Considera aquí que el tema fue principalmente que el tiempo en que se pudo recuperar el servicio fue mayor a lo que normalmente estaban acostumbrados en la región, y por eso tuvieron que realizar dicho despliegue. También, le tocó realizar bastantes vocerías, al contrario de 2023, porque, esta emergencia estuvo más en torno a la distribución eléctrica que otros temas.

Además, tuvieron una coordinación con el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (Senapred) y con la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH), por el tema de los servicios sanitarios rurales.

Era importante para ellos que tuvieran conexión eléctrica y, los que no tuvieran, que la distribuidora les entregara un generador diésel mientras reponían el servicio.

Relata que en el momento del Cogrid, les informaron que quintuplicaron las cuadrillas normalmente establecidas. No tiene el número exacto en este momento, pero eso fue lo que les informaron en el momento.

En el despliegue pudieron determinar que existían cuadrillas de otras regiones en el quinto, sexto y séptimo día, cuando se pudo normalizar el servicio eléctrico. Lo pudieron constatar, porque en terreno les informaron desde la superintendencia y, además, las mismas cuadrillas les contaron eso.

Sobre el comportamiento, explica que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles es la que determina cuál ha sido el comportamiento de la distribuidora, teniendo en cuenta la normativa vigente de calidad de servicio.

Ellos hacen ese barrido y, además, todavía están trabajando en ello, por lo tanto, más que nada pudo ver que en terreno, existió una afectación distinta a la normal en cantidad de puntos. Probablemente, eso hizo que el despliegue fuera desde el primer día hasta el séptimo día, en que recién llegaron a números normales para la región.

Con todo, estima que la superintendente es la que tendrá que determinar si el comportamiento de las cuadrillas fue acorde a la normativa vigente.

Sobre una de las preguntas de si: ¿hubo apoyo con equipos móviles a las APR cuando quedaron sin energía eléctrica? Y ¿De qué manera se abordó eso por parte de la compañía eléctrica?.

Explica que lo que ellos hicieron fue encauzarlo a través del Senapred. Este les entregaba, primero, a través de la DOH, cuáles eran los APR que estaban más afectados.

Manifiesta que los que estaban con corte de energía no estaban con corte de suministro de agua, porque en su gran mayoría los afectados tienen generadores para seguir bombeando el agua, así que no se vio afectado el suministro de gran manera.

Sin embargo, narra que, al quinto día de estar funcionando con generadores, varias APR solicitaron a la DOH apoyo por parte de la distribuidora. Según entiende, la distribuidora apoyó con algunos generadores móviles, sobre todo en el caso de Requínoa, que fue una de las comunas más afectadas y en donde tuvieron harto despliegue.

En global, dice que las APR resistieron bien, con sus propios generadores; sin embargo, no estaba pensado, según le comentaba el director de la DOH, que estuvieron tantos días funcionando con generadores. Finalmente, igual tienen un desgaste y, además, la necesidad de petróleo. Los comités normalmente tienen administraciones que no les permiten hacer compras rápidas.

Comienza la segunda presentación a cargo de la señorita **Anastassia Ottone**, (seremi de Energía de la Región de Valparaíso)

Se quiere concentrar en los eventos climatológicos del 6 al 12 de mayo de 2024 y del 2 al 5 de agosto de 2024. En donde el número máximo de clientes sin suministro fue de 67.037, en su mayoría, el 84,17 por ciento, de la empresa Chilquinta; 3.885 de CGE, y otros de empresas más pequeñas, como Litoral.

En cuanto a las reuniones de seguimiento y levantamiento de información, muestra en pantalla las fechas de todas estas reuniones y el profesional que asistió.

Así, el 31 de julio de 2024, mediante correo electrónico les informa a las empresas del oficio N° 239027, de la Dirección Regional de la SEC, mediante el cual les instruye tomar medidas en el marco del frente mal tiempo pronosticado. Fue el profesional Hermann Balde quien realizó este hecho.

El 2 de agosto del mismo año tuvieron una reunión de coordinación con la SEC y Chilquinta en las oficinas del Centro de Control Operacional de Chilquinta, Curauma.

El 5 de agosto de 2024 tuvieron una reunión con Chilquinta para seguimiento de suministro, y ese mismo día, otra reunión en la Delegación Presidencial Regional (DPR) por el estado de la situación. En ambas ocasiones estuvo presente la seremi anterior, Arife Mansur.

Luego, en participación en las mesas técnicas nacionales y regionales, el 4 de agosto de 2024, participaron en el Comité Técnico Municipalidad de San Felipe, la

Delegación Presidencial Regional, la Delegación Presidencial Provincial, los alcaldes de la provincia de San Felipe y Chilquinta. Estaba la seremi anterior, Arife Mansur.

El 31 de julio de 2024, a los Cogrid nacional y regional, concurren el director regional y el profesional Hermann Balde.

Con respecto al seguimiento de atención de electrodependientes. No realizaron visitas, sin embargo, estuvieron en constante comunicación con las empresas distribuidoras para asegurar un suministro constante a las personas en esta condición, ya sea a través de generadores eléctricos o bancos de batería.

En cuanto a reuniones en terreno, dice que el 2 de agosto de 2024, hubo monitoreo en terreno de acciones junto al MOP, la SEC y el Senapred en distintos puntos de Viña del Mar y Valparaíso.

El 5 de agosto tuvieron seguimiento de la reposición del suministro en San Felipe.

Existen cuatro procedimientos sancionatorios en curso por la SEC contra Chilquinta y CGE; específicamente, en cuanto a lo ocurrido entre el 2 y el 5 de agosto de 2024, porque hubo otro procedimiento entre el 6 y el 12 de mayo de 2024 contra Chilquinta, pero ese ya terminó, y se le sancionó con multa.

En el evento anterior le aplicaron una sanción de 3.000 UTM a Chilquinta Distribución S.A., por infracción a la normativa. Por el caso del 2 de mayo.

Comienza la tercera presentación vía telemática a cargo de la señora **Erika Ubilla**, (seremi de Energía, Región del Maule)

Hace una revisión de las distintas acciones que desarrollaron en la Región del Maule, precisamente, en los años 2023 y 2024, durante las emergencias climáticas. Las distintas acciones que convergen en actividades de preemergencia climática, durante la emergencia y post emergencia.

Muestra una imagen con todas las reuniones de seguimiento y levantamiento de información que realizaron durante los años 2023 y 2024.

Considera que, para la Región del Maule, el evento climático que tuvo mayores consecuencias, a raíz de suministro eléctrico y para la población en general, fue el del año 2023, que abarcó junio y agosto, con fuertes lluvias, viento e isoterma cero, que produjo inundaciones y desborde de ríos.

Lo primero que hicieron durante el año 2023, fueron las reuniones preventivas con las distintas empresas distribuidoras para conocer sus planes de invierno. Eso lo hicieron con las tres empresas de la región: CGE, Cooperativa Eléctrica de Curicó (CEC), Luz Linares y Luz Parral.

Respecto de las actividades convocadas desde el Senapred, hicieron diversas reuniones de coordinación en las distintas fechas en los períodos donde existió mayor inclemencia del evento meteorológico. Convocaron a los distintos actores, dependiendo de la situación y la particularidad. Tuvieron nueve reuniones de coordinación preventiva

durante el año 2023, además de las distintas reuniones convocadas, por la seremi, para conocer los planes de invierno y los planes de contingencia relacionados con la emergencia.

Posteriormente, también como un mecanismo de prevención, previo a las emergencias, llevaron a cabo mesas técnicas nacionales y regionales. Muestra una diapositiva donde se ve la cantidad de mesas convocadas por el Senapred durante el año 2023. Fueron alrededor de cinco, y durante el año 2024, a pesar de que el evento meteorológico impactó en menor medida al sector eléctrico, estas se duplicaron respecto del año anterior.

Manifiesta que en las mesas técnicas participan principalmente los diversos organismos técnicos asociados a los distintos servicios. En el caso del Ministerio de Energía, siempre está convocado el director de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

En relación con la participación en los Cogrid, dice que durante el año 2023, y específicamente respecto de los eventos meteorológicos que ocurrieron desde junio a agosto principalmente, tuvieron 19 convocatorias al Comité de Gestión del Riesgo de Desastres, en el cual confluyen todos los distintos servicios para la atención de la emergencia y su despliegue en el territorio. En comparación con el año 2024, dice que la emergencia tuvo un menor impacto en el territorio, y durante los meses de mayo a agosto realizaron nueve convocatorias.

Con respecto al seguimiento de la atención de personas electrodependientes, dado que estos son datos sensibles, siempre lo han gestionado a través de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y las empresas distribuidoras. En este sentido, previo a los eventos climáticos, solicitan una actualización del catastro de personas electrodependientes y se verifica que los equipos estén dispuestos en óptimas condiciones para su funcionamiento y uso correcto del combustible.

Reconoce que en la Región del Maule no se presentaron situaciones críticas con personas electrodependientes.

Sobre las actividades relacionadas con el seguimiento realizado durante la emergencia y la post emergencia.

Principalmente, la Región del Maule explica que se vio afectada debido a la emergencia de 2023. Muestra una imagen donde se puede ver el despliegue que hicieron en terreno, cumpliendo distintos roles. Algunos actuaron como seremi de enlace, solicitados por el delegado presidencial regional, y otros cumplieron directamente su rol de seremi, visitando distintas localidades afectadas por el suministro, levantando información y, muchas veces, gestionando acciones para reponer el suministro, especialmente en las comunas más afectadas, como Licantén, donde hubo inundación de una subestación, Hualañé, y la precordillera de Linares, en distintos sectores. Allí se encuentran sectores como Alto Las Leñas, Alto Las Cumbres

y El Peumo, que son distintos callejones precordilleranos que se vieron inundados debido a este evento climático.

En ese contexto, manifiesta que tuvieron que apoyar directamente con diversas acciones a través de los municipios, utilizando fichas de informes y solicitudes de informes alfa para apoyar en la normalización y reposición de la infraestructura eléctrica en esos sectores.

Explica que lo mismo ocurrió en Licantén, donde más de 100 viviendas fueron afectadas. Al respecto, realizaron un trabajo directo con el municipio y con el Colegio de Instaladores Eléctricos, quienes tuvieron que visitar y normalizar el servicio eléctrico en aproximadamente 100 viviendas, lo cual también requirió recursos de emergencia solicitados a través de los informes alfa.

Esas fueron las comunas y los sectores más afectados; sin embargo, explica que en el despliegue en terreno en donde visitaron diversas comunas y sectores afectados por las inundaciones y desbordes de ríos. Tuvieron más de 18 actividades en terreno durante ese período de dos meses y medio aproximadamente.

A modo de síntesis, considera que es importante destacar que durante las emergencias de 2023 y 2024 realizaron más de 15 acciones relacionadas con el seguimiento y la coordinación previa a la emergencia, a través de mesas técnicas regionales y nacionales, así como mediante las acciones desarrolladas durante los procesos de emergencia. Solo en ese período, convocaron 28 reuniones de trabajo y coordinación con los distintos equipos y comités para la gestión del riesgo de desastres. Por lo tanto, considera que el despliegue en terreno también está relacionado con los levantamientos de información realizados en las reuniones y mesas técnicas.

Sobre los principales motivos para realizar las visitas y el despliegue en terreno estas estuvieron relacionados con la evaluación de la infraestructura y el suministro eléctrico, así como con las visitas técnicas, tanto por el director de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como por las empresas distribuidoras, para evaluar los daños en los sectores más afectados.

Valora la articulación que tuvieron con los agentes encargados del proceso de normalización que fue crucial. En este sentido, manifiesta que el Colegio de Instaladores Eléctricos desempeñó un papel importante, con más de 10 profesionales del sector que se desplegaron, especialmente en la comuna de Licantén, para normalizar el servicio eléctrico. Este proceso duró alrededor de tres semanas, ya que las viviendas quedaron inundadas con más de un metro y medio de agua, por lo que requirieron una inspección minuciosa de las instalaciones eléctricas domiciliarias, el apoyo en la gestión de emergencia por parte de los seremis de enlace, al igual que los diversos trabajos y seguimientos a la normalización eléctrica.

Sobre los roles de seremi de enlace, estos son solicitados por el delegado presidencial regional en las mesas del Comité Nacional para la Gestión del Riesgo de

Desastres (Cogrid), citadas por el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (Senapred).

El rol es servir como punto de conexión en los territorios, como autoridad de gobierno en el área, para levantar las distintas necesidades y requerimientos de las comunas. Esto no solo se refiere al ámbito energético, sino también a otros aspectos, como caminos e insumos básicos para las familias, entre otros.

En el fondo, explica que su función es actuar como puente de conexión entre el municipio, el Senapred y la Delegación Presidencial.

Comienza la cuarta presentación vía telemática a cargo del señor **Jorge Cáceres** (seremi de Energía de la Región del Biobío)

Explica primero que cuando el asumió el cargo, el día 26 de diciembre de 2024, por lo que todavía no cumple un mes en el cargo, aunque, sin perjuicio de ello, él reunió toda la información para exponer. Lo segundo es que ha enviado una minuta escrita de todo lo que va a exponer a la secretaria ejecutiva.

Parte con las reuniones de seguimiento y levantamiento de la información.

En donde ellos tuvieron actividades de fiscalización muy importantes antes del evento, ya que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) les solicitó gestiones preventivas y planes de invierno a todas las compañías de transmisión y distribución eléctricas en el Biobío.

Dichos planes los presentaron durante abril de 2024 al Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (Senapred) en las tres provincias de la región: el 18 de abril en la Provincia de Arauco, el 23 de abril en la Provincia de Concepción y el 17 de abril en la Provincia de Biobío.

Al respecto, muestra un documento en la pantalla donde se ven noticias de prensa local que certifican aquello; por ejemplo, un artículo publicado por el diario La Tribuna en abril de 2024, titulado: “Autoridades revisan plan de invierno presentado por empresas eléctricas”, y otro publicado en la sección de noticias del Ministerio de Energía, cuyo encabezado es: “Seremi de Energía junto a la SEC y Senapred revisan plan de invierno presentado por empresas eléctricas”.

En este sentido, menciona que la seremi que le antecedió, doña Daniela Espinoza, le hizo llegar toda la información, además de la que tenían en el ministerio.

En cuanto a participación en las mesas técnicas nacionales y regionales, él confirma que participaron en ellas la seremi y Ministerio de Energía.

En las gestiones durante la emergencia, el 31 de julio de 2024, el Comité Regional para la Gestión del Riesgo de Desastres (Cogrid regional), iniciado en simultáneo con la Mesa Técnica Nacional por evento meteorológico.

Respecto de la participación en el Cogrid nacional y regional, durante la emergencia, cuyas reuniones se efectuaron los días 1, 2, 4 y 5 de agosto de 2024. En esas instancias, la Seremi de Energía del Biobío informó el estado del suministro

eléctrico, las gestiones con otros servicios y el despeje del acceso a las empresas eléctricas a sitios con alta afectación. Asimismo, en estas reuniones se detalló que la región registró un peak de 242.096 clientes afectados desde el 1 de agosto de 2024. La recuperación de clientes finalizó el 16 de agosto.

A continuación, detallara el estado de la afectación por empresas distribuidoras de la Región del Biobío: CGE registró un peak de 118.743 clientes afectados desde el 1 de agosto, cuya recuperación de clientes finalizó a las 18:00 horas del 10 de agosto; Frontel registró un peak de 95.727 clientes afectados, desde el 1 de agosto, y la recuperación de clientes finalizó el 16 de agosto a las 22:00 horas; Coopelan registró un peak de 14.268 clientes afectados desde el 1 de agosto, mientras que la recuperación de sus clientes finalizó a las 21:00 horas del 10 de agosto; Coelcha registró un peak de 14.223 clientes afectados desde el 1 agosto y la recuperación de clientes finalizó el 8 de agosto a las 22:00 horas; por último, Copelec registró un peak de 2.226 clientes afectados desde el 1 de agosto y la recuperación de sus clientes finalizó el 5 de agosto a las 18:00 horas.

En relación con el seguimiento de la atención de electrodependientes, en la Región del Biobío, comenta que existen 499 personas en esta condición. Para el seguimiento se realizaron reuniones diarias con empresas de distribución, además del monitoreo y reporte diario sobre la afectación a clientes o familias con miembros electrodependientes.

Muestra en la pantalla una noticia publicada tanto en el sitio de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como en el diario La Tribuna, titulada “SEC Biobío recuerda importancia de reportar cortes de luz y que pacientes electrodependientes estén inscritos en el registro oficial”, publicadas en abril y mayo de 2024.

En cuanto a las reuniones en terreno, explica que estas se realizaron a diario con las empresas de distribución eléctrica, específicamente entre el 1 y el 16 de agosto de 2024, momento en que se superó la emergencia. La SEC Regional efectuó cargos a las siguientes empresas por incumplir tiempos máximos de reposición: Frontel S.A., CGE Distribución S.A., Coopelan y Coelcha. Dichos procedimientos administrativos están aún pendientes.

Muestra en la presentación informaciones de la época, como la noticia que lleva por título “Seremi de Energía anuncia compensaciones para familias afectadas por cortes de luz en el Biobío”. Al respecto, expresa que hay una compensación automática que opera por ley, pero además la empresa Frontel hizo una compensación directa a las familias afectadas, por cerca de 300 millones de pesos. Asimismo, muestra otra noticia de ese tiempo, que dice: “Compensaciones por cortes de luz tendrán dos vías de pago”.

En cuanto al despliegue en terreno, la SEC Regional instruyó a las empresas distribuidoras presentar un plan de recuperación. Lo anterior quedó consignado en la siguiente noticia del Diario Concepción, de junio de 2024: “CGE activa plan de acción preventivo ante sistema frontal que afecta al Biobío”.

Finalmente, considera que es preciso señalar que el impacto del temporal de agosto de 2024, luego de la calificación de fuerza mayor, alcanzó niveles nunca antes vistos en la región desde 2012.

Comienza la quinta presentación vía telemática a cargo del señor **Camilo Villagrán** (seremi de Energía de la Región de La Araucanía)

Empieza explicando que hará una exposición sobre lo que les convoca la comisión especial investigadora respecto de los cortes de electricidad y agua potable de 2023 y 2024, pero que en su región se concentraron durante el año pasado, ya que fueron afectaciones no vistas en los años anteriores.

Además, quiere resaltar algunas de las características de la Región de La Araucanía, diciendo que es la más austral de todas las que han sido invitadas, y que, dadas sus condiciones geográficas, tuvo la afectación del temporal antes que otras regiones. Asimismo, La Araucanía es una región extensa y con un alto porcentaje de ruralidad, ya que el 30 por ciento de la población vive en condiciones rurales.

En relación con los antecedentes, estos también se focalizan en las reuniones de seguimiento; sin embargo, hicieron diferencias respecto de algunos ejes: territorial, técnico y de coordinación con otros servicios. En consecuencia, dentro de los alcances están las reuniones de seguimiento, la participación de mesas técnicas, la participación del órgano institucional, que es el Cogrid, el seguimiento a la atención de clientes prioritarios para el Ministerio de Energía, como son los electrodependientes, las actividades en terreno y el relato de las autoridades correspondientes.

El enfocó esta presentación en estos tres ejes. Si bien hay alguna cronología incluida en la presentación, hace el alcance de que la presentación y la minuta fueron entregadas previamente a la secretaria ejecutiva, para que pudieran contar con los antecedentes.

Comienza en primer lugar, con el sábado 3 de agosto donde ellos estaban presentes con una emergencia y realizaron un seguimiento territorial en la oficina de la seremi y en la delegación presidencial. Destaca que ambas oficinas están físicamente colindantes. Pudieron efectuar e identificar los servicios prioritarios que estaban sin electricidad, lo que generaba una afectación a la comunidad debido a la emergencia.

Entre los servicios prioritarios afectados se encontraban personas electrodependientes, centros de salud, como los hospitales, en los cuales tuvieron algunas afectaciones, por ejemplo, en el hospital de Vilcún y en el Hospital Intercultural Makewe, así como los Comité de Agua Potable Rural (APR), que básicamente esta

región cuenta con alrededor de 314 APR; por lo tanto, es una región que tiene bastante abastecimiento de agua potable a través de estos sistemas de comités.

Quiere resaltar que tienen una instancia de coordinación política muy importante: el Comité Policial, que se realiza todos los lunes en la Región de La Araucanía. Este comité da cuenta semana a semana de las condiciones de seguridad, entendiendo que esta región fue una de las más afectadas por la emergencia, duró por mucho más tiempo. Así, el 22 de agosto pudieron recién reponer el último suministro que había sido interrumpido, producto del evento.

Luego del Comité Policial, que fue informado por un punto de prensa respectivo, durante la tarde se reunieron con la Asociación de Municipalidades de la Región de La Araucanía, que concentra los 32 municipios con sus respectivos alcaldes y alcaldesas de la región, quienes tuvieron esta apreciación y percepción de las complicaciones sobre la falta de suministro eléctrico. En la reunión estuvieron presentes las delegaciones regional y provincial, el director regional de la SEC, y las empresas de distribución eléctrica.

En este punto quiere resaltar que en la región cuentan con cuatro distribuidoras eléctricas: La CGE, Compañía General de Electricidad, que tiene presencia a nivel nacional; Frontel, del Grupo Saesa, el cual también tiene una distribuidora independiente; sin embargo, en esta emergencia la trataron como una sola contraparte, que fue Frontel, y la Cooperativa Codiner.

Efectivamente, en dicha reunión las empresas eléctricas estuvieron presentes junto con todos los alcaldes y alcaldesas y la delegación presidencial, informando sobre las fechas de primera fuente, y sobre sus compromisos ante la ciudadanía y ante sus territorios, para hacer la reposición y programación, ya que una de las falencias que habían resaltado ellos era la falta de información que la ciudadanía tenía.

Al día siguiente, comenta que tuvieron una reunión específica para tratar la situación de Codiner, ya que los plazos que habían informado no fueron satisfactorios para la ciudad.

En esa misma semana, también tuvieron reuniones con los APR, quienes, son uno de los clientes prioritarios en esta región. Aclara que los APR son de mucha data, por lo mismo entiende que hoy la norma técnica establece la obligatoriedad de contar con un grupo electrógeno, o un grupo generador de respaldo para los APR, todos los APR anteriores tienen que pasar por un proceso de normalización, que no se ha establecido en la región. Sin embargo, estiman que hay alrededor de un tercio de APR en la región que no cuenta con un grupo electrógeno, o un grupo de respaldo; por lo tanto, vieron interrumpido el servicio de agua potable en muchas partes de la región, además, no solo concentrados en un territorio, sino que alrededor de toda la región, por lo que la situación era muy compleja.

Ante esto, pusieron a disposición grupos electrógenos móviles, y también hicieron esta diferencia entre los clientes sin agua potable y sin electricidad, versus los que solo estaban sin electricidad, que, además, tenían una reserva de agua potable.

Siguieron teniendo reuniones con la empresa Codiner, que fue la que tuvo una extensión de corte de electricidad mucho mayor.

Sobre el viernes 16 tuvieron un cierre que lo presentaron ante la Asociación de Municipios de la Región de La Araucanía (AMRA), realizando un balance de lo que fue la situación, aunque comenta que todavía quedaban algunos clientes de Codiner.

El otro eje que presentaron fue el técnico, el mismo viernes 2 de agosto, en que también se realizaron el Cogrid a nivel nacional. En dicho encuentro estuvieron presentes el ministro de Energía, el ministro de Transportes y Telecomunicaciones, y la ministra del Interior y Seguridad Pública. Hicieron un llamado a las empresas, que ya estaba previsto el día anterior, el 1 de agosto, para ver el avance de los daños, producto de los fuertes vientos que tuvieron en la región.

Por otro lado, tuvieron la presentación del Cogrid, tanto nacional como regional, donde participaron los demás servicios públicos, presididos por sus respectivos delegados presidenciales o bien ministros en sus respectivas funciones.

El 1 de agosto tuvieron un Cogrid, debido a que el temporal ya estaba afectando a la región y estaban viviendo in situ, durante el día, la interrupción del suministro. En los Cogrid hicieron el avance, básicamente, sobre lo que estaba pasando en tiempo real. A nivel nacional, emitieron un punto de prensa en el que informaron cuáles fueron los clientes prioritarios: electrodependientes, APR y centros de salud.

Aunque para electrodependientes no hicieron visita, pidieron un registro diario a todas las distribuidoras, quienes les informaron que los clientes sin electricidad contaban con un grupo electrógeno. Sin embargo, en algunos casos no consideraron que no tuvieran combustible, por lo que gestionaron, a través de los municipios y de las empresas eléctricas, hacer esa distribución.

En las reuniones en terreno, que fueron a nivel territorial para ver los daños, realizaron junto al director de la SEC una visita a los respectivos centros de control de las distribuidoras, donde evaluaron la información que recibían y viendo cuáles eran sus características en cuanto a la atención de clientes.

Finalmente, mantuvieron informada a la población desde el primer día, realizando los puntos de prensa respectivos, haciendo especial llamado a los clientes prioritarios desde el Ministerio de Energía. Además, entregaron balances diarios y coordinaron con todos los municipios hasta el final de la emergencia.

Comienza la sexta presentación vía telemática a cargo del señor **Iván Morán** (seremi de Energía de la Región Metropolitana)

Parte contando algo que es muy para la región. Desde que partió su gestión, tienen instaurada una mesa de calidad de servicio eléctrico que hacen semestralmente,

en las cuales están las compañías distribuidoras, las municipalidades, las delegaciones presidenciales, y, siempre, la Superintendencia, la SEC. En el año 2023 realizaron cerca de diez reuniones y, en el año 2024, hicieron quince. Todas eran provinciales, pero en algunos casos, cuando han tenido problemas serios, por ejemplo, en Curacaví, en la comuna de El Bosque o Colina, han hecho mesas de trabajo con cada una de ellas y con cada uno de esos alcaldes o alcaldesas.

Mensualmente están revisando y monitoreando el Saidi, el indicador que muestra cuántas horas está cada comuna sin suministro y, finalmente, siempre están a disposición de lo que les solicite el Senapred, participando en los Cogrid.

Respecto de las convocatorias, comenta que cada una de las que realizó el Senapred fue por algún evento meteorológico. En mayo tuvieron vientos y en junio un corte importante, que fue de transmisión. Fueron unas 400.000 personas que tuvieron un corte de madrugada, un par de horas, pero considera que fue bien importante.

Después, tuvieron nevadas en junio y, finalmente, el evento más importante fue el 1 y 2 de agosto, con una ráfaga de viento de más de 120 kilómetros por hora, que les dejó alrededor de 2.000 árboles sobre el tendido eléctrico, que generaron 5.000 puntos de falla en el sistema eléctrico, y el peak que tuvieron de 700.000 clientes sin suministro en la región.

Solo a título ilustrativo todos los Cogrid que tuvieron en el año 2024 se concentraron los días 1, 2 y 3 de agosto, y también les tocó participar en el Cogrid nacional, debido a la magnitud de la emergencia que estaban viviendo en la Región Metropolitana.

En cuanto a la atención a electrodependientes, dice que siempre que son convocados por el Senapred, se coordinan con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y solicitan que se oficie a las compañías eléctricas para que les indiquen en cuánto van a aumentar las cuadrillas, cuáles van a ser las inversiones, y le piden a través de la SEC una atención preferencial y reforzar la atención a los electrodependientes.

En la Región Metropolitana tienen como 4.000 electrodependientes, de los cuales la compañía CGE tiene que atender a 1.273; ENEL Colina, a 2.635; EEPA, que es la eléctrica de Puente Alto, tiene que asistir a 107 electrodependientes, y la empresa eléctrica de Tiltill atiende a ocho. Esas son las cuatro distribuidoras que tienen en la Región Metropolitana.

Adicionalmente, en redes sociales, hacen campaña para informar a la población que, si conoce a algún electrodependiente o tiene un familiar electrodependiente, debe inscribirlo en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para que pueda estar en el registro, ya que, si no lo está, claramente no va a existir para la atención preferente que tiene por ley.

También han hecho visitas en terreno a electrodependientes para ver cómo están funcionando. Lo hicieron con CGE en Talagante y lo hicieron en Puente Alto con la EEPA.

Previo al evento de agosto, tuvieron reuniones con las compañías. Algunas que hicieron fue en el mes de mayo, porque también tuvieron un evento meteorológico durante ese mes, y estuvieron visitando unos centros de despacho y de monitoreo de las compañías ENEL, en Santiago, la de CGE de San Bernardo, y la EEPA de Puente Alto. También los días 20 y 21 de mayo estuvieron recorriendo en terreno para ver cómo estaban funcionando las compañías eléctricas.

Para finalizar, explica que ellos siempre están a disposición, como seremía, para realizar un rol de coordinación. Reconoce que no tienen el rol fiscalizador que tiene la SEC, así que ellos solo pueden coordinarse con la superintendencia para todas las acciones en que sean requeridos.

De hecho, en despliegue en terreno, siempre lo hacen, pero en particular, en el evento de agosto, fue tal la magnitud y el daño en la infraestructura eléctrica y en la estructura vial que prefirieron hacer monitoreo y contacto por redes, por teléfono, celular, etcétera. Explica también que ellos no fueron designados como enlace en esta oportunidad.

Comienza la séptima presentación vía telemática a cargo del **señor Hernán Calderón** (presidente de la Corporación Nacional de los Consumidores y usuarios **CONADECUS**)

Primero felicita a todos los seremis porque él ve que hay un trabajo bastante intenso en todas las regiones respecto de poder anticipar eventos que podrían perjudicar a los usuarios, a los consumidores.

Sin embargo, la percepción que ellos tienen es que las empresas eléctricas, en general, no están en condiciones de garantizar la continuidad del servicio porque les falta inversiones importantes y la preocupación que tienen que tener para prevenir esos eventos cuando se sabe, porque se les advierte con una semana de anticipación que va a haber un evento climático, ellos no toman las medidas correspondientes para mitigarlo, al menos, con más cuadrillas o impedir las paralizaciones.

También quiere decir que la sensación que tienen es que la reposición del servicio está en directa relación con la cantidad de cuadrillas y la prevención que tienen las compañías, y esto lo vieron en la Región Metropolitana y lo han visto en todas las regiones. En donde la compañía que tiene más cuadrillas disponibles tiene la capacidad para reponer más rápidamente el servicio.

Pero considera que tienen otro problema mayor, que es la falta de preocupación previa para el despeje de las líneas que se enredan a veces con los árboles, porque, oportunamente, no se hacen las podas correspondientes, y eso provoca mayores dificultades en caso de que se produzca un evento climático, como nevazones, vientos

o lluvias intensas, porque ahora los eventos que provocan cortes eléctricos ya ni siquiera son lluvias intensas. A veces, solo es una lloviecita. Ni siquiera son tan intensas e igual se corta el suministro.

También observa que tienen otra dificultad mucho mayor, que es la contaminación visual, pues las compañías de telefonía tienen invadidas todas las redes, y muchas veces no es problema de la red eléctrica, sino que es la de telefonía la que cae. Ello, porque está invadido, aunque exista una ley.

Da un dato sobre la ley “Chao Cables”, en donde se estableció un reglamento para el retiro, pero llevan más de cinco años y todavía no hay reglamento. Eso podría mejorar bastante el tema de los cortes, porque si pasa un camión muy alto, se lleva todas las redes de telefonía y arrastra todos los postes. Observa que se tienen una falta de protección de los postes eléctricos.

Sobre el caso de San Bernardo, explica que es una cuestión increíble, donde hay cortes de luz todas las semanas y todo el tiempo, porque los automovilistas chocan con el poste. O sea, no se ha protegido el poste lo suficiente para que no sea derrumbado por un choque. Explica que es impresionante de ver las decenas de cortes mensuales que tienen esas comunas.

Entonces, él quiere decir que aquí hay un problema preocupante de inversión. Él está en el Consejo de la Sociedad Civil (COSOC) y algo que han conversado con la superintendente es la falta de recursos que tiene la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para hacer su trabajo de fiscalización en las regiones. El personal que tiene la SEC en regiones es muy poco. Da como ejemplo que en la Región de O'Higgins hay solo tres personas y un vehículo para una región completa.

Cree que deben de exponer estos temas para que haya preocupación del Estado en la fiscalización del cumplimiento de la legislación vigente por parte de las compañías eléctricas. Aquí es donde considera que es el problema principal, incumplimiento. Las compañías eléctricas no invierten y si no hay un fiscalizador que les esté exigiendo, difícilmente lo van a hacer. Eso es lo que les pasa a ellos con el sistema eléctrico. La distribución es el problema por la infraestructura que tienen, que es muy frágil y fácil que no tenga la continuidad suficiente.

Cree que pueden coincidir o no con él, pero esa es la percepción que tienen. Esto es lo que ha hecho que el suministro se corte permanentemente ante cualquier evento climático, porque si no son las lluvias, pasado serán los vientos, después serán las lluvias fuertes, considera que siempre exista algo. Se pregunta si ¿Se puede prevenir?, su respuesta es Sí, si previamente se tomaran las medidas suficientes.

Pero también quiere señalar que hicieron una demanda colectiva, que está vigente, en los tribunales, por los cortes de mayo. Respecto de los cortes de agosto no realizaron demanda colectiva, porque dejaron abierto el camino para no entorpecer ninguna acción que pudiera hacer el Servicio Nacional del Consumidor (Sernac) con el

fin de poder hacer un procedimiento voluntario colectivo para las compensaciones por el caso de los cortes de agosto.

Al respecto, explica que la empresa aduce que considera que fue por fuerza mayor, y que eso no está bien especificado en la ley. Claramente, considera que aquí hubo un corte, una suspensión de suministro, una paralización del suministro, que no fue informada oportunamente, a pesar de que la empresa sabía que este tipo de vientos estaba pronosticado con bastante anticipación.

Manifiesta que, hasta el momento, los consumidores no han recibido ninguna compensación, ni de mayo, ni de agosto, ni del año 2021, porque las empresas se amparan en una ley que les favorece. Por lo cual, reflexiona que se debe cambiar la ley, porque es la que produce el problema. La ley eléctrica establece un tipo de compensación, pero la ley del consumidor considera, cuando hay paralización o suspensión de suministro, una compensación mucho mayor respecto de lo que establece la ley eléctrica.

Las compensaciones están establecidas en el artículo 25 A de la ley del consumidor, y señala que un corte que supere las cuatro horas se considera como veinticuatro horas y se tiene que compensar al consumidor en diez veces el suministro no entregado; o sea, el día completo. Pone como ejemplo que si la señora Juanita tiene una cuenta de treinta mil pesos, quiere decir que consume mil pesos diarios. Bueno, tiene diez mil pesos si hay un corte que supera las cuatro horas. Cada veinticuatro horas va sucediendo.

El artículo 25 y 25 A de la ley del consumidor establece las compensaciones, que es la que, tanto el Sernac como la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile (Conadecus), las asociaciones de consumidores van a alegar en los tribunales, porque consideran que esta compensación es la que establece la ley y, probablemente, con las modificaciones que ha habido tiene que compensarse de esa manera.

Las empresas se oponen tenazmente. Esto les ha resultado larguísimo, y por ello hasta el momento los consumidores no reciben compensaciones por lo otro.

Se pregunta “¿Qué es lo que hace la empresa?”, el ministro les exige, establecer la compensación señalada en la ley eléctrica, la cual no les deja satisfechos ni al Sernac, ni a Conadecus, ni a ninguna asociación de consumidores, porque creen que esa compensación es menor considerando la ley que les protege.

Observa que este es un tema que se debe resolver, probablemente con alguna modificación.

Considera que hay un conflicto, ya que, la ley eléctrica establece una compensación que, si se hace la ecuación, es más o menos cinco veces el servicio no prestado. La ley del consumidor establece diez veces.

Que la ley es una norma supletoria que se aplica en lo que no considera la ley especial. Pero la ley del consumidor cambió con la ley pro-consumidor, por lo que se

debe interpretar la ley que más favorece, que es la ley del consumidor. Esa es la discusión que tienen, y esa es la que se da en tribunales, porque ellos consideran que son diez veces, porque la norma establece que se tiene que aplicar la que más favorezca al consumidor. El principio pro-consumidor que establece la ley.

Lo que ellos hacen como organización de consumidores, es recibir miles de reclamos de los consumidores. Cree que aquí tienen algunas debilidades.

La superintendencia está recibiendo alrededor de setenta mil reclamos anuales, que hace que muchas veces ellos le digan al consumidor que vaya a la superintendencia, que es el organismo que debe pronunciarse. Pero tienen un problema, puesto que muchas veces la superintendencia dicta resoluciones a favor de los consumidores y en contra de una compañía eléctrica, y la compañía eléctrica no acata las resoluciones de la superintendencia.

Explica que hace una semana tuvieron dos resoluciones de la superintendencia y una empresa eléctrica no acató dicha resolución. Entonces, ¿a quién recurrieron? Tuvieron que demandar a la compañía para que acate una resolución del organismo regulador. Creen que aquí es donde deben apuntar para que la legislación se cumpla.

Tienen que fortalecer la Superintendencia para que de verdad tenga los dientes y si no lo hace tenga multas altísimas, de tal manera que le salga más caro no acatar que acatar la resolución.

Cree que aquí es donde tienen los problemas principales y donde tienen que avanzar para que la fiscalización sea efectiva. Que las empresas acaten y tengan más personas, más funcionarios haciendo la labor de fiscalización para el cumplimiento de la legislación y las regulaciones que tienen estas compañías.

Sesión 8ª, celebrada en martes 04 de marzo de 2025, Preside el diputado Jaime Mulet. Asisten la diputada señorita Marcela Riquelme, y los diputados señores Roberto Arroyo, Fernando Bórquez, Jorge Brito, Andrés Celis, Benjamín Moreno y Rubén Oyarzo.

Concurren, en calidad de invitados, del Coordinador Eléctrico Nacional, los señores **Juan Carlos Olmedo Hidalgo**, presidente del Consejo Directivo; **Jaime Peralta**, vicepresidente; **Ernesto Huber Jara**, director ejecutivo, y **Andrés Pozo Barceló**, director de Comunicaciones Externas y Relaciones Institucionales. Asimismo, estuvieron acompañados por los consejeros **Bernardita Espinoza, Humberto Espejo y Carlos Finat**.

Comienza la presentación el presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional (**CEN**), señor **Juan Carlos Olmedo**.

Empieza diciendo en nombre de todo el Consejo Directivo y de quienes trabajan en el Coordinador Eléctrico Nacional, quiere agradecer la invitación a la comisión, a fin de aportar antecedentes respecto del apagón ocurrido el martes de la semana pasada, de lo cual considera importante informar.

Además, dado que el Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional en pleno ha sido presentado en la sesión, quiere destacar que son personas que tienen una amplia experiencia en el sector eléctrico, con más de 30 años cada uno de ellos, así que conocen bien el sistema. Incluso, varios tienen posgrados en materias de mercado eléctrico y operación del sistema.

Lo mismo ocurre con el director ejecutivo, quien, además, ya tiene casi 25 años en el operador del sistema, desde la época del CDEC-SIC (Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central), y con los profesionales, quienes trabajan día a día para mantener las luces prendidas, a pesar de los hechos lamentables que ocurrieron el día martes y que no son aceptables para ellos.

Ha preparado una presentación, que dividirá en dos partes.

Deja bien en claro cuál es el rol del Coordinador Eléctrico Nacional, relata un poco de la historia, por cuanto los CDEC fueron creados en 1985 y estaban integrados por las empresas, lo que se mantuvo así por muchos años, hasta que se aprobó una modificación importante, que ha sido un cambio radical en la operación del sistema eléctrico.

A modo de contexto, primero tratarán cinco puntos. Empieza él repasando el marco institucional y principios de la coordinación. Posteriormente, el señor Ernesto Huber explicará los otros cuatro puntos, que sería la operación del sistema eléctrico, la caracterización de la falla, la aplicación del Plan de Recuperación del Servicio (PRS) y las medidas adoptadas y próximos pasos.

En cuanto al marco institucional, explica que este se constituye en una suerte de ecosistema muy sólido. En el nivel superior se encuentra el Ministerio de Energía, que tiene dos entidades, a saber, la Comisión Nacional de Energía (CNE), que tiene por función elaborar las normas y regulaciones para que sean emitidas por el señor ministro cuando corresponda, y hacer los cálculos tarifarios, es decir, es el ente técnico que se preocupa de la normativa y del cálculo de tarifas.

Por otro lado, establecen que está la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que es el ente fiscalizador en materia de electricidad y combustibles, tal como su nombre lo indica, pero además tiene la función de interpretar la normativa en los aspectos que están dentro de su competencia.

Asimismo, también está el Coordinador Eléctrico Nacional, que es un operador independiente del sistema eléctrico, pero que no forma parte de la administración del Estado. Ellos no usan recursos públicos para su financiamiento, puesto que derivan de un cargo tarifario que figura en todas las boletas. Sus funciones son coordinar la operación de las centrales generadoras, líneas de transmisión y grandes usuarios.

Sobre el panel de expertos manifiesta que es un grupo de expertos en materias eléctricas que está encargado de resolver cualquier diferencia de opinión que se produzca entre el coordinador eléctrico y alguna empresa coordinada, lo cual garantiza

que todas las acciones que tome el coordinador eléctrico sean, de alguna manera, contestables por los agentes del mercado. Sobre este panel de expertos, que lleva más de 20 años, reconoce que ha dado garantías de ser capaz de resolver en breves plazos las diferencias de opinión que se susciten. Además, tiene una función relacionada con el cálculo de tarifas, cuando existan diferencias de opinión entre los agentes regulados por la Comisión Nacional de Energía.

Por otra parte, expone que existen otra serie de instituciones que también tienen funciones de monitoreo respecto de sus acciones, las cuales son el Tribunal de Libre Competencia, los tribunales de justicia y la fiscalía nacional Económica. Respecto de las empresas coordinadas, está la Comisión para el Mercado Financiero y otras entidades. Lo anterior garantiza que todas las acciones de este conjunto de instituciones que monitorean el funcionamiento del mercado eléctrico sean contestables.

Siempre ellos dicen que el coordinador eléctrico es como la torre de control del aeropuerto. No tiene instalaciones de generación, ni de transmisión ni de distribución, es decir, no tienen ningún tipo de activo. Además, las empresas coordinadas no participan en el coordinador. Este tiene una característica eminentemente técnica e independiente. Son los encargados de coordinar esta operación, tal como lo hace la torre de control del aeropuerto.

Son una corporación de derecho público, en la cual no participan las empresas coordinadas, sin fines de lucro, e iniciaron sus funciones el 1 de enero de 2017.

El equipo profesional que tiene el coordinador es altamente especializado. Muchos de sus integrantes tienen niveles de educación en el ámbito de la ingeniería y cursos de posgrado, y funcionan a base de tres principios que están consagrados en la ley.

Primero, operación segura.

En otro orden de cosas, señala que la ley establece un estándar de seguridad. La ley establece un criterio de seguridad para el suministro eléctrico, el cual debe tener el menor costo posible.

Considera que otro aspecto muy relevante y que fue una de las motivaciones de la ley que se aprobaron es garantizar el acceso abierto a la red de transmisión, tanto a las centrales generadoras como a los usuarios que demandan la energía.

Sobre sus funciones principales está la de garantizar la operación segura al menor costo posible y el acceso abierto a las redes de transmisión, lo cual es clave para el desarrollo de la red. Asimismo, les corresponde administrar el mercado mayorista, porque se van a producir transacciones entre los agentes del mercado, sean de energía, potencia o los llamados servicios complementarios.

Actualmente, dice que las transacciones anuales alcanzan a 2.000 millones de dólares entre los agentes coordinados. Considera que se trata de montos de dinero bastante grandes.

También tienen la función de recomendar la expansión de la red de transmisión, que tiene relación directa con los niveles de calidad de servicio de la red. Además, elaboran anualmente un informe que se envía a la CNE, que es un insumo para el plan de expansión que publican más tarde y que da origen a los decretos de expansión que emite el Ministerio de Energía.

Una vez que estos decretos son publicados y entran en vigencia, tienen la función de licitar las obras de transmisión y hacer el seguimiento hasta la entrada en servicio.

Una labor muy demandante que tienen es la gestión de un gran volumen de solicitudes de conexión de nuevos proyectos, sean de generación o de consumo.

Adicionalmente, la ley les encomendó una función nueva, que consiste en llevar a cabo el monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico. Esta tarea fue incorporada cuando se aprobó la ley, en el año 2016.

Otra de las funciones que tienen consiste en promover la innovación, investigación y el desarrollo en el sector eléctrico, en lo que dice relación con su operación.

Tienen un gran volumen de tareas, para lo cual cuentan con un equipo altamente especializado.

Precisa el ámbito de acción, el cual tiene límites, una frontera. Ya que ellos solo inciden sobre la generación y la transmisión, llegando hasta los límites de las empresas distribuidoras.

Ellos no tienen involucramiento en la operación de la red de distribución, en la cual están incluidos los PMGD, que son los consumidores finales. Explica que los PMGD son conocidos como generación distribuida. Ese sería exclusivamente el ámbito de la distribuidora. Por lo tanto, esa es la frontera que ellos tienen.

Para poder operar este sistema, en el año 2022 ellos iniciaron la operación del centro de control. Manifiesta que es allí donde coordinan en tiempo real, es decir, minuto a minuto, todos los días del año, todas las horas del año, la operación del sistema desde Arica a Chiloé.

Este sistema tiene tecnología de punta y comprende una longitud de 3.100 kilómetros, lo que lo convierte en uno de los sistemas de mayor longitud en el mundo; da como ejemplo que sería como ir desde Noruega a Italia. Desde ahí operan el sistema. Tienen un estándar de clase mundial, con las mejores tácticas internacionales.

Además, proveen de una gran cantidad de información a todos los grupos de interés, sean coordinados, academia, ONG y a la Cámara. Generan un volumen de comunicación muy alto. El año pasado gestionaron 10.700 cartas requiriendo

información, efectuaron 600 reuniones por agenda pública, emitieron más de 1.500 informes y recibieron 285 solicitudes de información a través del portal de transparencia activa.

Como organismo técnico independiente, tienen un sistema de información pública abierto a todos los interesados.

La correspondencia y los informes que emite el coordinador son públicos y de libre acceso para cualquier interesado, excepto aquellos que específicamente defina la regulación o la entidad solicitante, sean el Ministerio de Energía o la Comisión Nacional de Energía.

A su vez, las empresas coordinadas reciben la misma información que tienen para operar el sistema eléctrico en tiempo real. Esa información abierta ha permitido que los consultores y la academia, a través del acceso directo de los interesados, sigan en detalle el comportamiento del sistema eléctrico. Al respecto, dice con orgullo que son una organización muy transparente.

Tienen una sólida gobernanza, que ha sido elaborada por el consejo directivo desde su inicio, y una estructura que permite abordar todas las funciones que les asignan, las cuales son muy numerosas.

La estructura es bastante grande. Tienen un consejo directivo que toma todas las decisiones en forma colegiada, es decir, ningún consejero puede tomar decisiones por sí solo.

Tienen cuatro unidades que les dan soporte para funciones de cumplimiento interno, de ciberseguridad y de monitoreo de la competencia.

El director ejecutivo es el encargado de efectuar la operación y todas las tareas rutinarias de la organización, y para eso cuenta con unidades de soporte y gerencias que desarrollan tareas específicas.

Sobre qué hacer con las políticas públicas, señala que es relevante, y deben sacar lecciones de estos eventos. Precisamente, a lo que están abocados hoy, que es el estudio y análisis de las fallas, que les permita identificar con exactitud lo sucedido. Y que a partir de esta información, puedan concluir qué acciones pueden adoptar en materia de políticas públicas, las que, sin duda, considera que aparecerán.

No obstante, cree que necesitan relevar la evidencia que obtengan como producto del estudio de análisis de fallas, y a partir de ella, concluir qué acciones deben implementar. Ya tienen algunas ideas, pero necesitan verificar con el estudio cuáles son las más pertinentes.

Quiere ofrecer toda la colaboración, a los legisladores, para aportar todos los antecedentes que requieran para hacer ese trabajo. Están plenamente disponibles, una vez que terminen el estudio de análisis de fallas, para presentar las conclusiones sobre lo que creen que se debe hacer en materia de políticas públicas. De hecho, parte de sus obligaciones, establecidas en el artículo 190 del reglamento de operación, es

proponer a la autoridad modificaciones reglamentarias, algo que hacen periódicamente. Sin ir más lejos, han hecho varias recomendaciones desde el año 2023.

Comienza la segunda parte de la presentación el señor **Ernesto Huber** (director ejecutivo). El cual continua con la presentación haciendo referencia a qué significan y cuáles son los principales desafíos relacionados con la operación del sistema eléctrico nacional.

Destaca que la energía total producida durante el año 2024 fue del orden de 86 *terawatts*-hora, con una capacidad instalada que superó los 36.700 *megawatts*. Sobre el 40 por ciento de esa capacidad corresponde a energía renovable variable, específicamente a fotovoltaica y eólica. Resalta la importante participación de la generación distribuida, con una demanda máxima que alcanzó 12.000 *megawatts* durante el año 2024.

Muestra las metas de largo plazo, que dicen relación con el carbono neutralidad. En ese sentido, han visto que el retiro ha ido avanzando en relación con las plantas a carbón, respecto del cual han hecho algunos estudios que van mostrando los desafíos que enfrenta el sistema.

También dice que es importante apreciar la longitud del sistema eléctrico nacional, desde Arica hasta la isla de Chiloé, que es del orden de 3.100 kilómetros.

Manifiesta que existe una función de supervisión y monitoreo del sistema eléctrico sobre la base del programa diario, las políticas de operación, los estudios de sistema que realizan los profesionales, los ingenieros en el coordinador eléctrico, para que, finalmente, la operación en tiempo real sea sobre la base de los principios de la coordinación, es decir, manteniendo la operación segura y económica y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

Muestra en una lámina el centro de despacho y control del coordinador, en donde coordinan y dan las instrucciones, tipo torre de control del aeropuerto, a las empresas de generación y de transmisión y a los centros de control de los grandes consumos.

Asimismo, muestra una lámina en donde se ve el área en donde el Coordinador Eléctrico Nacional tiene una sala de control con un video wall, que tiene aproximadamente 100 metros cuadrados de superficie, a donde llega toda la información que aportan los coordinados.

Tienen su propio sistema Scada (sigla en inglés que significa supervisión, control y adquisición de datos) y, a su vez, los coordinados les entregan la información de lo que está ocurriendo en campo, es decir, todas las medidas eléctricas que están recibiendo en tiempo real. Cada coordinado tiene la responsabilidad de mantener operativas sus plataformas Scada, de manera que cada coordinado debe tomar los datos que están en campo de todas las variables eléctricas y enviarlas al Scada que tiene el Coordinador Eléctrico Nacional, la cual fue actualizada en el año 2022. Es un sistema de la empresa Hitachi que les permite recibir dicha información. De igual modo,

los coordinados son responsables de tener sus plataformas con una confiabilidad y disponibilidad del 99,5 por ciento, según la norma técnica.

Muestra otra lámina donde se ve el Plan de Recuperación de Servicio (PRS), estudio que actualizan y publican todos los años para las observaciones de las empresas coordinadas. Particularmente, la última versión fue publicada en junio de 2024. Básicamente, establece la forma en que se normaliza el funcionamiento del sistema después de un apagón total o parcial.

Dicho plan lo actualizan anualmente y puede ser observado por las empresas coordinadas. Si hubiera alguna observación que a juicio de la empresa coordinada no estuviera bien atendida por el plan que publicaron, podría incluso plantear una discrepancia en el panel de expertos, confirmando que esta situación no ha ocurrido hasta la fecha.

Sobre este documento, el cual establece distintas funciones y responsabilidades y, además, lo ejecutan de forma descentralizada. Muestra una pirámide que está al lado derecho de la pantalla en donde se ve la participación del centro de despacho y control. Explica que acá es donde participan los centros de operación para la aplicación de la recuperación del servicio, que, básicamente, dependen de las empresas coordinadas que tienen la función de Centro de Operación para la Recuperación de servicio (COR), que a su vez se coordinan con los centros de control de las empresas que participan en el Plan de Recuperación de Servicio. Se encargan de aplicar el esquema para que, finalmente, la recuperación se pueda realizar de manera descentralizada.

Sobre las comunicaciones, durante el PRS, en donde estas se realizan por vías exclusivas, llamadas “vías punto a punto”, y también existen vías de comunicación alternativas.

Repite que la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio es descentralizada, por cuanto cada actor del sistema tiene una función bien determinada y específica en este documento público. Las empresas tienen la obligación de revisarlo y de aplicarlo cuando se produce este tipo de fenómenos.

En cuanto al proceso de ejecución del Plan de Recuperación de Servicio, el CDC del coordinador eléctrico instruye la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio de manera descentralizada y jerárquica. Los centros de operación para la recuperación de servicio que pertenecen a las empresas coordinadas preparan las instalaciones, verifican e informan la disponibilidad que ellas tienen con relación al evento que puede haber ocurrido.

Recuerda muy bien la situación del terremoto del año 2010, por cuanto las empresas tuvieron muchas dificultades, habida cuenta de que muchas instalaciones habían quedado dañadas.

Entonces, considera que es muy importante informar y verificar la disponibilidad de las instalaciones para comenzar con esta aplicación descentralizada de la

recuperación del sistema. En ese sentido, la concentración de información de los centros de operación para la recuperación de servicio se debe hacer en coordinación con los centros de control de las empresas coordinadas que participan en la formación de las islas respectivas.

A través de los esquemas de recuperación, explica que se imparten las instrucciones de partida autónoma y la aplicación de los planes particulares que se tengan en cada zona del país.

El coordinador instruye la recuperación de los consumos de manera paulatina, en la medida en que se vayan implementando los esquemas de recuperación del servicio.

Una vez que las islas han sido sincronizadas y se encuentren de manera estable, se produce la sincronización de aquellas para ir materializando la recuperación coordinada del sistema eléctrico nacional.

En relación con la investigación de una falla en el sistema, dentro de las tareas que tiene el Coordinador Eléctrico Nacional está la elaboración de un estudio de análisis de falla, que realizan sobre la base de la información que aportan las empresas coordinadas.

Explica que ahí aparece una línea de tiempo. En el día o momento 0 se produce la falla. A las 48 horas, las empresas coordinadas deben entregar una información preliminar de las protecciones que fueron activadas u operadas producto del evento, de la contingencia que hay en el sistema. Posteriormente, al quinto día hábil (falla del martes 25 de febrero) deben complementar esos informes de falla, en los cuales aparece toda la secuencia de los eventos y las protecciones que finalmente operaron en el sistema.

Con toda esta información más la que tiene la plataforma del coordinador, el Scada, con los registros que se tomaron durante la falla y la información que se intercambié a través de los canales de voz, el coordinador debe elaborar un estudio de análisis de falla, para establecer la correcta o incorrecta operación de los esquemas de protección que, de alguna forma, deben mitigar o aislar las condiciones de falla que se hayan presentado.

En estos momentos se encuentran elaborando este estudio para análisis de falla y próximamente, una vez terminada la recepción de la información por parte de las empresas coordinadas, van a continuar con el desarrollo del estudio para análisis de falla, para, finalmente, entregarlo, esperan, antes del 18 de marzo, cuando debería cumplirse el plazo normativo para la entrega de dicho estudio.

Respecto de la caracterización de la falla del martes 25 de febrero, señala que la información que van a presentar sobre el apagón de ese día es preliminar y puede cambiar en función de la información que están recibiendo de las empresas.

Muestra una lámina en donde se ve la situación en que se encontraba el Sistema Eléctrico Nacional a las 15:15 horas. En particular, destaca que el abastecimiento del

sistema se realizaba en forma normal, manteniendo los criterios de seguridad con que habitualmente opera el sistema, criterio N-1 y tenían una participación importante, como sucede habitualmente en este horario de energía renovable en el sistema.

Sobre el Scada del Centro de Despacho y Control, donde muestra el diagrama eléctrico y particularmente marcada en rojo la transferencia que había en el tramo Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar. Nueva Maitencillo es la cuadra de Vallenar y Nueva Pan de Azúcar la zona de Coquimbo-La Serena.

Acá muestra que se aprecia la gran cantidad de información eléctrica que está recibiendo el sistema Scada, que tiene que supervisar la plataforma. Además, sus despachadores tienen que estar supervisando las transferencias que ocurren en el corredor.

Explica que en ese momento, los 1.800 megavatios que se estaban transmitiendo entre Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar respetan el criterio N-1, es decir, la falla de un elemento del sistema no provoca un apagón o una propagación de la falla en el sistema, porque ese es el criterio de operación y de planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

Destaca también de manera geográfica la zona de Vallenar, la zona de La Serena-Coquimbo, donde hay aproximadamente 200 kilómetros de línea de transmisión. Considera que es importante destacar que el límite de transmisión de esta línea es del orden de los 2.000 megavatios, es decir, estaban operando por debajo de las transferencias, habida cuenta de los recursos que había disponibles en el sistema.

Sobre el criterio N-1 el cual dice relación con la transferencia que se tiene por un corredor, en este caso el corredor Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, que está en 1.800 megavatios.

Manifiesta que hay dos líneas de 500.000 voltios, circuito 1 y circuito 2. La falla de un elemento, la falla de una línea no puede provocar sobrecarga en el circuito sano y, por lo tanto, no se puede propagar. Eso es lo que establece la normativa respecto de la seguridad. Por lo tanto, la falla de un elemento no debiera provocar pérdida de consumo ni afectación a la seguridad del sistema.

En otra lámina muestra el corredor de manera geográfica, estos son aproximadamente 200 kilómetros entre Vallenar y Coquimbo. La línea opera por seguridad con el criterio N-1, con un límite que está en el orden de los 2.000 megavatios. En consecuencia, dice que el sistema se operaba por debajo de ese límite, habida cuenta de los recursos y del despacho económico que habían programado para ese día. Al sur de la línea, la demanda del sistema estaba en aproximadamente 8.100 megavatios, y en el norte, 3.500 megavatios.

La falla se produjo a las 15:15:40 horas, aproximadamente a las 15:16 horas del 25 de febrero. Se registró una operación incorrecta de las protecciones de la línea, desconectando ambos circuitos.

Lo cual implicó que se produjera un desbalance de oferta-demanda del orden del 25 por ciento en relación con la demanda que tenía el sistema en la zona centro-sur, porque, además de estos 1.800 megavatios que se transmitían por el sistema de 500, había una parte también que se transmitía por el sistema 220. En total, desde la zona norte a la zona centro-sur, se estaban transmitiendo del orden de 2.100 megavatios, lo que representa un desbalance del orden del 25 por ciento de la demanda del sistema centro-sur.

Sobre la protección de la línea de ISA Interchile, que abrió los dos circuitos considera que no debió haber operado, ya que, causó la apertura de ambos circuitos de la línea. De hecho, la empresa ISA Interchile había informado a las 13:35 horas de ese día que esta protección estaba fuera de servicio, con el respaldo de esta protección totalmente operativo. Por esta razón requirieron la realización de una auditoría específica para determinar finalmente qué sucedió siendo que la empresa informó la inhabilitación de esta protección.

Sobre el sistema este tiene mecanismos de mitigación para este tipo de situaciones, por lo que están investigando su correcta operación, como parte del estudio de análisis de falla. Las protecciones eléctricas son dispositivos, sistemas que actúan como los guardianes de la red eléctrica. Su función principal es detectar problemas, evitar daños, aislar las instalaciones que presentan fallas, asegurando el suministro eléctrico seguro y confiable de la red.

Muestra un diagrama eléctrico en donde se observa la línea de Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar, la apertura de los dos circuitos que estaban en ese momento operativos. A partir de esa apertura se conforman dos islas, una en la zona norte y otra en la zona centro-sur.

Sobre de ¿cómo se aplicó el plan de recuperación del servicio después de que se produjo la apertura de los dos circuitos que mencionó?

Señala que, una vez ocurrido el evento, a partir de las 15:18 horas, el Centro de Despacho y Control del coordinador da las instrucciones para iniciar el plan de recuperación del servicio.

El Scada de Transelec, que ejerce funciones de centro de operación para la recuperación del servicio, señala que es un centro de control, es un centro de operación para la recuperación del servicio, que es clave para la aplicación del plan.

Muestra otra lámina donde se aprecia que la indisponibilidad del sistema Scada de Transelec resultó determinante para la recuperación del sistema, por cuanto la función de COR que ejerce Transelec es la que, finalmente, permite la participación de las centrales generadoras que tienen esta partida autónoma e inician la recuperación del servicio en las distintas islas en que se conforma el sistema eléctrico después de un apagón.

Respecto del Scada de Transelec, señala que, a las 15:22 horas, dicha empresa les informa que perdieron comunicación y están sin Scada ni telecontrol para conformar e iniciar la aplicación del esquema de recuperación de servicio.

Continúa diciendo que a las 15:36 horas, la empresa ratifica que está sin plataforma telefónica ni sistema Scada y que está desplazando personal a los centros de respaldo en Alto Jahuel y a las subestaciones del norte, centro y sur, para operar en forma manual y local las instalaciones que participan en los esquemas de recuperación de servicio.

Después de las 18 horas, Transelec les informa la recuperación de su sistema Scada. De acuerdo con la información que ha recogido el centro de despacho y control en el momento de ese aviso, observan que el sistema de Transelec presentaba intermitencias.

En cuanto al proceso de normalización, explica que hubo una secuencia de eventos que están complementando con la información que se está recibiendo de las empresas coordinadas.

A las 15:16 horas, se produce la desconexión de la línea. A continuación, la aplicación del esquema de recuperación de servicio con los retardos que tuvo. Ahí aparece cómo se fueron recuperando las principales zonas y ciudades del sistema: 17 horas la zona de Puerto Montt. Explica que este es un plan, descentralizado, por lo tanto, también ellos estaban aplicando medidas en la zona norte, en Tocopilla, en la Región de O'Higgins, San Fernando y Malloa.

A las 20:43 horas, finalmente pudieron hacer mediante la operación de las centrales de la cuenca del Laja, la normalización del ciento por ciento de los consumos de Puerto Montt. Continuaron con la zona de la Región de O'Higgins.

En definitiva, aproximadamente a las 23:29 horas, lograron la recuperación de los consumos desde la Región de Valparaíso hasta la isla de Chiloé, en donde dieron las instrucciones a las empresas distribuidoras y los clientes de la zona para que normalicen el ciento por ciento de sus consumos.

Luego, durante la madrugada, continuaron con la recuperación de los consumos hacia la zona norte, llegando, a las 8:40 horas, a recuperar los consumos de Arica, que habían estado parcialmente abastecidos en esa zona por aproximadamente con un 24 por ciento de recuperación de los consumos.

Sobre ¿Cuáles son las medidas adoptadas y los próximos pasos que están adoptando como coordinador?: Dice que para el coordinador eléctrico es una obligación legal e institucional aclarar por completo y con detalle lo ocurrido el 25 de febrero de 2025. Están recibiendo los informes de cinco días que deberían llegar a las plataformas que tiene el sistema de información pública.

El estudio para análisis de falla considera información de más de 500 informes que han recibido a la fecha. Al quinto día hábil de la falla recibirán el complemento de

dichos informes y están realizando un análisis riguroso para enviarlo a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Considerando la información que han recibido de ISA Interchile, y dada la necesidad que tienen de aclarar los riesgos de un evento que se puede repetir, a partir del jueves 27 de febrero, el Centro de Despacho y Control limitó las transferencias por la línea Nueva Maintencillo-Nueva Pan de Azúcar, a la espera de recibir toda la información que permita aclarar por qué razón finalmente operó una protección que había sido informada su inhabilitación a partir de las 13:35 horas de ese día.

El Consejo Directivo instruyó la realización de dos auditorías técnicas. Una auditoría a los sistemas de control, protección y telecomunicaciones de la línea Nueva Maintencillo-Nueva Pan de Azúcar 2x500 kilovoltios y otra auditoría al sistema Scada y de telecomunicaciones internas y externas de voz y datos de la empresa Transelec.

También contarán con una consultoría nacional e internacional totalmente independiente de las empresas para la realización de estas dos auditorías técnicas. Los resultados del estudio de análisis de falla determinarán la necesidad de impulsar medidas adicionales en función de lo que puedan obtener durante este proceso de investigación, y todos los antecedentes utilizados para que ellos preparen el estudio de análisis de falla que serán públicos, como es habitual, en todas las fallas que investiga el Coordinador Eléctrico Nacional.

En relación con el corte material explica que con los registros proporcionados por las empresas y su propio sistema Scada, en este caso no tuvieron una corriente de falla o un corte físico de la instalación, sino una incorrecta operación de una protección que abrió ambos circuitos de la línea sin que existiera ninguna manifestación de una falla o de un corte físico de los conductores.

Sobre la activación del plan de recuperación del servicio, teniendo en cuenta la falla que presentó el sistema Scada de la empresa Transelec, lo que implicó la necesidad de que volvieran al sistema antiguo, es decir, a la operación manual, a través del traslado de personal realizado por la empresa transmisora, para operar localmente las instalaciones y así avanzar en el plan de recuperación del servicio.

Por otra parte, con respecto a la marca del sistema Scada de Transelec, entiende que se trata de una empresa con sede en Estados Unidos y que no es Huawei. OSI (Open Systems International) es la empresa propietaria de ese sistema.

En relación con la falla del sistema, deja claro que la desconexión de la línea no debió haber ocurrido. Considera que esta se produjo debido a una operación incorrecta del sistema de protecciones.

Con respecto a el desarrollo adecuado del sistema de transmisión considera que es muy importante, lo que debe ocurrir en los plazos establecidos en los planes de obra y expansión definidos por la Comisión Nacional de Energía.

Como Coordinador Eléctrico Nacional, les corresponde monitorear el avance de las obras, y han observado que varias obras de transmisión están presentando retrasos asociados con la obtención de permisos ambientales y sectoriales en el sistema.

Por lo tanto, tienen claro que, para el desarrollo adecuado de la infraestructura eléctrica, es necesario avanzar en los proyectos de transmisión, cumpliendo, por supuesto, con la normativa ambiental definida para estos efectos.

Respecto de la situación de la auditoría o la inspección técnica que habían encargado el Coordinador Eléctrico Nacional en los años 2019 y 2020, la empresa encargada de realizar esta inspección técnica en terreno detectó ciertas brechas que debían ser resueltas, y la empresa propietaria, ISA Interchile, con el respaldo de todos los antecedentes que fueron revisados por el equipo técnico, les informó que esa situación se había superado. Por lo tanto, después de la revisión que hizo el equipo técnico, al final se comprobaron que se habían hecho los cambios correspondientes.

De los informes anuales de cumplimiento, en el sitio web tienen publicados todos los informes anuales de cumplimiento de los coordinados, en relación con la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio (PRS) y también publican los informes diarios, después de ejecutadas la programación y la operación de los sistemas.

Con respecto del martes 25 de febrero, dice que es cierto que los equipos han estado levantando información de las grabaciones de las instrucciones, y es por ello por lo que han demorado la publicación de los informes diarios de esos días.

Comienza su presentación el señor **Jaime Peralta** (vicepresidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional). Empieza complementando lo que presento el señor Ernesto Huber.

Dice que no necesariamente el sistema es vulnerable. Lo que sí es importante y lo destaca es que el sistema eléctrico está sufriendo una transformación tecnológica muy relevante con la inserción de recursos renovables y también de medios distribuidos. Considera que el sistema está cambiando y teniendo otras dinámicas, en donde tienen mucha generación distribuida y muchos más agentes que coordinar, lo que hace que la operación sea cada vez más compleja y observa que esto continuará en el futuro.

Sobre estas nuevas tecnologías que se están incorporando, explica que tienen sus ventajas desde el punto de vista medioambiental, pero también introducen nuevas complicaciones y paradigmas que para ellos y las empresas coordinadas deben enfrentar. Observa que habrá nuevas dinámicas en el sistema y fenómenos mucho más rápidos a los que se deben empezar a acostumbrar, además de que deben de tomar las medidas para que el sistema opere de manera segura.

El sistema cuenta con las inversiones necesarias, aunque considera que siempre es bueno tener más inversión. Como Coordinador Eléctrico Nacional les gustaría tener todas las inversiones e infraestructuras necesarias para hacer bien su labor, pero el

sistema cumple con la normativa y los estándares internacionales, basados en las mejores prácticas, así como también con recursos para hacer frente a distintos tipos de eventos.

Por lo tanto, las causas de por qué ocurrió lo que ocurrió son parte de las cosas que deben analizar en profundidad y que estarán en el estudio de falla que se están preparando.

Sesión 9ª, celebrada en martes 11 de marzo de 2025, preside el diputado señor Jaime Mulet. Asisten la diputada Marcela Riquelme, y los diputados Roberto Arroyo, Fernando Bórquez, Jorge Brito, Andrés Celis, Benjamín Moreno y Rubén Darío Oyarzo.

Concurren, en calidad de invitados, los representantes de la Compañía General Eléctrica (CGE), señores **Iván Quezada Escobar**, gerente general; **Matías Hepp Valenzuela**, director de Operación y Gestión de Equipos, y **Francisco Jaramillo Manquel**, gerente regional Centro.

Comienza su presentación el señor **Iván Quezada Escobar** (gerente general de la CGE). Empieza extendiendo las excusas por no haber asistido a la sesión anterior, ya que tenía que preparar una reunión de directorio fijada para el martes a primera hora. Por lo tanto, se encontraba complicado de tiempo.

Entiende que la presentación se hizo de igual modo la semana pasada. En todo caso, le gustaría manifestar la disposición de la compañía para proveer todo tipo de información respecto de la investigación, tal como lo han hecho con el resto de las autoridades.

Por otro lado, menciona que efectivamente, en el temporal del año 2024, en el mes de agosto, tuvieron un nivel de afectación importante, debido a una situación climática bastante compleja. Reconoce que hace muchos años que no se vivía algo similar. Sin embargo, a pesar de que ellos como empresa están bastante acostumbrados a las contingencias, ya que siempre han enfrentado algunas, sean incendios, temporales o terremotos, pero que en esta ocasión, en particular, la situación climática fue absolutamente superior a lo que ellos esperaban.

También quiere manifestar, tal como lo hizo en otra oportunidad, que probablemente pudieron haberlo hecho mejor, porque considera que siempre hay espacios de mejora, pero también es cierto, y lo ha dicho muchas veces, que la empresa por sí sola no puede resolver este tipo de situaciones.

Explica que hay una cantidad importante de actores que tienen que ver con la problemática que se suscitó a partir del temporal y, en particular, señala que la información que tuvieron de la autoridad, en términos de las proyecciones del temporal, estuvieron absolutamente subestimadas. En ese momento, tenían expectativas de vientos de 70 kilómetros por hora, como máximo; de hecho, manifiesta que es sabido que lo que más daña las instalaciones de distribución es el viento, y no la lluvia.

Claramente, ellos esperaban que la situación fuera muy distinta de la que ocurrió. En Santiago tuvieron vientos sobre 100 kilómetros por hora, y en otras zonas del sur también y dice que la infraestructura no está preparada para esas magnitudes de vientos.

Otro tema que considera muy importante de resaltar es que estas situaciones van a volver a ocurrir. Que lo que pasó en agosto no termina en agosto. Considera que eso no es así. Si hay un temporal similar, van a tener las mismas consecuencias o probablemente un poco menos, porque la cantidad de árboles que cayeron en agosto ya no van a caer, pero van a caer otros, y lamentablemente los clientes van a estar expuestos a cortes de suministro.

Explica que la compañía ha hecho un esfuerzo muy importante en términos de recursos. Ellos son una empresa regulada, en donde les definen las inversiones, los volúmenes de costos, de gastos y, en la práctica, lo que es totalmente demostrable, tienen muchos más recursos que lo que les define la empresa modelo. Por lo menos, en la contingencia de agosto de 2024, tenían prácticamente tres veces más recursos que los que teóricamente debiera tener la empresa.

También considera que es importante abordar la problemática de la vegetación, porque tienen muchas dificultades para poder efectuar los planes de mantenimiento; incluso, dentro de las fajas de seguridad de las líneas, dice que hay propietarios que sencillamente no permiten acceder a los predios y, por otro lado, hay una gran cantidad de vegetación; pone como ejemplo, de las forestales, que tienen árboles que, si se caen por el viento, caerán sobre sus líneas.

En ese sentido, considera que la ley es muy clara, pero él piensa por qué cuesta tanto cumplirla. Lo han hablado con todas las autoridades, pero si el tema no se aborda a fondo, van a seguir expuestos a situaciones como la ocurrida.

En definitiva, el mensaje que quiere dar es que esto va a volver a pasar. El cambio climático es algo que se ve día a día. Los vientos y los temporales van a seguir ocurriendo y, lamentablemente, están absolutamente atrasados como industria en materia de desarrollo de infraestructura en distribución.

El plan del Estado señala que, en el año 2035, deberían tener cuatro horas Saidi; y en el año 2050, deberían tener una hora y considera en forma muy objetiva que eso no va a ser así, porque no han iniciado proyectos y planes que apunten efectivamente a una mejora de calidad del servicio.

Entonces, sobre la situación de agosto que fue particular, puntual, pero claramente van a seguir estando envueltos en este tipo de situaciones. A partir de agosto, han hecho esfuerzos adicionales: tienen más brigadas y han implementado una serie de iniciativas para mejorar la operación; pero, lo que están tratando de hacer, es acortar los tiempos en que los clientes van a estar sin suministro. Dice que si estarían sin suministro, pero no serían diez días, en este caso, pero podrían ser tres o cuatro, y

la única forma de resolver esto es que tengan un plan de desarrollo que sea consistente con lo que se quiere como país. Si se quiere que la luz no se corte, la infraestructura debe ser ad hoc a ese Estado futuro deseado.

También agrega un par de comentarios sobre todo lo que se dice de estas empresas. Considera que hoy tienen la fortuna de tener controladores chinos, porque en los últimos cuatro años la empresa ha tenido un cambio significativo, radical, en términos de inversiones y de recursos de mantenimiento. Prácticamente, han aumentado en 50 por ciento la planta de la compañía en estos tres años; es decir, han realizado un esfuerzo muy grande.

También menciona que en los últimos cuatro años han invertido, y gastado, para mejorar la calidad del servicio, que es el único objetivo que tiene como responsable de la empresa, a partir de lo que le piden y le instruyen sus controladores.

Sin embargo, considera que el sistema regulatorio también tiene una serie de falencias, partiendo porque ellos, durante cuatro años, estuvieron invirtiendo sin saber los ingresos que iba a tener la empresa; sin saberlo, estuvieron cuatro años sin tener tarifas. De hecho, explica que el decreto todavía no pasa por la revisión de la Contraloría.

Por lo tanto, manifiesta que hay una serie de cosas que hay que tener a la vista cuando se habla respecto de estas compañías; da como ejemplo, que tienen rentabilidad asegurada, lo que dice que es absolutamente falso y se aleja enteramente de la realidad. La ley establece que la rentabilidad debe ser de 6 por ciento, pero eso es lo que indica la norma.

Muestra información sobre los estados de resultados de la compañía. La rentabilidad promedio que tienen sobre los activos de la empresa que es de 2.77 por ciento en los últimos cuatro años. Dice que esa es la rentabilidad real. Ya que, el 6 por ciento es para la empresa modelo, la cual no tiene la cantidad de brigadas que ellos tienen, y que no hacen todas las inversiones que están realizando ni tiene la planta de funcionarios requerida. Sobre la empresa modelo la cual opera con menos de 1.000 personas; hace la comparación en donde ellos tienen 2.000 funcionarios de planta. Entonces, explica que, en la práctica, todas esas cosas hacen que su rentabilidad empiece a caer. Es un tema que ha conversado reiteradamente con el presidente y las autoridades, pero explica que todo cuesta mucho.

Hoy están embarcados en conversaciones con el ministerio; el ministro, en ese sentido, les entiende bastante bien la problemática.

Tienen una compañía que claramente tiene problemas de calidad de servicio, a pesar de que en los últimos años se puede ver, según la información que tiene la superintendencia, que ha mejorado significativamente en ese aspecto. Llegaron a tener 70 a 80 comunas fuera de norma; incluso, el año pasado tuvieron 13 comunas fuera de norma. Por lo tanto, han venido en una senda de mejora importante.

Considera que el gran problema es el estándar de la norma, porque ahora están embarcados en investigar lo que pasó en agosto, pero dice que eso no necesariamente conversa con la norma. Explica que ellos pueden tener a todas las comunas dentro de la norma, pero igual puede tener a estos mismos clientes sin luz durante cuatro días, porque la norma también establece que cuando hay muchas fallas, entonces eso se considera como un caso excepcional y no se contabiliza para efectos de cumplimiento de normas, de modo que considera que el problema es un poco más profundo. Manifiesta que esto no pasa por tratar de mejorar el estándar necesariamente, porque él habla de contingencias puntuales y de cómo la infraestructura puede absorber ese tipo de eventos particulares. Necesariamente, cuando tienen instalaciones que pasan por predios donde hay arbolado, que difícilmente se va a eliminar. Lo dice honestamente que es muy difícil, eso no va a pasar. No ha pasado en veinte años y no ve por qué podría pasar.

Como lo han conversado, la solución sería soterrar en las zonas rurales, pero saben que es caro. Sin embargo, considera que con el tiempo los costos de operación y de mantenimiento van a bajar, pues son inversiones importantes. Probablemente, explica que esto no se puede hacer en las ciudades, porque el costo sería altísimo; lo que significaría romper el pavimento y después reponerlo, Insiste, que esa es la solución en la zona rural. Claramente, por un lado, mejoran la calidad del servicio y, por otro, mitigan temas relacionados con incendios, particularmente en las zonas más afectadas; por lo tanto, tiene una serie de beneficios.

Sobre la utopía que esto sería a un costo gigantesco y que las cuentas de energía se dispararían. Ellos han hecho los cálculos al respecto. Sobre CGE esta tiene un valor de más de 2.000 millones de dólares y dice que se podría duplicar esa infraestructura en quince años, y la tarifa de los clientes subiría en el orden de 0,8 por ciento anual; o sea, si se compara con lo que ha venido pasando en los últimos años, manifiesta que es nada. Dice que, si se invierte dinero en distribución, se piensa que la tarifa va a subir; sin embargo, dice que solo aumentaría en 0,8 por ciento por año.

Considera que, si se hicieran estudios de manera más seria, probablemente llegarían a la conclusión de que se puede mejorar significativamente la calidad del servicio a un costo bastante acotado; o sea, respecto de estar varios días sin luz, el hecho de que se suban un 0,8 por ciento la cuenta de la luz, dice que casi vale la pena analizarlo.

Con respecto a lo que pasa con la medición inteligente, que ellos no tienen y que muchos les cuestionan por eso. En verdad, ellos no saben cuándo a un cliente se le corta el suministro; no tienen cómo saber si estos no los llaman. Entonces, se corta la luz y luego vuelve. Pero si el cliente tenía un problema en su empalme en ese mismo evento, ellos no se enteran, de manera que debe llamar y entra todo un procedimiento.

Ahora bien, explica que poner medición inteligente tiene un alto costo. En el caso de ellos, estiman que debe costar aproximadamente 400 millones de dólares para todos los clientes, pero eso ellos lo contemplan dentro del mismo 0,8 por ciento. Lo que dice es que se pueden hacer cosas muy relevantes que van a mejorar mucho la condición, ya que el costo real, comparativamente con lo que ellos pueden ver qué pasa con las cuentas de la luz, es absolutamente marginal.

Pero más que centrarse en la contingencia misma, prefiere mostrar un poco cuál debiera ser el camino, porque a ellos les da vergüenza tener a un cliente sin luz durante cinco días. A pesar de que hacen todos los esfuerzos posibles, incluso explica que el personal trabaja muchos días de corrido y son miles de personas. Pero igual les queda una sensación de frustración.

Explica que su controlador está absolutamente disponible para hacer las inversiones que haya que realizar. Esto lo han hecho notar tanto al ministro como a los distintos organismos del Estado que ellos están con la disposición de hacer esas inversiones. Manifiesta que lo único que necesitan es un modelo que les dé seguridad y tranquilidad a quienes hacen las inversiones de que van a tener un retorno razonable.

Actualmente, el problema que tienen para hacer ese tipo de inversiones es que, y da como ejemplo, si hacen una medición inteligente y gastan 400 millones de dólares, pero en cuatro años más, en el proceso tarifario, resulta que cambió la tecnología y sus medidores quedan obsoletos, el que invierte pierde el dinero, pues les baja la rentabilidad radicalmente; en teoría, estarían hablando de una baja de 6 por ciento, que considera que es mucho.

Esa incerteza es la que observa que tiene la industria para hacer las inversiones. Ahora ellos están buscando mecanismos, probablemente como proyectos especiales, que se pueden retribuir, de manera similar a cómo se hace en la transmisión, por ejemplo, en donde las empresas presentan planes de inversión, con los beneficios que eso tiene, que sea autorizado por la autoridad, que lo valida, y que se empiece a remunerar una vez que esté implementado, no antes. Esa es una forma de ir con una tasa fija, que se establece en el principio; luego la empresa hace la inversión por la vida útil del activo o por los veinte años, como en el caso de la transmisora, para que se remuneren esas inversiones. Para él esto le parece muy razonable, porque estarían hablando de mucho dinero que se debe invertir. No se trataría de que ellos estén invirtiendo 100 millones de dólares, sino que estarían hablando de varios cientos de millones de dólares.

También considera que es bueno tener presente que, en los países desarrollados, normalmente el valor agregado de distribución alcanza el 35 por ciento de la boleta completa de un cliente; o sea, el 35 por ciento, en esos países, se destina a la distribución, porque claramente los problemas de calidad de servicio se dan mucho más. Considera que la distribuidora es la que tiene que mejorar la calidad del servicio y

la que debe tener más infraestructura. Dice que en los países desarrollados, eso es absolutamente reconocido.

Insiste, que si se hicieran los análisis como corresponde, llegarían a la conclusión de que efectivamente el porcentaje que paga un cliente por distribución debiera ser superior. Y explica que eso se logra de dos maneras: subiendo la distribución o bajando los costos de generación y transmisión. Considera que esos son los dos caminos.

Dice que el no iría a un cambio regulatorio profundo en estos momentos, pero que sí buscaría caminos alternativos, como proyectos que podrían presentar y tener un tratamiento un poco diferenciado de lo que es la empresa modelo. Y eso les permitiría que las empresas hagan las inversiones y que efectivamente las tarifas se ajusten a un monto razonable.

Además, comenta que en algunas reuniones le queda la sensación de que el análisis que se hace es demasiado teórico. Da como ejemplo: ¿Cómo valoro que las líneas estén soterradas?, responde que esto facilitaría todos los trabajos en los incendios, que este sería un valor más social y no un valor económico.

Considera que el gran problema que tiene la empresa modelo, y que es lo que él ve, y se cuestiona de ¿por qué las rentabilidades son tan bajas? Es porque es una empresa modelo que además está en un país modelo. Tiene las dos cosas. La ley no lo dice, pero, en la práctica, considera que es eso. La empresa modelo está en un país donde no hay estas contingencias.

Entonces, manifiesta que es ese tipo de análisis es el que hay que hacerse. Dice que la empresa modelo no considera que choquen postes. Les chocan 4.000 postes al año y eso dice que tiene un impacto en calidad de servicio importante. Para los clientes, se refiere. No se considera que estos clientes intervienen los medidores, da como ejemplo. Reconoce que El país modelo es un país donde todos pagan, en donde nadie hurta energía. Esa es la empresa modelo que el ve que no se ajusta a la realidad.

Considera que no se les reconoce nada de eso. Desde el punto de vista de las pérdidas, que pareciera una cosa muy burda, las pérdidas técnicas de esta empresa son 6 por ciento; pero las pérdidas completas son de 11 por ciento. Tienen 5 puntos de pérdidas que no les reconocen. Solo les reconocen una parte, 2 por ciento. Hay 3-4 puntos que no les reconoce la tarifa y, en dinero esto sería más de 100.000 millones de pesos, al año. Por eso, explica que la rentabilidad se cae tanto, porque, al final, la empresa modelo dice una cosa y la realidad dice otra.

Entonces, lo que siempre trata de transmitir es que a esto se le debe poner un poco de objetividad; o sea, considera que está bien que es una empresa modelo, pero que esta debe incorporar el entorno, que hay temporales, como los que tuvieron y que estos no son temporales normales.

Ante esa situación considera que se produce una distorsión absoluta de la empresa modelo, pero es lo que existe. Deben seguir trabajando con ellos, pero cree

que hay soluciones alternativas. Considera que se deberían ir con proyectos paralelos, que no se necesitan grandes cambios regulatorios, y que este tema se puede abordar.

Ahora bien, reconoce que no van a tener los resultados en el año 2025, porque considera que deben hacer un plan en el tiempo. Si quieren tener una mirada de futuro, que exista una mejora en la calidad del servicio importante, deben de partir ahora. El tema de la empresa modelo lo vienen discutiendo desde hace quince años, por lo menos, y él ve que no ha pasado nada. Esa es la preocupación de que tienen ellos.

Además, manifiesta que está el tema de la transición energética, en que tampoco se involucra mucho la distribuidora. No sabe cómo pretenden hacer transición energética si la distribuidora no tiene la infraestructura para eso, porque reconoce que no la tienen.

Considera que hay muchas cosas que están obviando en esta mirada de largo plazo de lo que quiere el país, y él ve que la distribución prácticamente está fuera del tema.

Explica que la única forma de que la gente tenga acceso a la transición energética, a electrificar sus hogares, autos eléctricos, etcétera, es teniendo una infraestructura mucho más robusta que la que se tiene hoy día.

Él ve que hay atrasos. Que se deben hacer inversiones urgentes, porque considera que no están preparados. Lamentablemente, dice que los países que están en el entorno parece que nos llevan ventaja en estas cosas. Cree que es el momento para una mirada de futuro. Ve que esta mejora no va a pasar por un gobierno, sino probablemente por cuatro gobiernos. Entonces, él ve más una mirada de país y no de quien está de turno.

Termina diciendo que la disposición de la compañía es a colaborar en todo lo que se pueda y también en hacer las inversiones con un escenario que dé cierta estabilidad a quienes hacen las inversiones.

Sobre algunas consultas que le realizan dice que una de las problemáticas que existen es que hay una parte que fundamentalmente recae en la calidad del servicio, específicamente recalca que tiene mucho más que ver con distribución que con transmisión, reconociendo que hay problemas o fallas cuyo origen es efectivamente la transmisión. Pero él ve dos cuestiones: uno, el problema evidente que se tiene en Maule y en Ñuble, pues la transmisión tiene mucho que ver con la imposibilidad de suministrar nuevos consumos, o sea, reconoce que hay un problema de demanda.

Explica que las instalaciones de transmisión no están diseñadas para la demanda que hoy día existe en esas regiones; de hecho, reconoce en rigor los problemas vienen desde hace varios años. Ve en esto un problema grave, porque, evidentemente, hay problemas de desarrollo económico, ya que muchos negocios, pymes y otros no tienen acceso a la electricidad. Reconoce que el último año ha sido así, porque efectivamente la transmisión no estaba acorde con esas necesidades.

También considera que hay que ser bastante claro con este tema: no todo el crecimiento de transmisión depende de la distribuidora ni de la transmisora. También depende de quien define cuáles son los proyectos que deben hacer y en qué tiempos, y eso lo hace la Comisión Nacional de Energía con alguna coordinación del coordinador.

Manifiesta que hoy en día la transmisora no tiene libertad para decidir si hay que reforzar una línea. Esto empezó a suceder cuando cambió la ley, y pasó a manos de la autoridad, la cual define los planes de expansión de transmisión.

Sobre el caso particular del Maule y de Ñuble explica que tiene que ver con proyectos que estaban en los planes de inversión. Las empresas que se adjudicaron esas obras son de propiedad de ellos; pero, de acuerdo con la ley, lo licita el coordinador, lo asigna el coordinador y a ellos solo les llega un contrato que deben firmar.

Explica que todas esas obras quedaron desiertas, o sea, se asignaron a contratistas que dejaron las obras a medio camino o algunas empezando, porque los valores licitados, según los contratistas, no iban a cubrir los costos que efectivamente costaba hacer esos trabajos. Con respecto al caso de Ñuble, da como ejemplo, que en una obra cuya ejecución, de acuerdo con la autoridad, costaba 7 millones de dólares; se refiere a la línea Charrúa-Chillán. Hoy día, según lo que ha sido público, estiman que debe costar del orden de los 50 millones de dólares.

Entonces, él ve que ahí también hay temas. ¿Cómo puede haber ese nivel de diferencias? Esa obra fue licitada tres veces, y las tres veces fue declarada desierta, porque el valor de referencia seguía siendo de 7 millones de dólares. Entonces, en eso ellos perdieron un par de años. Esa es la realidad que explica a la comisión.

Con la línea Monterrico-Cocharcas, que es la otra en Maule y Ñuble, dice ocurre la misma situación. Entonces, tienen muchos juicios, porque dejaron obras tiradas, y ese es un problema que hoy se puede corregir con la “ley de transición” y, apoyados en ella, van a intentar ejecutar esos trabajos. Considera que ese fue un avance muy importante en la “ley de transición”, que va a permitir destrabar dicho problema.

Con todo, reconoce que también es cierto que las empresas están obligadas todos los años a proponer obras en transmisión. De acuerdo con lo que observa la compañía, los crecimientos y todo, esta va proponiendo obras de ampliación y por calidad de servicio.

Dice que la transmisora propone planes de inversión, pero quien zanja es la comisión con el coordinador.

Detalla que el coordinador lleva todos los procesos administrativos: licita, asigna, pero quien autoriza las obras que se van a ejecutar es la comisión.

Por otro lado, explica que, en los últimos dos años, recién se empezaron a considerar obras por calidad de servicio en transmisión. Dice que a ellos nunca les aceptaron las obras que propusieron. Pone como ejemplo la Región de Atacama. El

pueblito Los Loros, que está al interior, que tiene una línea que llega hasta el final, una subestación. Ahora se les autorizó poner un segundo transformador, después de que lo habían pedido.

Considera que todas las cosas pueden fallar, pues nada es infalible. Entonces, dice que si se quema el transformador de Los Loros, imaginarse lo que significaría llevar un transformador de poder a ese lugar. Todas esas cosas que pidieron históricamente, ahora recién la están considerando

Manifiesta que la transmisión tiene algo de calidad del servicio, pero fundamentalmente los problemas que se han generado son de demanda, de no poder ellos satisfacer la demanda de los clientes.

En el caso de la distribuidora, ve claramente que existe un problema mucho más directo con los clientes en términos de calidad de servicio, porque está mucho más expuesta. Dice que las infraestructuras son absolutamente distintas. Da como ejemplo, que si chocan un poste este puede dejar entre 4.000 y 5.000 clientes sin suministro, por la exposición que tiene.

Sobre la calidad de servicio dice que esta va a mejorar mucho si se hacen mejoras en la infraestructura de distribución, porque el tema de la satisfacción de la demanda debiera, de manera natural, empezar a cubrirse con este tipo de modificaciones en la ley. Explica que ahora hay muchas más posibilidades de abordar estos problemas que se les habían presentado en el pasado.

Respecto de la empresa modelo, su análisis siempre ha sido que esta no refleja la realidad. La empresa modelo siempre está en un país modelo y eso genera todas las distorsiones habidas y por haber. Dice que fue un buen modelo, fue una buena forma de hacerlo, pero apuntaba mucho a la demanda y no a calidad del servicio.

La única forma de motivar la transmisión, ya que considera que está obsoleta, es que se debe hacer más inversiones en obras nuevas, es la inversión, que se reconozcan los costos y en veinte años tendrían la remuneración de esa instalación, con algún nivel de certeza de que va a tener el retorno con el cual el accionista toma la decisión de invertir.

En distribución considera que pasa lo mismo, pero la dificultad que tiene la empresa modelo es que la revisan cada cuatro años y ellos podrían hacer inversiones que nunca le van a reconocer; o sea, se las reconocen los cuatro primeros años, pero al quinto tendrían un cambio tecnológico. Lo más claro, por ejemplo, dice que es que las instalaciones tienen mucho cobre, y la empresa modelo tiene solo aluminio y remuneran por aluminio, no remuneran por cobre.

La pregunta que se hace es si tienen que cambiar el cobre por aluminio. Eso reconoce que es imposible. Entonces, ve que solo pone inestabilidad y riesgo muy grande a quienes toman la decisión de hacer inversiones muy grandes.

Sobre algunos números dice que, en los últimos cuatro años la distribuidora tuvo una utilidad del orden de 25.000 millones, por una empresa que vale más de 2.500 millones de dólares. Dice que no es que la empresa tenga 6 por ciento de utilidad, porque si fuera así que sacara 6 por ciento de 2.500 millones de dólares, debería ganar mucho más de lo que está diciendo. Explica que la rentabilidad al final es solo 2,7 por ciento, incluso menos, porque esa es la rentabilidad sobre activos.

Para hacer las inversiones dice que su controlador le dice: yo las puedo hacer todas, no hay problema. Pero ¿cómo me asegura que en cuatro años más no me cambian las reglas del juego? El considera que ese es el gran problema, y no está hablando solamente de la CGE, sino a nivel de industria, pues la disposición de hacer inversiones existe absolutamente, totalmente.

Sobre el pasado, el problema que ve él es que existen dos miradas de negocio absolutamente distintas. El objetivo de Naturgy, una empresa española, era mejorar los números para vender en algún momento. Lo que piensa su controlador es que ellos no van a vender la empresa. Entonces, dice que ellos están dispuestos a hacer inversiones, porque tienen una mirada de muy largo plazo.

Por lo que considera que eso cambia absolutamente la disposición de hacer inversiones, la disposición de hacer mayores gastos en mantenimiento, invertir en calidad de servicio, etcétera. Por eso dice que ahora tiene la fortuna de tener controladores chinos, porque ha tenido de varios tipos. Si uno ve los números, ellos han triplicado los gastos de mantenimiento desde que cambiaron controlador; o sea, hacen tres veces más mantenimiento de lo que hacían. Las inversiones las han más que duplicado. En promedio, han invertido alrededor de 200 millones de dólares en los últimos cuatro años. Entonces, el observa que es absolutamente distinto.

Obviamente, reconoce que también el controlador se encontró con una empresa con muchos problemas, y por eso están haciendo tantas inversiones. Probablemente, alguien le podría decir que están haciendo las inversiones que no hicieron antes. Puede ser. Pero esa es la realidad.

Menciona otros datos que no son conocidos, porque son problemas graves. La deuda de los clientes hacia la compañía es de 600.000 millones de pesos.

Y con todas las acciones que ellos han intentado hacer, lamentablemente les ha costado mucho y esta sigue subiendo. Considera que lo peor de todo es que sigue subiendo. Ni siquiera ellos la pueden contener; sigue subiendo. Entonces, el nivel de endeudamiento de la compañía es altísimo, porque, por un lado, objetivamente el negocio no da para hacer inversiones. Para las inversiones que están haciendo, solo tienen que tomar más deuda. Y con la deuda de clientes que tienen, el escenario que se presenta no es bueno.

Tienen serios problemas de financiamiento. Pero por suerte ellos tienen un controlador que tiene espalda, pero dice que si se miran las ratios financieras que se

usan para todos los efectos de banco y todo lo demás, son bastantes malos, salvo que tienen el respaldo de un grande, State Grid Corporation of China, que es una de las empresas más grandes del mundo.

Él explica que trabaja en una empresa de servicio público-privado. Que la CGE es una empresa ciento por ciento regulada por el Estado. Que existe una empresa modelo que define las inversiones necesarias para cumplir con los estándares establecidos en las normas. Y que eso es lo estrictamente legal.

Está absolutamente de acuerdo con que la cuenta que pagan los clientes por el servicio que prestan es altísima; sin embargo, dice que el no se puede hacer responsable del desglose de esa cuenta, de cómo se compone esa boleta. Pero si puede decir que, si un kilovatio-hora cuesta 200 pesos, 140 pesos corresponden a la generación. Menciona que él no trabaja en el sector de la generación ni representa a los generadores. Por lo tanto, considera que ese es un tema que les corresponde a ellos.

Sin duda, reconoce que el costo es altísimo. Que está totalmente de acuerdo. Sin embargo, explica que de esos 200 pesos, 30 pesos corresponden a la distribuidora; 30 pesos van directamente a la empresa distribuidora. Entiende el problema de fondo, pero el considera que este tema es más amplio. Ahora solo el está hablando desde el ámbito que le concierne, que es la distribución.

En cuanto a la rentabilidad de las empresas, manifiesta que es baja, pero es la autoridad la que la define a través de una ley, que establece que debe ser de un 6 por ciento, más 2 menos 3 por ciento. Explica que eso es lo que la ley establece, y que la rentabilidad debería moverse dentro de esos márgenes, ya que así está definido en la normativa. Sin embargo, en la práctica, él ve que eso no se respeta. Que eso no es real. Para algunas empresas sí, pero para otras no.

Con Respecto a sobre los vientos de 70 kilómetros por hora en el sur, ellos saben que es una realidad. Ellos también los tienen. En Magallanes los vientos son aún más fuertes. Sin embargo, al analizar las estadísticas por comuna, los mayores problemas que tuvieron durante la contingencia ocurrieron en la Región de O'Higgins y en la zona sur de Santiago. Esas fueron las áreas en las que tuvieron más dificultades, justamente porque las zonas afectadas son tremendamente rurales.

No obstante, en Temuco, Concepción y Chillán, salvo algunos sectores puntuales, los tiempos de recuperación del servicio considera que fueron completamente diferentes. Eso fue así, porque las instalaciones del sur están mucho más adaptadas a las contingencias, dado que el clima es muy distinto desde el Maule hacia el sur, en comparación con el clima de la zona central.

En cuanto a las cuadrillas, saben que es un tema importante. De hecho, ha escuchado mucho que deben aumentar el número de brigadas. Como empresa, desplegaron más de 1.100 brigadas. En el caso de la CGE el volumen de recursos

desplegados no era comparable con el de otras compañías. El de ellos fue muy superior.

Sin embargo, el problema que ellos vieron es que cuando ocurren estas contingencias, para poder reconstruir es necesario desplegar brigadas pesadas, las cuales no siempre están disponibles. No es que no se desplieguen porque no quieran gastar la plata. Al contrario, si no las desplegaron era porque no hay suficientes brigadas. Por eso, en las contingencias tomaron todas las brigadas que trabajan permanentemente con ellos, más todas aquellas que pudieran contratar durante ese período. Reconoce que eso es todo lo que hay, que no hay más en el mercado. De hecho, manifiesta que preparar brigadas toma por lo menos seis meses. Que es un trabajo complejo. Les cuesta mucho y cada día les es más difícil armar brigadas, como las que están armando en O'Higgins. Incluso, recuerda que el año pasado la empresa tomó la decisión de empezar a tener brigadas propias, porque antes todas eran externas. Hoy ya están incorporando brigadas con personal e infraestructura propias. Van a seguir en esa senda, porque su controlador estima que ese es el camino que deberían seguir, es decir, que las brigadas sean de ellos.

Explica que la brigada propia apunta fundamentalmente a la calidad y a la productividad. Probablemente, si las personas son de la compañía, tendrán condiciones distintas y de todas maneras mejorará la calidad. Probablemente, van a ser mucho más productivas en la contingencia, porque son brigadas que hacen todo; es decir, construyen, cuentan con líneas vías y tienen todo junto. Son brigadas que tienen tres camiones de distinto tipo y la gente es experta en hacer diversas cosas. Eso dice que no se consigue en el mercado.

En relación con traer brigadas desde afuera, ellos tienen la fortuna de estar desde Arica hasta Magallanes. Nunca han tenido contingencias en todas las regiones, salvo que ocurriera un terremoto en todo el país. De hecho, hacen muchos movimientos de brigadas, pero eso nadie lo sabe. Por ejemplo, traen brigadas desde Arica, Iquique, Antofagasta y Coquimbo y las distribuyen en la zona sur. Por ejemplo, en los últimos días del temporal, en la Región de O'Higgins tuvieron más de cien brigadas pesadas de reconstrucción.

En este caso, ve que un tema importante es que el hecho de tener más brigadas no necesariamente simplificará el problema, pues hay fallas de 12 o 14 horas de reconstrucción, o incluso de más tiempo. Por ende, mientras más brigadas ellos tengan, el problema se aminora. Incluso, en algún momento propuso a la autoridad que, dado que todos reconocían esta situación de contingencia, había que tener más brigadas, reconocer que las necesitaban, hasta mejorar la calidad del servicio de manera permanente. Sin embargo, como estos eventos serán puntuales durante los próximos años, se tratará de resolverlos. Todos entienden que se necesitan más brigadas. Ellos

tienen una cantidad relevante, porque este año pudieron llegar a 1.200 brigadas o incluso a más. Y siguen trabajando en eso.

En relación con el tema de soterramiento y medidores inteligentes, dice que a partir de la contingencia de agosto, se han reunido con la autoridad, haciendo notar la necesidad de que haya cambios y la necesidad de promover las inversiones en la industria de la distribución. Obviamente, se dan cuenta del problema y consideran que tienen la obligación de manifestar a la autoridad que, si la solución no es cambiar la empresa modelo, hay que buscar mecanismos que permitan realizar las inversiones que se necesitan, y dentro de eso está el soterramiento y medidores.

Han llevado a cabo reuniones con la Comisión Nacional de Energía, con el ministerio, barajando alternativas sobre cómo podrían abordar estos temas. No quiere entrar en detalle de cuánto sería la rentabilidad ni cómo la van a medir, pero conceptualmente es hacer inversiones que se comiencen a pagar una vez ejecutadas, porque el otro problema que ve que tiene la empresa modelo es que no obliga a la empresa a realizar una determinada inversión, porque a ellos los miden por indicadores y les pasan multas en caso de no cumplir, pero no les obligan a decir que la empresa modelo tiene 1.000 millones de dólares en CAPM, en inversiones, y usted debe tener lo mismo. Pero dice que esto no es así.

Entonces, considera que no existe una obligatoriedad. La empresa modelo finalmente se mide por resultados, no por medios. La diferencia que ve en esto es que las empresas estarían obligadas a hacer la inversión, no como una opción, sino como una obligación. Manifiesta que las condiciones deberían ser vistas por los organismos del Estado, la comisión y establecer las condiciones propiamente tales. Ellos pidieron que haya una cierta certeza jurídica de esas inversiones.

Con respecto al tema de los cortes de árboles considera que es muy complejo. Ve que se puede generar un poco de ruido, pero dice que cuesta mucho que se aplique el Estado de derecho en Chile. Dice que están levantando información sobre la línea de transmisión eléctrica Charrúa-Chillán, trabajo que deben llevar a cabo, y tomarán el compromiso de ejecutarlo. Ya hicieron el levantamiento con los clientes, y hay algunos dueños que ya les dijeron que por esa zona es imposible hacer el trabajo, es decir, es una línea que existe, solo que deben cambiar el conductor por uno más robusto, pero ya hay propietarios que les dijeron que no permitirán el acceso.

Reconoce que es eso lo que pasa con los predios privados; en otras palabras, tendrían que ir a punta de demanda o a punta de recursos de protección. Además, dice que está el problema de que en algunos predios ni siquiera saben quiénes son los dueños. Y ellos piden información a los distintos organismos, y esta no existe.

Considera que esperar a que se corten esos árboles, cree que es mucho más sencillo soterrar las líneas y dejar los árboles donde están, y así solucionarían el problema.

Respecto del tema del Sernac, ellos al principio no estaban dispuestos a llegar a un acuerdo voluntario, porque ellos consideran que lo que pasó en agosto no fue de exclusiva responsabilidad de las empresas distribuidoras. Él se juntó con muchos alcaldes y se los hizo notar. Creen que hay muchos más responsables. No obstante, lo conversaron con los controladores, y después decidieron ir, se sumaron.

Relata que ha habido dos procesos, tuvieron un proceso de tres meses, que luego se renovó por tres meses más. Sin embargo, lo único que puede decir es que están intentando, y que no es de su interés ir a juicio por tres años. No quieren eso. Tampoco pretenden que los clientes no sean compensados hasta tres a cuatro años más.

Pero había algunas cosas que tenían que resolver. Efectivamente, se publicó que hay algunas actividades administrativas que están tratando de ver. Van a intentar cerrar el acuerdo con el Sernac. Ahora, considera que va a depender de algunas cosas, pero están en eso. No es que se haya caído definitivamente; están viendo si pueden retomarlo.

Ellos compensan voluntariamente a los clientes sin ningún tipo de restricción normativa y pagan compensaciones voluntarias de más de 2.000 millones de pesos, que son estrictamente voluntarias. Pagaron 3.700 millones por compensación de ese evento, de los cuales 2.200 son voluntarios, pues no tenían ninguna obligación de hacerlo.

Repusieron todos los electrodomésticos a los clientes que reclamaron por quema. Han gastado más de 1.000 millones de pesos en pagar electrodomésticos quemados, dañados, y pagaron también por la alimentación. Para eso, definieron un monto. Definieron 34.000 pesos por familia que reclamara, sin presentar ningún tipo de comprobante de nada. Pero si la persona decía que había perdido 150.000 pesos en su refrigerador, ahí sí ellos pedían que demostrara que efectivamente tenía 150.000 pesos en su refrigerador. Pero eso lo pagaron a todos. Eso no es solo de este temporal, ya que esa siempre ha sido la política de la empresa.

En cuanto al tema del Estado chino, según la información que él maneja, se trataría de una empresa muy grande, que tiene generación en China. Es la más grande, pues produce generación, transmisión y distribución. Está entre las 500 empresas más grandes; la número 3 en el mundo. Es gigante y tiene más de 1.000 millones de clientes y más de un millón de trabajadores. Es la empresa de servicio público más grande del mundo. Es una empresa que tiene mucha tecnología. Cuenta con una tecnología impresionante. Tiene todo desarrollado, lo que es transición energética, almacenamiento de energía. Tienen líneas de 1.000 kVA en corriente continua. Es un estándar muy alto. Es estatal, pero la administración de las empresas que tienen fuera no es estatal. La mirada es de una empresa que tiene que tener algún nivel de rentabilidad sobre los activos que ellos invierten.

De cómo ellos manejan la compañía, no tiene detalles. Sí sabe que deben tener utilidades, por estar en ese lugar a nivel mundial. Sabe que hay muchas subvenciones. El Estado les subvenciona muchas cosas. También hay una subvención de la industria sobre las boletas de los clientes, porque cuando él habla con sus controladores ellos le dicen que en transición energética no es posible que no aumente la energía. Pero ellos buscan mecanismos de cómo hacerlo.

Considera que Chile debiera hacer lo mismo. En todo el tema de transición energética, cree que tiene que haber un subsidio cruzado. No lo ve de otra forma.

Dice que no ve por qué la señora Juanita tiene que pagar por infraestructura para un auto eléctrico que tienen en Las Condes. Esa persona tiene un auto eléctrico, pero la señora Juanita no va a tener auto eléctrico. Entonces, bueno, que pague más por infraestructura quien va a tener muchos más beneficios con una red fuerte que permita que él pueda tener todo eléctrico. Insiste, no le parece muy justo que la señora Juanita, que vive no sé dónde, tenga que pagar ese costo.

Por último, sobre la comercializadora dice que es una cuestión que debiera mirarse seriamente e implementarla. No obstante, tiene algunas aprensiones, porque la comercializadora no va a hacer que los precios caigan significativamente, porque el costo de generación es demasiado alto. Esa es la realidad, y eso no va a cambiar con una comercializadora. Entonces, la gente va a tener la sensación de que puede elegir a uno o a otro; pero, en la práctica, cuánto va a bajar el costo de la energía, tengo sus dudas.

Explica que la tarificación tiene relación con la demanda, pero cuando se hace un proceso tarifario, uno proyecta la demanda esperada para los próximos cuatro años y, a partir de esos ingresos, calculados con esas demandas, se definen los ingresos.



Fijación de tarifas y límites a la rentabilidad de empresas de distribución eléctrica

Revisión de regulación económica internacional

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl

Comisión

Documento elaborado a solicitud de la Comisión Especial Investigadora (CEI N° 59) "Continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos."

N° SUP: 144.503

Resumen

El presente documento presenta una revisión de la fijación tarifaria y los límites de rentabilidad en la distribución eléctrica, enfocándose en la experiencia chilena y su comparación con otros países. En Chile, como en muchos otros países, el sector de distribución eléctrica está regulado debido a condiciones de monopolio natural. Las tarifas y rentabilidades son determinadas mediante el modelo de empresa eficiente, usando el método CAPM para calcular la tasa de retorno entre un rango de 6% y 8% después de impuestos.

A nivel internacional, los esquemas regulatorios varían. Bolivia y Brasil emplean monopolios regionales con regulación *price-cap*, mientras que en Ecuador y Paraguay predominan sistemas estatales con tarifas basadas en costos de servicio. En Argentina y Colombia se utilizan combinaciones de *revenue-cap* y *price-cap*. Los modelos de regulación buscan equilibrar eficiencia, equidad y sostenibilidad.

En España, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia regula las tarifas basándose en inversiones no amortizadas y costos operativos, mientras que la rentabilidad se calcula mediante la metodología del costo promedio ponderado de capital (WACC). En Francia, la Comisión de Regulación de la Energía establece tarifas plurianuales para las redes públicas y calcula la rentabilidad sobre activos no amortizados utilizando WACC, asegurando comparabilidad con inversiones de riesgo similar. La remuneración incluye cargos de explotación y costo de capital.

Reino Unido adopta el modelo correspondiente a un esquema de ingresos máximos basado en planes de negocio que incluyen gastos de capital (CAPEX) y operación (OPEX), y vincula una parte de los ingresos al cumplimiento de métricas de eficiencia y calidad del suministro. En Australia, el modelo combina esquemas de ingresos máximos y precios máximos, dependiendo del estado, con revisiones cada cinco años.

I. Introducción

En Chile el segmento de distribución eléctrica está regulado. Las medidas de regulación se ejecutan en los segmentos donde típicamente existen condiciones de monopolio natural y que, por ende, no es posible un desempeño competitivo. Uno de los aspectos que los organismos reguladores se encargan de establecer son los límites para las rentabilidades de las empresas que actúan en estas industrias, aplicándolos a la distribución y transmisión eléctrica, servicios de gas y servicios sanitarios.

La mayoría de los sectores regulados – transmisión y distribución de electricidad, distribución de gas por red - utilizan el método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que implica estimar el costo de capital propio (patrimonio) a través de la elección de una cartera de inversión tal que se minimice el riesgo y maximice el retorno esperado, determinando así el valor que presenta un activo. Su estimación requiere el valor esperado de los retornos en función de una tasa libre de riesgo y del precio del mercado en base a criterios de riesgo diversificados¹.

En Chile, es importante destacar que en el segmento de distribución eléctrica la regulación de la rentabilidad de la industria se realiza en el denominado "chequeo de rentabilidad", que es parte del proceso de fijación de tarifas. Dicho chequeo de rentabilidad implica que la Comisión Nacional de Energía (CNE), al determinar las tarifas básicas preliminares, debe verificar que el total de la industria de distribución tenga una rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades entre 6% y 8% sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) real de las empresas². Sin embargo, si bien las tarifas establecidas por la CNE para un período de 4 años simulan que, *a priori*, las empresas tengan una rentabilidad según lo establecido, esto no necesariamente sucede en términos contables en el período de vigencia del proceso tarifario.

Como se reporta en este documento, tanto en la regulación chilena como en la extranjera la determinación de los costos anuales de las instalaciones y activos de distribución considera la utilización de una tasa de actualización o tasa de descuento. En consecuencia, la experiencia internacional se remite a la determinación de un valor preestablecido o, en otros casos, a la valorización según variables de mercado a través del referido método CAPM.

¹ Más específicamente, considera que el costo del capital propio es igual a una tasa libre de riesgo – por ejemplo, la tasa de interés de los bonos del gobierno – más una prima por riesgo que depende del sector y del riesgo-país.

² El VNR es una forma de valorización de los activos de la empresa (maquinaria, infraestructura, equipos, etc.) y corresponde al "costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos que son utilizados para dar el servicio de distribución".

II. Regulación del segmento de distribución de electricidad en Chile

La legislación vigente establece que el sector eléctrico está compuesto por los sectores de generación, transmisión y distribución de electricidad³. De estos, los sectores de transmisión y distribución operan como monopolios naturales regulados y por ello están sujetos a mecanismos de tarificación y fijación de tasa de rentabilidad⁴.

a) Fijación de tarifas y rentabilidad para el segmento de distribución eléctrica

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución por efectuar el servicio de distribución de electricidad se compone del Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual, para estimar la tarifa al usuario final, se agrega a otros componentes del sistema eléctrico, individualizados en la siguiente expresión (CNE, 2024):

$$\text{Precio a usuario final} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución (VAD)}^5 + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

Según ha dispuesto la regulación sectorial, en el sector de distribución la fijación de tarifa utiliza la metodología de empresa modelo eficiente que se remunera a través del VAD. En la práctica esto se realiza a través de un estudio cuatrienal⁶ en el que se busca obtener los costos medios de prestar el servicio público para una empresa modelo eficiente que opera en el país y que cumple con la ley y normativa vigente (CNE, 2022).

Específicamente, los costos se calculan para determinadas Áreas Típicas de Distribución fijadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), que agrupan empresas cuyos costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro son similares entre sí, seleccionando a una de ellas como empresa de referencia para el dimensionamiento eficiente de costos de acuerdo con sus restricciones geográficas y distribución de clientes, entre otros. Así, de los costos derivados del cálculo del VAD se obtienen posteriormente las tarifas de distribución de todas las empresas distribuidoras.

Tras esto, el proceso culmina con la elaboración del Informe Técnico de Propuesta de Fórmulas Tarifarias, donde la estructuración de las tarifas debe efectuarse de tal forma que se reflejen los costos determinados en el Informe Técnico del VAD y que la tasa de rentabilidad económica de la industria, después de impuestos a las utilidades, se encuentre dentro de la banda establecida por la Ley.

³ La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) es el principal marco normativo, aplicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y en supervisada por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

⁴ Se considera que para suministros a usuarios cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son sectores con características de monopolio natural, por lo que están sujetos a regulación de precios. Si es superior a 5.000 kW, la ley dispone libertad de precios al suponer capacidad negociadora de los clientes finales y posibilidad de proveerse electricidad de otras formas.

⁵ El denominado Valor Agregado de Distribución (VAD) es principal componente para la fijación tarifaria al representar los costos medios de una empresa modelo eficiente que opera en una zona determinada. El cálculo del VAD se encuentra regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, y lo debe desarrollar cada cuatro años la Comisión Nacional de Energía.

⁶ En simple, el modelo tiene como propósito el simular costos de operación, inversión y mantenimiento necesario para brindar el servicio de distribución en condiciones óptimas y eficientes.

Para la determinación de las tarifas, como para la fijación de la rentabilidad, se utiliza una tasa de descuento que se interpreta como la tasa de retorno que logra una empresa eficiente⁷. Para el cálculo de esta, la regulación ha establecido que se aplique la metodología denominada *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), lo que implica considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación con el mercado⁸, la tasa de rentabilidad libre de riesgo⁹ y el premio por riesgo de mercado¹⁰.

Actualmente, tras la modificación del año 2019 a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 04/20.018), para efectos del cálculo del VAD se rebajó la tasa de rentabilidad de las empresas de distribución, dejando atrás la tasa fija de 10% antes de impuestos de procesos tarifarios anteriores¹¹, y estableciendo – a través de la Ley N° 21.194 - que esta debe ser calculada por la CNE de forma previa al estudio de costo, estableciendo una banda entre 6% y 8% después de impuestos para dicha tasa. Así, por ejemplo, como resultado de este proceso, para el periodo 2020 – 2024 se consideró una tasa del 6% después de impuestos¹².

Finalmente, a la CNE le corresponde realizar un chequeo de rentabilidad durante el proceso tarifario con el objeto de asegurar que, mediante una estimación, las tarifas permitan que las rentabilidades se ajusten a los límites preestablecidos por la regulación. Así, por ejemplo, como resultado de este proceso, la CNE reportó que en el proceso tarifario correspondiente al periodo 2016–2020 la tasa de rentabilidad considerada para el conjunto de las empresas de la industria - antes del pago de impuestos – era equivalente al 7,55% (CNE, 2017)¹³. Luego, la CNE (2024) en el proceso de tarificación 2020 – 2024, reportó que en base a cifras ingresos y costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo del año 2019, la tasa de rentabilidad económica agregada de la industria después de impuestos era de 5,73%¹⁴.

⁷ Teóricamente, se supone que la empresa realiza sus inversiones de manera eficiente, de acuerdo a costos de tecnologías vigentes disponibles en el mercado y, además, posee una estructura organizacional eficiente, remunerada de acuerdo a los valores de mercado y con costos operacionales y de mantenimiento eficientes. Toda vez que la empresa real logre alcanzar niveles de eficiencia similares a la empresa eficiente podrá alcanzar un retorno de largo plazo similar a la tasa de descuento.

⁸ El riesgo con respecto al portafolio de mercado no puede eliminarse al ser inherente a la actividad financiera y operacional.

⁹ El rendimiento de un activo libre de riesgo se encuentra asociado a la rentabilidad de un bono emitido por el Banco Central de Chile a 10 o 20 años. Se suele utilizar la rentabilidad de un bono con un vencimiento similar a la vida del activo financiero que se quiere valorar.

¹⁰ Corresponde a la rentabilidad adicional que exigen los inversores para invertir en activos con riesgo, esto en comparación a la alternativa de invertir en activos sin riesgo.

¹¹ Previa a la modificación regulatoria, se determinaba que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades se ubicara en un rango entre el 6% y 14%, y de esta forma no difiriera en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización, la que actualmente es igual al 10%.

¹² Antes de la reforma legal se establecía que el proceso de fijación de tarifas consideraba el proceso de chequeo de rentabilidad, con el cual se establecía que con las tarifas preliminarmente establecidas por la CNE para el periodo tarifario las empresas de la industria debían tener una rentabilidad real antes de impuesto que no difiriera en más de 4 puntos porcentuales de la tasa de actualización, equivalente a un 10%.

¹³ En cuanto a valores individuales, la mayor rentabilidad era la obtenida por el grupo SAESA (8,66%) seguido por CGE (7,97%), Chilquinta (7,68%) y ENEL (7,20%). Al respecto, cabe destacar que la remuneración de los activos se determinaba cada 4 años con los criterios más eficientes en cada oportunidad, a pesar que la vida útil de los activos es muy superior (de 30 años)

¹⁴ Esta tasa no difiere en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja del 6%, por lo que se consideró que los valores agregados que dieron origen a los ingresos deben ser aceptados.

III. Experiencia Internacional

A continuación, se realiza una breve descripción de cómo se ha abordado la regulación de las tarifas y rentabilidad de las empresas distribuidoras de energía en un grupo de países seleccionados. Según sea el caso, se señalan los modelos de regulación utilizados, procesos y consideraciones para la fijación (o no) de tarifas y si es que consideran una tasa de descuento o valorización preestablecida o, en caso contrario, si se ajusta según valores de mercado.

En consecuencia, en primer lugar, se aborda esta materia para un grupo de países de América Latina y países fuera de la región, tal como España, Francia, Reino Unido y Australia.

a) América Latina

Según CIER (2017) los países de América Latina y el Caribe han adoptado distintos esquemas de planificación y regulación para el sector de distribución de electricidad. Así, es posible diferenciar grupos de países según los esquemas aplicados:

- Bolivia, Ecuador, Paraguay y Uruguay son países que se caracterizan por una mayor intervención o participación del Estado. Por ejemplo, en Ecuador la distribución está en manos públicas mediante participación directa o con *joint-ventures*. En Paraguay y Uruguay la actividad permanece en empresas estatales integradas verticalmente con posición monopólica.
- Argentina y Brasil existe intervención estatal, pero la participación en la propiedad de las empresas es variada, coexistiendo empresas privadas, públicas y en algunos casos de capitales mixtos.
- Chile, Colombia y Perú poseen una regulación más laxa y con una mayor participación de empresas privadas.

Respecto al segmento de distribución eléctrica, CIER (2017) destaca la heterogeneidad en la definición del mercado y del esquema tarifario utilizado. Como se observa en el Cuadro 1, en América del Sur los modelos de regulación van desde la aplicación de monopolios por región o zona geográfica¹⁵ (Argentina, Bolivia, Brasil, Ecuador y Perú), monopolio nacional o Estatal¹⁶ (Paraguay y Uruguay), esquema de competencia (Colombia) o a través de un oligopolio regulado (Chile)¹⁷.

Respecto al esquema tarifario, en Bolivia, Brasil, Perú, Uruguay Argentina y Colombia se utiliza el precio máximo o *price cap*. En Ecuador y Paraguay se usa la metodología *revenue cap* (ingresos máximos), y en Chile que aplica el denominado *Yardstick competition*¹⁸ con *price cap*.

Cabe destacar que, a través de estos distintos modelos regulatorios, se busca alcanzar resultados que permitan alcanzar - o conciliar - la eficiencia (reducción de costos), la equidad (acceso universal y tarifas razonables) y la sostenibilidad (garantizar servicio a largo plazo). Por ejemplo, *Price-cap* y *Yardstick Competition* buscan incentivar la reducción de costos y operación óptima, mientras que *Revenue-cap* tiene como propósito proteger el servicio a largo plazo mediante límite en ingresos.

¹⁵ Se otorgan áreas o zonas de concesión en las cuales operan con exclusividad

¹⁶ Actividad se realiza por una sola empresa, típicamente de carácter estatal

¹⁷ Tanto en Colombia y Chile la normativa no establece exclusividad territorial, permitiéndose la superposición en las áreas de concesión en que operan. A través de un modelo oligopólico, en que varias empresas distribuyen electricidad en un mercado, se impone un marco orientado a la competencia.

¹⁸ Para el cálculo del activo necesario utiliza a una empresa de referencia (modelo eficiente) que permite comparar su costo eficiente (que provee el estándar de medida – *yardstick*- que se compara con el de la empresa real.

Cuadro 1. Esquema tarifario en países de América del Sur.

DISTRIBUCIÓN	ORGANIZACIÓN	ESQUEMA TARIFARIO
Argentina	Monopolio por región	Revenue-Cap y Price-Cap
Bolivia	Monopolio por región	Price-Cap
Brasil	Monopolio por región	Price-Cap
Chile	Oligopolio	Yardstick Competition con Price-Cap
Colombia	Competencia	Revenue-Cap y Price-Cap
Ecuador	Monopolio por región	Costo de Servicio
Paraguay	Monopolio (ANDE)	Costo de Servicio
Perú	Monopolio por región	Price-Cap
Uruguay	Monopolio (UTE)	Price-Cap

Fuente: CIER (2017)

Notas:

- (1) Modelo *price-cap* tiene como propósito fijar el máximo precio que puede cobrar un monopolio natural, y así incentivar las empresas reguladas para reducir sus costos.
- (2) La regulación de ingreso máximo (*revenue cap*) busca fijar un límite superior al ingreso.
- (3) Costo de servicio implica que las tarifas se establecen en función de los costos reales de la empresa, sumando un margen de rentabilidad razonable.
- (4) *Yardstick competition* (competencia comparativa) implica la comparación de costos y eficientes entre empresas similares (benchmarking) para fijar las tarifas que incentiven mejores en eficiencia.

A continuación, para mayor detalle, se especifican aspectos relevantes de alguno de los modelos regulatorios tarifarios y de rentabilidad de países de la región (CIER, 2017):

Argentina

El segmento de distribución funciona como un monopolio natural, en donde la participación pública alcanza un 30% y el restante 70% es privado. El esquema regulatorio aplicado es en base *revenue-cap* y *price-cap*. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad es el organismo a cargo de controlar que las empresas que brinden el servicio eléctrico cumplan con sus obligaciones.

De acuerdo al artículo 40 de la Ley N° 24.065/1991, las tarifas del servicio público de distribución eléctrica deben ser justas y razonables¹⁹. Además, se establece que están conformadas por dos términos: Costo de Compra en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Costo propio de distribución. Este último corresponde a la retribución que perciben las distribuidoras por su tarea.

El cuadro tarifario respectivo es válido por un periodo de 5 años, estableciendo precios máximos. No obstante, la regulación considera que las tarifas puedan estar sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario y que no sean controlables por estos.

En cuanto a la remuneración de los activos, el procedimiento y metodología no están regulados. Si bien se discute en cada caso, el más utilizado es el CAPM y Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)²⁰. Pese a esto, el Art. 41 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá: (a) guardar relación con el grado de eficiencia y

¹⁹ Según se especifica, estas deben permitir que operen de forma económica y prudente, otorgando que las distribuidoras obtengan ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, entre otros.

²⁰ En términos sucintos, en la metodología del WACC "el coste de capital de una empresa o actividad es representado por la suma ponderada de los respectivos costes de los fondos propios y de la deuda, donde la ponderación refleja el peso de cada recurso sobre el total de la financiación. Así, el WACC refleja el coste de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas, que proveen capital a través de los fondos propios" (CNMC 2018,p.13).

eficacia operativa de la empresa y, (b) ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

Bolivia

El sector de distribución eléctrica está regulado por la Ley de Electricidad Boliviana (Ley N° 1604/1994), siendo esta la norma que establece principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional. La regulación de las tarifas y rentabilidad de la distribución eléctrica está a cargo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

La organización de la actividad se hace a través de un monopolio por región y, de acuerdo al artículo 51° de la Ley 1604, se establece que este funciona bajo concesión del Estado Nacional. El esquema regulatorio aplicado es de precios máximos que incluyen una tarifa base y las fórmulas de indexación.

Cuando existan variaciones significativas respecto a las previsiones de venta de electricidad utilizadas en la última aprobación de las tarifas base, la Superintendencia de Electricidad, de oficio, o a solicitud del titular, podrá efectuar una revisión extraordinaria de las tarifas base.

Tanto la aprobación como revisión de tarifas requiere la elaboración de estudios – encargados por el titular de las empresas – los que deberán ser aprobados por la Superintendencia de Electricidad. Luego la Superintendencia aprobará para cada empresa de distribución, estructuras tarifarias²¹ definidas en función de las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad.

Para la remuneración de los activos se utiliza una tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base. Según se especifica, esta es equivalente al promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la bolsa de valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años, es decir, asociadas a sectores de agua, electricidad, gas, entre otras..

Brasil

Al igual que en Bolivia, la distribución se organiza a través de monopolios regionales, en los que las empresas gozan de concesiones y permisos de exclusividad territorial. También se utiliza el *price-cap* como esquema regulatorio.

La remuneración por servicio es igual a un nivel de ingresos que garantice a las distribuidoras eléctricas cubrir todos los costos eficientes de prestación de los servicios y además obtener una adecuada rentabilidad sobre el capital invertido razonablemente. Por otra parte, el costo de capital para remuneración de activos eléctricos se hace en base al WACC. Junto a esto, para la remuneración de los activos se aplica una tasa de retorno en términos reales igual a 7,5% después de impuestos.

²¹ Además, la remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento se hace a través de una tarifa costo-eficiente.

Colombia

De acuerdo a la Ley 143 de electricidad de 1994, los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada basada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación de servicios. En este caso, la labor de las distribuidoras es la de Operador de Red y no de intermediario, tarea que realiza el comercializador²². Es decir, este segmento se divide entre la operación de la red de distribución y la comercialización.

En el artículo 45 de la Ley 143 se dispuso la aplicación de un modelo de regulación en base a empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, que tiene en cuenta las características propias de la región, a partir de la cual se definirán las tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad. Estas tarifas tienen una vigencia de cinco años.

En este caso se define una metodología para el cálculo de la tasa de retorno y tarifa aplicada en la remuneración de distribución²³, lo que requiere el cálculo de los costos de distribución – que servirán para definir tarifas a usuarios regulados – a través de una empresa modelo eficiente según áreas de distribución comparables.

El artículo 74 de la Ley 143 del año 1994 establece que la formulación de tarifas debe “permitir remunerar el patrimonio de los accionistas en la forma que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable”. Esto implica que, tomando en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, se busca estimar tarifas que se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo y que permita garantizar la asignación eficiente de los recursos en la economía.

En concreto, en materia de rentabilidad, se ha establecido que los ingresos del operador de red por sistema de distribución se asocian a los niveles de tensión²⁴. En consecuencia, se ha establecido - resolución 093/2008 de CREG - que la remuneración de distribución de energía eléctrica está sujeta a dos tasas de retornos, calculadas bajo la metodología del WACC:

- Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se determinó un mecanismo de precio máximo (*price cap*), donde la CREG fija -para cada nivel de tensión- un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida.
- Para subtransmisión o nivel 4 aplica un ingreso máximo (*revenue cap*). En este caso, destaca que la CREG fijó como tasa de rentabilidad un 11,79% para 2019; 11,64% en 2020, 11,50% en 2021 y 11,36% para 2022 y años siguientes²⁵.

²² En este caso, la actividad se organiza como competencia de empresas privadas que no poseen exclusividad territorial ni concesiones otorgadas.

²³ Aquello corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo competente para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía eléctrica y combustibles.

²⁴ Específicamente, el denominado Sistema de Transmisión Regional (STR) se divide según niveles de tensión: Nivel 1 (< 1kV), Nivel 2 (> 1kV y < 30kV), Nivel 3 (> 30kV y < 57,5 kV) y Nivel 4 (> 57,5kV y < 220kV).

²⁵ Mediante la Resolución CREG 093 de 2008, la Comisión definió la metodología para el cálculo de la TASA DE RETORNO a aplicar en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

En los dos casos señalados, los cálculos se realizan al considerar el valor nuevo de reposición (VNR) de los activos y la demanda asociada, determinando así anualidades del inventario de instalaciones reales del distribuidor²⁶.

Como se señaló, en la remuneración para los activos se calcula la tasa de rentabilidad a través del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), donde el costo de capital propio se determina con el método del CAPM, y el costo del endeudamiento es obtenido a partir del mercado doméstico. Más específicamente, la metodología de cálculo de rentabilidad considera el riesgo de la industria, inflación de Colombia y Estados Unidos, estimación del costo de deuda, cálculo del costo de capital propio, tasa asociada con un activo libre de riesgo, tasa de rendimiento del mercado, riesgo país, tasa de impuesto a la renta y participación del capital propio y de la deuda.

El modelo colombiano considera un mecanismo de indexación de la remuneración al término del período tarifario de 5 años. Este implica la revisión de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, abarcando la totalidad de los componentes de costo²⁷.

Ecuador

En Ecuador la actividad se realiza a través de monopolio por región. La distribución se realiza a través de 11 empresas de distribución, cuya participación accionaria es mayoritariamente del Estado.

Para el cálculo del componente de distribución, se considera la anualidad de costos de operación y mantenimiento aprobados, además del valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que se aprueben.

En cuanto a la remuneración para los activos, se establece que, en el caso de las empresas públicas, se cubre únicamente la depreciación de las inversiones y no se concede una tasa de retorno positiva. Junto a esto, el presupuesto del Estado cubre costos de expansión de la red. En el caso de las empresas privadas, la regulación pertinente establece que la tasa de descuento se calcula como un promedio ponderado de la rentabilidad que los accionistas esperan de su capital propio y el retorno que deben pagar por el financiamiento obtenido.

Las tarifas son determinadas dentro del primer semestre de cada año.

Perú

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) es la institución pública encargada de regular y supervisar las empresas del sector eléctrico, además de ser la encargada de fijar, revisar y modificar tarifas, establecer normativa, fiscalizar, atender reclamos de usuarios y solucionar controversias.

²⁶ Los estudios para la determinación de la metodología de la remuneración son realizados por la CREG, y posteriormente son sometidos a comentarios por parte de las empresas y otros interesados. Tras la definición de la metodología, corresponde a las empresas realizar inventarios de instalaciones y valoraciones definitivas de los activos, los que son necesarios para determinar remuneraciones y que posteriormente son sujetas a auditorías de la CREG.

²⁷ Este proceso incluye al WACC, costos unitarios de reposición a nuevo de los activos, costos y gastos de operación y mantenimiento, las productividades asociadas, energías y la nueva base de activos que resulta de las inversiones adicionales en el período tarifario.

La actividad se organiza como un monopolio por región. La regulación establece el otorgamiento de permisos y concesiones a las empresas distribuidoras que tienen zonas de exclusividad para realizar su operación. La actividad es realizada tanto por privados como por el sector público.

Al igual que en Chile el modelo de regulación aplicado es en base a la metodología de la empresa modelo eficiente, con el cual se busca determinar los costos eficientes de proveer el servicio de distribución eléctrica²⁸. Esto implica que para la estimación de costos, tarifas y rentabilidad que las empresas distribuidoras perciben por la prestación de sus servicios se utiliza el denominado VAD.

Es pertinente destacar que el modelo considera el cálculo del costo de la inversión como el costo estándar de inversión de un "sistema económicamente adaptado" a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), incentivando las inversiones eficientes²⁹. El costo de la inversión se anualiza tomando en cuenta una tasa de descuento del 12%³⁰, con un rango de tolerancia de rentabilidad del grupo de concesionarios entre el 8% y 16% de la tasa interna de retorno (TIR)³¹. En otras palabras, el costo de la inversión se anualiza tomando en cuenta una tasa de descuento de dicho valor y un periodo de vida útil de las instalaciones de 30 años.

El artículo 73 de la Ley de concesiones eléctricas establece que el cálculo y fijación de la tarifa debe realizarse cada 4 años. Pese a esto, es reajustada periódicamente según la variación de parámetros (tipo de cambio, precio del cobre, precio del gas, entre otros).

Uruguay

En Uruguay la distribución eléctrica se realiza principalmente por la empresa estatal integrada verticalmente UTE, que ocupa una posición dominante en el segmento. La actividad funciona como un monopolio y aplica un esquema regulatorio de *price-cap*.

En cuanto a los activos sujetos a remuneración, se establece que el costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución se calcula a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia (CIER, 2017). Para esto se considera una anualidad con una vida útil de instalaciones de distribución de 30 años y tasa de actualización definida para fines tarifarios.

En el modelo uruguayo la tasa de actualización a utilizar para la determinación de precios regulados de energía eléctrica son las tasas de costo de capital antes de impuestos, definidas por el Poder Ejecutivo al considerar las propuestas del ente regulador. De esta forma, el costo de capital debe integrar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento.

A modo de síntesis, a continuación, el Cuadro 2 presenta la situación de los países de Latinoamérica:

²⁸ Específicamente el decreto legislativo N° 1.221 de 2015, fijó que la regulación se hará combinando el modelo de empresa eficiente con una estrategia en base a incentivos, la denominada "*yardstick competition*".

²⁹ Esto supone la elección de las tecnologías más adecuadas tanto para los niveles de media tensión (redes aéreas, redes subterráneas y equipos de protección y seccionamiento) como para las de baja tensión.

³⁰ Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

³¹ Para la verificación de la TIR de un grupo, se consideran las tarifas y se suman los ingresos de las empresas, si la TIR está entre los parámetros indicados, se mantiene la tarifa, en caso contrario se vuelve a realizar el cálculo del VAD hasta que la TIR se ubique dentro de los parámetros requeridos.

Cuadro 2. Metodología de cálculo de Tasa de retorno/rentabilidad de países de Latinoamérica.

País	Tasa de retorno y Rentabilidad
Argentina	Estimación por el método WACC/CAPM
Bolivia	Promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años
Brasil	Aplica metodología WACC empleando una estructura capital/deuda óptima. Para la remuneración de los activos se aplica una tasa de retorno en términos reales igual a 7,5% después de impuestos.
Colombia	Estimación por el método WACC/CAPM. Para los niveles de tensión bajo metodología de ingreso máximo, aplica como tasa un 11,64% en 2020, 11,50% en 2021 y 11,36% para 2022 y años siguientes
Ecuador	Tasa de descuento se calcula como un promedio ponderado de la rentabilidad que los accionistas esperan de su capital propio y el retorno que deben pagar por el financiamiento obtenido.
Perú	12% real antes de impuestos

Fuente: Elaboración propia a partir de CIER (2017).

b) España

En este caso, el mercado eléctrico se divide en cuatro segmentos diferenciados: producción o generación, transmisión, distribución y comercialización. El mercado de generación está bajo un régimen de competencia desregulado en los precios, mientras que los precios de la transmisión y la distribución están regulados. El segmento de comercialización tiene precios tanto regulados como desregulados, como se verá más adelante

El Organismo regulador es la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC)³², al que le corresponde proponer los parámetros técnicos y económicos para los cálculos según lo establecido en la ley.

En consecuencia, las tarifas de las empresas de distribución están reguladas y se hacen en base a la inversión no amortizada y los costos de operación y mantenimiento. Sin perjuicio de lo anterior, como se observa en el Cuadro 3, los consumidores pueden acogerse a una tarifa regulada o una tarifa liberalizada.

Cuadro 3. Tarifas más comunes en España

Tipo de tarifa	Descripción
Tarifa Plana	Acuerdo fijo entre consumidor y distribuidor sin variación alguna según contrato (precio único por kilovatio consumido).
Tarifa según discriminación	Acuerdo consumidor-distribuidor que establece variabilidad en cuanto a varios factores. Por ejemplo, tarifas con discriminación horaria, donde el precio del kWh es más barato cuando el consumo se realiza en determinadas franjas horarias (horas punta, horas llano, horas valle); Tarifas personalizadas por horas y por día (descuento día, mañana y tarde, domingos gratis, segunda residencia, etc).
Tarifas indexadas (libre mercado)	Precio de la electricidad es la del mercado mayorista más un margen de la comercializadora
Tarifas reguladas	Tarifa PVPC del mercado regulado donde el precio está regulado y definido por el gobierno.
Tarifas bono social	Ayuda social del gobierno para personas de bajos ingresos o necesitadas.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la rentabilidad, a partir del año 2020 se calcula en base a la metodología de cálculo de costo promedio ponderado de capital (WACC)³³, no existiendo una tasa mínima establecida por ley.

³² Organismo colegiado integrado por diez miembros nombrados por el gobierno a propuesta del Ministerio de Economía

³³ Equivalente a la retribución de las obligaciones del Estado a 10 años, más un diferencial basado en el costo promedio ponderado del capital. En este caso el costo promedio ponderado del capital refleja el costo de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas que proveen capital con fondos propios.

c) Francia

En Francia, el organismo regulador es la Comisión de Regulación de la Energía (CRE), correspondiéndole el cálculo y establecimiento de tarifas de utilización de las redes públicas de electricidad. En este caso, las tarifas se establecen para períodos plurianuales de aproximadamente cuatro años (Unión Française de l'Électricité 2018, p. 2).

La tasa de rentabilidad del sector distribución se calcula como un porcentaje sobre los activos no amortizados, para lo cual se utiliza la metodología del costo promedio ponderado del capital (WACC). Su cálculo queda sujeto a variables de mercado, basándose en el principio de que la tasa de rentabilidad sea comparable a la que obtendrían inversiones que impliquen niveles de riesgo similar/comparable. Por lo anterior, no existiría una ley o normativa de la CRE que establezca una tasa mínima garantizada de rentabilidad.

La remuneración de la distribución se basa en el cálculo del ingreso autorizado, que es la suma de los cargos de explotación y de capital.

d) Reino Unido

Reino Unido aplica modelo de regulación RIIO que para establecer los controles de precios considera una fórmula en la que Ingresos = Incentivos + Innovación + Productos (en inglés *Revenue = Incentives to deliver innovation and outputs*). En definitiva, RIIO es un esquema de ingresos máximos previamente establecidos (*revenue-cap ex ante*) en base a valorización de activos reales. El límite de ingreso base de las empresas se determina a partir del plan de negocios que considera CAPEX y OPEX³⁴ para el período de control de precios³⁵.

Además, considera que una fracción de los ingresos dependa del cumplimiento de resultados predefinidos, tal como la calidad de suministro. Este mecanismo de incentivo a la eficiencia y cumplimiento de estándares pueden aumentar o disminuir el límite de ingresos.

e) Australia

El modelo australiano funciona bajo un esquema de remuneración *ex ante* en base a valorización de activos reales con ingreso máximo (*revenue-cap*) para algunos estados (Queensland y Tasmania, por ejemplo) y precio máximo (*price cap*) para otros (Victoria, New South Wales). Dichos ingresos entran en proceso de revisión cada cinco años y, además, existen incentivos y multas asociadas al cumplimiento de métricas de calidad del servicio.

³⁴ El acrónimo CAPEX proviene del inglés *capital expenditure* corresponde a los gastos de capital, es decir compras o inversiones en bienes físicos que aumenten la capacidad productiva. Por otra parte, el OPEX del inglés *operational expenditures* hace referencia al gasto operativo, más específicamente asociado a costos de explotación, funcionamiento o permanentes para el funcionamiento del negocio.

³⁵ El porcentaje de ingreso considerado como CAPEX y OPEX está fijo para el período, independiente de las inversiones y costos operacionales reales.

REFERENCIAS

Bibliografía general

- **Dammert, Molinelli y Carbajal, 2013.** Teoría de la regulación económica. Perú, Universidad de San Martín de Porres, Facultad de Ciencias Contables, Económicas y Financieras.
- **Laffont, Jean-Jacques. y D. Martimort, 2002.** The Theory of Incentives: The Principal-Agent Relationship. Princeton University Press.

Chile

- **Comisión Nacional de Energía (CNE), 2017.** Resolución Exenta N° 760. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/12/Resoluci%C3%B3n-Exenta-N%C2%B0760_27-12-2017.pdf
- **Biblioteca del Congreso Nacional (BCN), 2019.** Ley 21.194, rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1140301>
- **BCN, 2019.** DFL 4/20.018 que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicio Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica. Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?i=258171&f=2010-02-01&p=>

Experiencia Internacional

- **Comisión de Integración Energética Regional (CIER), 2017.** Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los países de la CIER: Síntesis de los principales aspectos económicos de la regulación con implicancias en la rentabilidad e inversión, Distribución de Energía Eléctrica. Disponible en: http://www.cocier.org/images/Menu/PDF/Seales_Regulatorias_CIER08_Distribucion_2017.pdf
- **Domingo, Ponce & Zipitría, 2016.** Regulación económica para economías en desarrollo. Departamento de Economía – FCS, Universidad de la República, Montevideo. Disponible en: <http://cienciassociales.edu.uy/departamentodeeconomia/wp-content/uploads/sites/2/2014/06/Libro-Regulaci%C3%B3n-ele.pdf>
- a) **Argentina**
 - **Ley 20.065 de 1991.** Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24065-464>
- b) **Bolivia**
 - **Ley de electricidad Boliviana, Ley N° 1604.** Disponible en: <https://www.elfec.bo/LEY1604#:~:text=La%20ley%20de%20electricidad%20Boliviana,en%20todo%20el%20territorio%20nacional.>
- c) **Perú**

- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergrm), 2011.** Fundamentos técnicos y económicos del Sector eléctrico peruano. Documento elaborado por Dammert A., Molinelli F., & Carbajal M. Disponible en: http://www.osinergrm.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf
 - **Vásquez, Tamayo, Vilches & Chávez, 2016.** La regulación del sector de energía. Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergrm, Perú. Disponible en: http://www.osinergrm.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf
 - **Dammert, Molinelli y Carbajal, 2013.** Teoría de la regulación económica. Perú, Universidad de San Martín de Porres, Facultad de Ciencias Contables, Económicas y Financieras.
- d) Colombia
- **Resolución No. 097:** Aprueba principios generales y metodología para el establecimiento de cargos para uso de Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
 - **Ley 142 de 1994.** Ley de servicios públicos Disponible en: https://www.enel.com.co/content/dam/enelco/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/ley_142_de_1994.pdf
 - **Ley 143 de 1994.** Ley eléctrica. Disponible en: https://www.enel.com.co/content/dam/enelco/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/ley_143_de_1994.pdf
 - **Resolución 070 de 1998.** Reglamento de distribución de energía eléctrica. Disponible en: https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/resolucion_070_de_1998.pdf
 - **CREG, 2019.** Resolución 015 de 2019: Modifica tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la resolución CREG 016 de 2018. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2006bace2/\\$FILE/Creg015-2019.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2006bace2/$FILE/Creg015-2019.pdf)
 - **CREG, 2018.** Resolución 015 de 2018. Establece metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)
 - **CREG, 2008.** Resolución 093 de 2008, Define metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y fija dicha tasa. Disponible en:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/1ba603fcae78ab5d0525785a007a7089/\\$FILE/Creg093-2008.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/1ba603fcae78ab5d0525785a007a7089/$FILE/Creg093-2008.pdf)

e) España

- **CNMC (2018).** Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo período regulatorio 2020-2025. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Disponible en <http://bcn.cl/29tdp> (consultado el 30 de abril de 2019).

Nota aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)



Regulación económica aplicable a empresas de servicios básicos en Chile

Fijación tarifaria y rentabilidades

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl
Tel.: (56) 22 270 1701

N° SUP: 144.501

Documento elaborado a solicitud de la Comisión Especial Investigadora (CEI N° 59) "Continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos.

Resumen

La teoría económica ha desarrollado diversos modelos para regular los monopolios naturales, en los cuales se da la situación en donde un solo proveedor puede producir de manera eficiente ciertos bienes o servicios en mercados específicos, tales como energía, agua potable, saneamiento, entre otros. En este contexto, la regulación tiene el propósito de establecer, de manera ex ante, la estructura de remuneración y las tarifas aplicables a estas industrias. Como se señala en este documento, los mecanismos típicos de regulación pueden basarse en los costos de las empresas, en incentivos al desempeño o en una combinación de ambos enfoques.

En Chile, los servicios básicos relacionados con la transmisión y distribución eléctrica, el sector sanitario y la distribución de gas por red (gas natural) están sujetos a regulación sectorial. Esta regulación establece mecanismos específicos de tarificación y fijación de tasas de rentabilidad, dependiendo de las características de cada industria.

En los sectores regulados mencionados, se imponen límites a la rentabilidad. En la transmisión eléctrica, la Ley 20.936 introdujo una tasa de descuento variable con un rango entre un 7% y un 10% después de impuestos, mientras que en el caso de la distribución eléctrica, la Ley 21.194, promulgada en 2019, fijó una tasa de rentabilidad económica después de impuestos en un rango de entre 6% y 8%. Por su parte, en el sector de distribución de gas por red (gas natural), el límite máximo de rentabilidad para cada zona de concesión corresponde a una Tasa de Costo de Capital (TCC) calculada como un piso del 6% más un margen adicional de tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de dicha TCC; y en los servicios sanitarios, el Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N.º 70 establece que la rentabilidad no puede ser inferior al 7% de la TCC.

En cuanto a la metodología utilizada para calcular la Tasa de Costo de Capital, en los tres primeros sectores (transmisión y distribución eléctrica, y gas por red) se emplea el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM). En cambio, en el sector sanitario se utiliza una tasa libre de riesgo más un premio adicional, que varía entre un 3% y un 3,5%.

Respecto a la fijación de tarifas, cabe destacar que, en el sector de distribución eléctrica, se utiliza un modelo de empresa eficiente para estimar los costos reales asociados a una operación eficiente durante un período tarifario de cuatro años. Por otro lado, en el sector sanitario, los servicios de agua potable y alcantarillado están sujetos a tarifas máximas que consideran los costos incrementales de desarrollo. Estas tarifas tienen una vigencia de cinco años.

Introducción

La teoría económica ha establecido distintos modelos para regular a los monopolios naturales¹ – como únicos proveedores eficientes de un bien - que surgen en mercados como el de energía, agua potable, saneamiento, y otros². Su propósito es principalmente fijar una tarifa que no sea injustamente alta para los consumidores, asegurar un retorno adecuado a la inversión de la empresa y que estas permitan sustentar el servicio en el tiempo, producir incentivos que eviten las ineficiencias productivas, un estándar de calidad, entre otros³.

La regulación requiere definir – de forma *ex ante* - la remuneración y las tarifas a aplicar. Para aquello, los mecanismos típicos de regulación económica desarrollados pueden ser en base a costos de la empresa o en base a sus incentivos y/o desempeño.

La **regulación basada en costos** pretende fijar una tarifa que asegure que la empresa obtenga un retorno justo por las inversiones realizadas, es decir, obtenga exactamente su costo de oportunidad por el capital invertido en la actividad. Así, con la tarifa estimada, el regulador debe permitir que el monopolista regulado logre recuperar los costos de inversión, de operación y mantenimiento necesarios para realizar la actividad (Vásquez, et al., 2016). Un ejemplo, es la **regulación basada en la tasa de retorno (*rate of return*)**, que fija tarifas de acuerdo a los costos unitarios de proveer el servicio más una tasa de retorno que permita obtener un costo de oportunidad por el capital invertido en la actividad. Esta requiere estimar el costo del capital a utilizar por parte de la empresa regulada, lo cual utiliza típicamente la metodología correspondiente al Costo Promedio del Capital o *WACC (Weighted Average Cost of Capital)*, y la correspondiente al Capital Asset Pricing Model (CAPM)⁴ para la estimación del costo de capital propio (patrimonio).

Por otra parte, la **regulación en base al desempeño** tiene como propósito generar incentivos para que las empresas sean más eficientes y con ello traspasar las ganancias de eficiencia a los consumidores. En este tipo de regulación destaca el método de ingresos máximos (*revenue cap*), precios máximos (*price caps*), de competencia por comparación (*yardstick competition*) y regulación por empresa modelo eficiente. Para mayor detalle de estos modelos regulatorios ver **Anexo 1**.

¹ Estos surgen en aquellos mercados en que la tecnología de producción exige importantes inversiones fijas y costos hundidos, por lo que es más eficiente que sólo a través de una empresa se satisfaga la demanda del mercado (Panzar, 1989). Este único proveedor de mercado tiene fuertes incentivos a cobrar precios a los consumidores que son mayores a los socialmente óptimos, lo que exige la regulación de su actividad económica.

² Estos presentan economías de escala o de variedad. La economía de escala implica que los costos unitarios de producción decrecen a medida que la producción se expande, mientras que en las economías de variedad la producción conjunta de determinados bienes presentan costos menores que si se producen de forma separada (Bergara, 2003).

³ En la práctica, la fijación tarifaria implica que el regulador pueda contar con la información suficiente de la empresa para determinar cuáles insumos deben ser incluidos como parte de los costos de producción de la empresa, y qué inversiones deben ser consideradas en el precio y/o tarifa a fijar por el regulador.

⁴ Utilizada para la estimación del costo de capital propio (patrimonio), propuesta en la teoría de portafolios de Markowitz.

I. Antecedentes: Regulación de servicios básicos en Chile

En Chile los mercados asociados a los servicios básicos de electricidad, gas y agua están regulados en los segmentos donde existen condiciones de monopolio natural, y no es posible un desempeño competitivo.

Como se indicó anteriormente, la condición de monopolio natural requiere que el Estado actúe como ente regulador, por ejemplo, buscando la seguridad en el suministro, el uso eficiente de la red, precios eficientes a usuarios finales, la recuperación de costos de las empresas, la provisión de señales que incentiven las inversiones y la provisión de servicios de calidad, entre otros.

En el sector electricidad la legislación vigente establece que el sector eléctrico está compuesto por los sectores de generación, transmisión y distribución de electricidad, a cargo de privados. De estos, transmisión y distribución están regulados según mecanismos de tarificación⁵ y fijación de tasa de rentabilidad. La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) es el principal marco normativo que establece la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁶ y la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) como los organismos del Estado intervinientes en el sector. La primera, es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben sujetarse las empresas de producción, transporte y distribución de energía, y la SEC, encargada de supervisar el cumplimiento de estándares mínimos de calidad de servicio, lo que incluye continuidad, calidad técnica, atención al cliente, entre otros. En casos de incumplimiento las empresas están sujetas a multas y sanciones.

El sector sanitario urbano hoy se encuentra en manos privadas, siendo administrados por empresas (prestadores concesionados) cuyo giro único es el de servicios de producción y distribución de agua potable; además de la recolección y disposición de las aguas servidas. Estas empresas son reguladas la Ley de Tarifas del Sector Sanitario (DFL 70) y Ley General de Servicios Sanitarios (DL 382/88). De acuerdo a lo dispuesto por la Ley SISS 18.902, del año 1990, son fiscalizadas por la Superintendencia de Servicios de Servicios Sanitarios (SISS). El modelo regulatorio está diseñado para garantizar el acceso a servicios de agua potable y saneamiento de calidad, promover la eficiencia en la prestación del servicio.

El transporte y la distribución del gas natural se encuentran ampliamente regulados no solamente en materias de seguridad, como el GLP, sino también económicas. Esta regulación se efectúa en gran parte en la Ley de Servicios de Gas (DFL 323/1931)⁷, cuya última reforma fue efectuada en 2017. En esta normativa se regulan las concesiones para establecer, operar y explotar el servicio de gas de red, los regímenes de precios a los que están sometidos los concesionarios, y las condiciones de calidad y seguridad que debe cumplir el abastecimiento de este servicio.

A continuación, se entregan más detalles respecto a la regulación de rentabilidades y fijación tarifaria para cada uno de estos mercados asociados a la provisión de servicios básicos.

⁵ Como límite de referencia se considera que para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son sectores con características de monopolio natural, por lo que están sujetos a precios. Por otro lado, si es superior a 5.000 kW, la ley dispone libertad de precios al suponer capacidad negociadora de los clientes finales y posibilidad de proveerse electricidad de otras formas.

⁶

⁷ DFL 323, Ley de Servicio de Gas. Disponible en: <https://bcn.cl/kqMell>

II. Límites de rentabilidad a empresas de servicios básicos en Chile

En Chile, las empresas que prestan servicios básicos de electricidad, agua y gas están sujetas a los siguientes límites en las rentabilidades, que son establecidos por los organismos reguladores- ya sea en todos o en algunos de los segmentos del mercado que los componen:

Cuadro 1. Límites a rentabilidades por empresas de servicios básicos.

Sector Regulado	Límite a la rentabilidad	Método
Transmisión Eléctrica	Tasa de descuento variable con un piso de 7% y un techo del 10% después de impuestos (Art. 118, Ley 20.936/2016) ⁸ .	CAPM
Distribución Eléctrica	Tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades para que se ubiquen en un rango entre 6% y un techo de 8% después de impuestos (Art. 182 bis, Ley 21.194)	CAPM
Distribución de Gas de red⁹	Límite máximo de rentabilidad, por cada zona de concesión, fijado por la ley y equivalente a la TCC, con un piso del 6% más un margen adicional de tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de la TCC ¹⁰ , después de impuestos (Art. 32, Ley 20.999) ¹¹⁻¹² . Anualmente la CNE debe realizar un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias. En caso que la rentabilidad económica de una empresa exceda la tasa máxima señalada, le corresponderá a la CNE dar inicio al proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines.	CAPM
Servicio Sanitario	DFL 70, establece que no podrá ser inferior a un 7% en la TCC, después de impuestos (art 5) ¹³ .	Tasa libre de riesgo + premio (3% a 3,5%)

Nota: CAPM corresponde al método *Capital Asset Pricing Model*; TCC corresponde a la *Tasa de Coste de Capital*

Fuente: Elaboración propia a partir de leyes y regulaciones sectoriales.

⁸ Según se indica, su determinación deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de transmisión en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado.

⁹ Ley 20.999 de febrero 2017, se estableció que tratándose del servicio público de distribución de gas, el régimen tarifario que determine la respectiva empresa concesionaria estará sujeto al límite máximo de rentabilidad

¹⁰ Históricamente la normativa no contemplaba una forma de calcular la TCC, por lo que, en los hechos, no era fiscalizada adecuadamente por la autoridad competente, ni se generaban consecuencias por superar el máximo establecido. La Ley N° 20.999, promulgada en febrero del año 2017, remedió esta situación, incorporando una metodología clara para calcular la rentabilidad máxima y estableciendo que, para el caso en que ésta fuera sobrepasada, la empresa pasaría a ser regulada en sus precios de inmediato.

¹¹ La Ley general de servicios de gas en su art. 32 define que la tasa de costo anual de capital a utilizarse será calculada por la CNE cada cuatro años, utilizando el modelo CAPM. Según esto deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad de libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión.

¹² La Comisión deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zonas de concesión al objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad señalado en el inciso anterior.

¹³ La TCC se define como la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo que no podrá ser inferior a 3% ni superior a 3,5%

Por ejemplo, para el sector de distribución de electricidad, la CNE (2024) en el proceso de tarificación 2020 – 2024, reportó que en base a cifras ingresos y costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo del año 2019, la tasa de rentabilidad económica agregada de la industria después de impuestos era de 5,73%¹⁴. En el mismo ejercicio, se calculó la rentabilidad proyectada de la industria para los años 2020, 2021 y 2022, obteniéndose respectivamente los siguientes valores: 6,92; 4,87 y; 4,76%. Estos cumplen con lo dispuesto en el artículo 187 de la LGSE, es decir, que no difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización del proceso tarifario.

Para la distribución de gas de red, por ejemplo, en diciembre 2023, la CNE reportó los resultados del proceso de chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red, correspondiente al ejercicio del año 2022.

Cuadro 2. Rentabilidad de las empresas concesionarias de distribución de gas de red

Empresa	Zona de Concesión	Rentabilidades anuales			Rentabilidad
		2020	2021	2022	trienio 2020-2022
Metrogas	Región Metropolitana	8,40%	7,79%	3,11%	6,43%
Gasvalpo	Región de Valparaíso	5,42%	5,30%	4,52%	5,08%
Gassur	Región del Biobío	2,34%	2,43%	5,18%	3,32%
Intergas	Región del Biobío *	N.A.	N.A.	0,35%	0,35%
	Región de Ñuble *	N.A.	N.A.	7,51%	7,51%
	Región de La Araucanía	5,96%	5,83%	6,12%	5,97%
Lipigas	Región de Antofagasta	8,64%	8,00%	3,41%	6,68%

Nota: Hasta el año 2021, el chequeo de rentabilidad de la región de Biobío incluía regiones de Biobío y Ñuble. No se incluyen aquellas zonas de concesión cuya rentabilidad del trienio es negativa o indeterminada.

Fuente: CNE (2023)

¹⁴ Esta tasa no difiere en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja del 6%, por lo que se consideró que los valores agregados que dieron origen a los ingresos deben ser aceptados.

III. Fijación de tarifas a empresas de servicios básicos en Chile

i. Sector Eléctrico

De acuerdo a la CNE, las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficientes. Este modo de entregar señales adecuadas para empresas como a consumidores. Los suministros a usuarios cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios¹⁵.

En breve, las tarifas en distribución se fijan mediante un esquema de modelo eficiente que implica la realización de un estudio tarifario cuatrienal¹⁶. En este caso, la tasa de descuento utilizada en elaboración de tarifas se interpreta como la tasa de retorno que logra una empresa eficiente¹⁷. Actualmente, tras la modificación del año 2019 a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL (04/20.018), para efectos del cálculo del VAD se rebajó la tasa de rentabilidad de las empresas de distribución, dejando atrás la tasa fija de 10% antes de impuestos de procesos tarifarios anteriores, y estableciendo que esta debe ser calculada por la CNE de forma previa al estudio de costo, estableciendo una banda entre 6% y 8% después de impuestos para dicha tasa. Por ejemplo, como resultado de este proceso, para el periodo 2020 – 2024 se consideró una tasa del 6% después de impuestos.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, está dado por la siguiente expresión (CNE, 2024):

$$\text{Precio a usuario final} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución (VAD)}^{18} + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

A destacar, el cálculo del VAD tiene como objetivo obtener los costos medios de prestar el servicio público sobre la base de una empresa modelo eficiente que opera en el país y que cumple con la ley y normativa vigente (CNE, 2022). Según se especifica, los costos se calculan para determinadas Áreas Típicas de Distribución fijadas por la CNE, que agrupan empresas cuyos costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetros son similares entre sí, seleccionando a una de ellas como empresa de referencia para el dimensionamiento eficiente de costos de acuerdo con sus restricciones geográficas, distribución de clientes, entre otros. De los costos derivados del cálculo del VAD se obtiene posteriormente las tarifas de distribución de todas las empresas distribuidoras.

¹⁵ para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras.

¹⁶ En simple, el modelo tiene como propósito el simular costos de operación, inversión y mantenimiento necesario para brindar el servicio de distribución en condiciones óptimas y eficientes.

¹⁷ Teóricamente se supone que la empresa realiza sus inversiones de manera eficiente, de acuerdo a costos de tecnologías vigentes disponibles en el mercado, y además posee una estructura organizacional eficiente, remunerada de acuerdo a los valores de mercado y con costos operacionales y de mantenimiento eficientes. Toda vez que la empresa real logre alcanzar niveles de eficiencia similares a la empresa eficiente, podrá alcanzar un retorno de largo plazo similar a la tasa de descuento.

¹⁸ El denominado Valor Agregado de Distribución (VAD) es principal componente para la fijación tarifaria al representar los costos medios de una empresa modelo eficiente que opera en una zona determinada. El cálculo del VAD se encuentra regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, y lo debe desarrollar cada cuatro años la Comisión Nacional de Energía.

En este caso, el proceso culmina con la elaboración del Informe Técnico de Propuesta de Fórmulas Tarifarias, donde la estructuración de las tarifas debe efectuarse de tal forma que se reflejen los costos determinados en el Informe Técnico del VAD y que la tasa de rentabilidad económica de la industria, después de impuestos a las utilidades, se encuentre dentro de la banda establecida por la Ley.

De igual forma, en el segmento de transmisión eléctrica, las tarifas se fijan considerando los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones necesarias para transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación a los centros de consumo. Esto implica calcular los ingresos de las empresas en base al Valor Anual de Transmisión (VAT) y peajes de transmisión.

ii. Sector Sanitario

En el DFL 70 se establece que "estarán sujetos a fijación de tarifas" los servicios de agua potable y alcantarillado de aguas servicios, prestados por servicios públicos y empresas de servicios públicos. Específicamente, el artículo 2 establece que las tarifas tienen el carácter de precios máximos y deben ser calculadas aplicando las fórmulas tarifarias que se determinen por el Ministerio de Economía. Su determinación se hará sobre la base de costos incrementales de desarrollo¹⁹ y estarán vigentes por un periodo de 5 años.

El cálculo de tarifas se hará separadamente para las etapas del servicio sanitario, es decir, producción de agua potable, distribución de agua potable, recolección de aguas servidas y disposición de aguas servidas.

Finalmente, destacar que, como se indicó previamente, la actual normativa establece que – bajo un modelo de empresa eficiente - para el cálculo tarifario se debe determinar un costo de capital que incluye un premio por riesgo de entre 3% y 3,5% y una tasa interna de retorno, no pudiendo ser el costo de capital resultante de la suma inferior al 7%.

iii. Distribución de gas por red

Las empresas concesionarias de distribución de gas están afectas a un régimen de libertad tarifaria regulada con tarificación eventual. En caso de incumplimiento, la CNE fijará mediante una resolución los precios máximos del servicio de gas y servicios afines hasta la entrada en vigencia del decreto tarifario.

A destacar, si el exceso en rentabilidad es menor (hasta 0,2 pp sobre la tasa máxima), la concesionaria se puede mantener en un régimen de libertad tarifaria si es que devuelve a los clientes afectados el exceso de rentabilidad obtenida aumentado en un 50%.

¹⁹ El DFL-70, en su artículo 4, lo define como aquel valor equivalente a un precio unitario constante que, aplicado a la demanda incremental proyectada, genera los ingresos requeridos para cubrir los costos incrementales de explotación eficiente y de inversión de un proyecto de expansión optimizado del prestado, de tal forma que ello sea consistente con un valor actualizado neto del proyecto de expansión igual a cero. Esta metodología requiere considerar y definir la vida útil económica de los activos asociados a la expansión, la tasa de tributación vigente y la tasa de costo de capital.

Anexo 1 – Mecanismo de regulación

La teoría económica ha establecido distintos modelos para regular a los monopolios naturales, principalmente al fijar una tarifa no abusiva con los consumidores, asegurar un retorno adecuado a la inversión realizada por la empresa y un estándar de calidad para la prestación del servicio, entre otros²⁰.

Mecanismo de regulación	Breve descripción
Tasa de retorno	Fija una tarifa que asegure que la empresa obtenga un retorno justo (beneficios normales o económicos) por las inversiones realizadas, es decir, obtenga exactamente su costo de oportunidad por el capital invertido en la actividad. Requiere determinar el activo para realizar el servicio ²¹ , el costo de capital remunerable y la tasa de retorno a la inversión ²² .
Precios máximos (<i>Price cap</i>)	Fija una máxima tarifa que puede cobrar el monopolio natural, y así dar el incentivo a las empresas reguladas para la reducción de costos ²³ .
Ingreso máximo (<i>Revenue cap</i>)	Fijar un ingreso máximo. Se estima que con esta la firma tiene incentivos para reducir costos y así aumentar su rentabilidad.
Yardstick Competition	Pretende comparar el desempeño de empresas que tienen características similares ²⁴ , y así obtener la eficiencia individual de cada empresa para obtener una referencia que permita determinar el precio de la actividad desarrollada por el monopolista ²⁵ .
Empresa modelo eficiente	El cálculo del activo necesario se hace a través de una empresa de referencia (modelo eficiente), es decir, a partir del valor de una empresa ficticia que provee el servicio a un mínimo costo según ciertos criterios ²⁶ . En términos prácticos, la empresa ficticia sirve como referencia para comparar su costo eficiente con el de la empresa real ²⁷ .

Fuente: Elaboración propia

²⁰ Se requiere que el regulador cuente con instrumentos y/o herramientas de apoyo, con el cual pueda cumplir con: (i) control y auditoría del desempeño de las empresas; (ii) posibilidad de imponer sanciones; (iii) establecimiento de estándares contables; (iv) arbitrar disputas entre agentes; y (v) asesorar al Estado en la materia.

²¹ La valorización del activo puede realizarse a partir del costo histórico; costo de reposición y costo de sustitución o VNR.

²² Requiere considerar una tasa libre de riesgo, a la que se añade el riesgo de la industria y otros riesgos, como el riesgo país.

²³ La tarifa fijada debe durar todo el periodo, y, cualquier disminución de costos por parte de la empresa significará un incremento en los beneficios de esta misma. Por lo que la empresa tiene incentivos a producir lo más eficiente posible.

²⁴ Además, requiere que se tomen en cuenta las diferencias económicas, técnicas y geográficas de las redes de distribución.

²⁵ Una vez calculada la eficiencia individual de cada empresa, el costo reportado es corregido con respecto a su nivel relativo de eficiencia en relación con las otras empresas que están operando en el mercado.

²⁶ Considera las características de los clientes (densidad, dispersión geográfica) y la capacidad de una empresa, entre otros.

²⁷ Fuentes & Saavedra (2009) destacan que la aplicación de este modelo tiene problemas en su estimación de inversiones (obsolescencia tecnológica, plusvalía de los activos e indivisibilidades en la inversión).

Referencias

- **Comisión Nacional de Energía (CNE), 2024.** Tarificación Eléctrica. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- **BCN, 2024.** DFL 4/20018, Ley General de Servicios Eléctricos. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- **BCN, 2024.** DFL 70. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=4427>
- **BCN, 2024.** Ley General de Servicios Sanitarios. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=5545>
- **BCN, 2024.** Ley 18.902, crea la superintendencia de servicios sanitarios. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30274>
- **BCN, 2024.** DFL 323, Ley de Servicios de Gas. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=5423&idParte=8627251&idVersion=2023-07-07>
- **CNE, 2024.** Resolución Exenta N° 270, ratifica informe técnico definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020 – noviembre. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/05/Rex_Rectifica-IT-Definitivo_Formulas-Tarifarias_2020-2024_VB-Final.pdf
- **CNE, 2023.** CNE informa resultados del proceso de Chequeo de Rentabilidad de las concesionarias de distribución de gas de red del año 2022. Disponible en: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2023/12-diciembre-2023/comision-nacional-de-energia-informa-resultados-del-proceso-de-chequeo-de-rentabilidad-de-las-concesionarias-de-distribucion-de-gas-de-red-del-ano-2022/#:~:text=Para%20el%20a%C3%B1o%202022%2C%20la.fue%20sobrepasado%20por%20ninguna%20concesionaria.>
- **CNE, 2022.** CNE emitió Informe Técnico del Cálculo del Valor Agregado de Distribución. Disponible en: <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2022/12-diciembre-2022/comision-nacional-de-energia-emite-informe-tecnico-del-calculo-del-valor-agregado-de-distribucion/>
- **Vásquez, Tamayo, Vilches & Chávez, 2016.** La regulación del sector de energía. Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf
- **Bergara, Mario, 2003.** Las reglas de juego en Uruguay. El entorno institucional y los problemas económicos, Editorial Trilce, Montevideo.
- **Panzar, John 1989.** "Technological Determinants of Firm and Industry Structure", en Schmalensee, Richard y Robert Willig (eds.), Handbook of Industrial Organization, Vol.1, capítulo 1, pp. 4-59, North-Holland, Amsterdam.

Nota Aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)



Resultados financieros de las empresas del segmento de distribución eléctrica:

Periodo 2018 - 2023

Autor

Nicolás García Bernal
Email: ngarcia@bcn.cl
Tel.: (56) 22 270 1701

N° SUP: 144.502

Documento elaborado a solicitud de la Comisión Especial Investigadora (CEI N° 59) "Continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos."

Resumen

En Chile el segmento de distribución eléctrica está regulado al operar bajo condiciones de monopolio natural y, por ende, no existen posibilidades de un desempeño bajo competitiva. En este caso, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (CNE) hacer cumplir las regulaciones sobre las empresas que actúan en esta industria, aplicando mecanismos de tarificación y fijación de tasa de rentabilidad.

Tras la modificación dispuesta por la Ley 21.194 de 2019, se ha dispuesto que el total de la industria tenga una tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades dentro de una banda entre 6% y 8% sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) real de la empresa.

Al año 2023, las empresas de distribución eléctrica pertenecientes a la Asociación Gremial de Empresas Eléctrica vendieron un total de 32.793 GWh, distribuido a 7.314.863 clientes regulados.

En el presente documento, y sobre la base de las Memorias Anuales y Estados Financieros de las Empresas de Distribución de Electricidad, se realizó un análisis de las ganancias y pérdidas, durante el período 2018-2023, de las distribuidoras pertenecientes a los principales grupos de empresas, es decir, CGE, Chilquinta, Enel, Saesa y EEPA. Al respecto, se puede destacar que la mayoría de las empresas mostraron un crecimiento positivo en sus ganancias a lo largo del período 2018-2023, con algunas excepciones en ciertos años. Algunas empresas como Chilquinta y Saesa experimentaron *peak* significativos seguidos de caídas en las ganancias; empresas como Energía Casa Blanca y Eléctrica del Litoral mostraron estabilidad en sus ganancias. Destaca que en el ejercicio 2023 ninguna de las compañías de distribución eléctrica habría presentado pérdidas, a diferencia del 2022, donde Edelsysen fue la única con pérdidas.

Introducción

En Chile el segmento de distribución eléctrica está regulado al operar bajo condiciones de monopolio natural, y por ende no existen posibilidades de un desempeño bajo competitiva. En este caso, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (CNE) hacer cumplir las regulaciones sobre las empresas que actúan en esta industria, aplicando mecanismos de tarificación y fijación de tasa de rentabilidad.

La Ley N° 21.194 del año 2019, estableció, entre otras medidas, la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica y, además, una rebaja de la rentabilidad¹.

En cuanto a la rentabilidad del sector, esta se revisa bajo el denominado “chequeo de rentabilidad”, como parte del proceso de fijación de tarifas. En este se debe determinar una tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades dentro de una banda entre 6% y 8% sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) real de la empresa². La referida tasa debe ser calculada por la CNE³.

De acuerdo a lo solicitado a la Biblioteca del Congreso Nacional por la Comisión Especial Investigadora (CEI-59) sobre la continuidad de servicios eléctricos y agua potable durante eventos climáticos, el presente informe aborda los resultados financieros – particularmente ganancias o pérdidas anuales – de las empresas de distribución de electricidad para el periodo 2018 – 2023. Para aquello, se consideran aquellas que están asociadas en la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas, las que entregan suministro al 97% de los usuarios regulados del país.

¹ Hasta el 21 de diciembre del 2019, en lo relativo a la distribución eléctrica, la Ley General de Servicios Eléctricos determinaba que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades se ubicara en un rango entre el 6% y 14%, y de esta forma no diferiría en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización, la que actualmente es igual al 10%.

² El VNR es una forma de valorización de los activos de la empresa (maquinaria, infraestructura, equipos, etc.) y corresponde al “costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos que son utilizados para dar el servicio de distribución”.

³ Para el proceso 2020-2024 se consideró una tasa del 6% después de impuestos.

I. Ganancias y pérdidas de empresas de distribución eléctrica

La Asociación Gremial de Empresas Eléctricas reúne a las principales compañías de distribución de electricidad de Chile: CGE, Chilquinta, Enel Distribución, Grupo Saesa, y EEPA. En su conjunto, al año 2023, concentraban más de 7,3 millones de clientes, equivalente al 97% de los usuarios regulados del país. Poseen 182.000 kilómetros de líneas eléctricas de distribución, realizan más de 32.000 GWh en ventas de electricidad y cuentan con más de 4.000 empleos directos en sus operaciones (Eléctricas, 2024).

El cuadro 1 detalla los principales aspectos a destacar de estas empresas de distribución, tal como el grupo al que pertenecen, las regiones de operación, número de clientes y las ventas registradas al 31 de diciembre 2023.

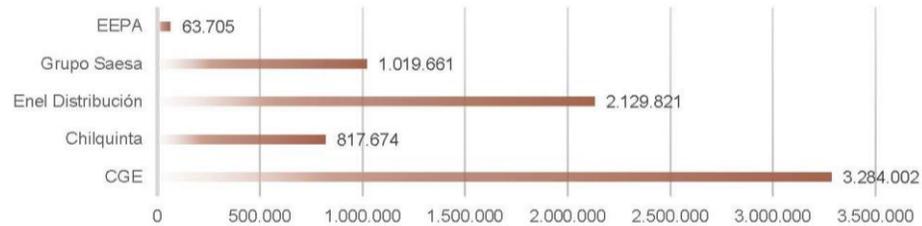
Cuadro 1. Principales compañías de distribución de electricidad de Chile

Grupo	Empresa	Región de Distribución	Clientes al 31.12.23	Ventas GWh al 31.12.23
CGE	CGE	XV, I, II, III, IV, V, RM, VI, VII, VIII y IX	3.213.198	10.846
	EDELMAG	XII	70.804	358
	CHILQUINTA	V	665.628	2.179
Chilquinta	LITORAL	V	68.804	128
	EDECSA	V y RM	8.173	46
	LUZLINARES	VII	43.556	122
	LUZPARRAL	VII, VIII y XVI	31.513	105
Enel	ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	2.129.821	14.356
	FRONTEL	VIII y IX	412.956	1.203
Saesa	SAESA	IX, X y XIV	520.599	2.767
	EDELAYSÉN	X y XI	56.216	191
	LUZ OSORNO	X y XIV	29.890	200
EEPA	EEPA	RM	63.705	293
TOTAL NACIONAL			7.314.863	32.793

Fuente: Elaboración propia en base a Empresas Eléctricas A.G. (2024)

A continuación, el gráfico 1 muestra la distribución de los clientes regulados por cada uno de los grupos de empresas de distribución eléctrica al año 2023.

Gráfico 1. Número de clientes regulados por empresa de distribución eléctrica, año 2023.



Fuente: Elaboración propia en base a Empresas Eléctricas A.G. (2024)

Finalmente, el Cuadro 2 reporta las ganancias o pérdidas anuales de las empresas de distribución de electricidad para el periodo 2018 – 2023. La información reportada se obtuvo a partir de sus respectivos estados financieros anuales.

Cuadro 2. Ganancias y pérdidas anuales de empresas de distribución de electricidad, en millones de pesos chilenos (MM\$). Periodo 2018 – 2023.

Compañía de distribución de electricidad	Ganancia o pérdida del año - millones de pesos (MM\$)					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CGE y subsidiarias	35.555	90.878	71.212	8.665	41.580	14.253
CGE Magallanes	3.774	6.475	7.604	7.463	S/I	S/I
Chilquinta	31.376	48.073	184.445	16.781	2.360	4.580
Energía Casa Blanca	741	749	576	944	1.038	2.115
Eléctrica del Litoral	1.260	1.558	540	1.760	1.856	3.243
Luz Parral	1.778	2.995	3.201	2.803	3.831	7.482
Luz Linares	1.854	1.993	2.556	2.184	2.708	5.959
Enel Distribución	122.381	118.777	82.407	16.667	22.127	14.003
Sociedad Austral de Electricidad S.A y filiales (Consolidado)	38.270	44.244	144.579	19.393	-5.941	2.720
Edelaysen	5.523	4.704	5.233	2.916	-4.057	11.638
Luz Osorno	2.098	3.981	4.086	3.251	4.039	9.221
Frontel	8.572	10.944	11.578	12.669	13.501	36.801
Empresa Eléctrica de Puente Alto	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

Fuente: Elaboración propia en base a Memorias Anuales y Estados Financieros de las Empresas de Distribución.

Notas: S/I corresponde a periodos en donde no se encontró información.

Respecto a las cifras reportadas en el Cuadro 2, en términos generales, se puede destacar que la mayoría de las empresas mostraron un crecimiento positivo a lo largo del periodo 2018-2023, con algunas excepciones en ciertos años. Algunas empresas como Chilquinta y Saesa experimentaron *peak* significativos seguidos de caídas en las ganancias; empresas como Energía Casa Blanca y Eléctrica del Litoral mostraron estabilidad en sus ganancias. Con más detalle, se puede destacar lo siguiente:

- CGE registró un crecimiento significativo en 2019 en sus ganancias (90.878 MM\$, seguido de una caída en 2020 y 2021. En 2022 registró una recuperación, pero nuevamente una caída en 2023.
- CGE experimentó un crecimiento constante de 2018 a 2021
- Chilquinta registró un crecimiento constante hasta 2020, desacelerándose y con una importante caída en las ganancias de los años posteriores.
- Tanto Energía Casa Blanca, Eléctrica del Litoral, Luz Parral y Luz Linares han registrado un crecimiento constante y positivo en el periodo.
- Enel Distribución registró una disminución de las ganancias a partir del año 2020 al pasando de 118.777 a 82.407 MM\$. El año 2023 reportó ganancias por 14.003 MM\$.

El Grupo SAESA es un caso particular a destacar. Este es controlado a través de Inversiones Eléctricas S.A corresponde al vehículo a través del cual el fondo de inversiones canadiense Ontario Teachers Pension Plan Board (OTPPB)⁴ y Alberta Investment Management Corp (AIMCo)⁵. Estas participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y en menor medida en el de generación (Grupo Saesa, 2024)⁶. En el segmento de distribución participan las empresas Frontel, Sociedad Austral de Electricidad (Saesa) y las filiales de esta última, Edelayesen y Luz Osorno.

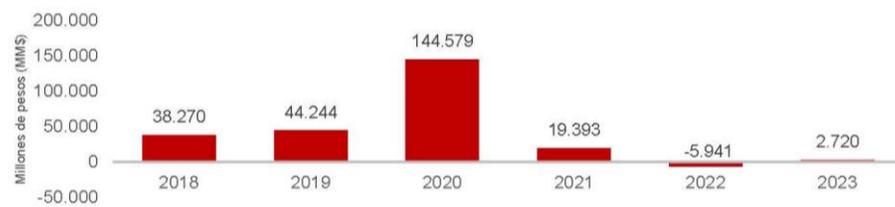
Cuadro 3. Zona de Concesión, ventas y clientes de empresas del Grupo Saesa

Empresa	Zona de Concesión (Regiones)	Ventas (GWh)	Clientes
Saesa	La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos	2.767	520.599
Edelayesen	De los Lagos y Aysén	191	56.216
Luz Osorno	De los Lagos y Los Ríos	200	29.890

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra gráficamente la evolución de las ganancias y pérdidas, según sea el caso, de las empresas que son parte del Grupo Saesa. Como se observa en el gráfico 2, Saesa y sus filiales registraron un alza significativa en sus ganancias en el ejercicio correspondiente al año 2020, ya que en 2020 las ganancias fueron \$144.579 millones, lo cual es más de un 220% superior a las ganancias de 2019. En 2021, si bien obtuvieron ganancias, estas disminuyeron en un 87% respecto a 2020. Luego, el año 2022 se reportan pérdidas y el 2023 vuelven a registrar ganancias.

Gráfico 2. Ganancias y pérdidas anuales de Sociedad Austral de Electricidad S.A y filiales, en millones de pesos. Periodo 2018 – 2023.



Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros de Saesa.

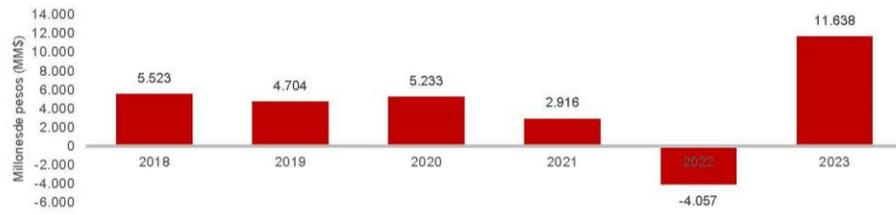
Los siguientes gráficos muestran de manera detallada la situación particular de Edelayesen y Luz Osorno. Al respecto, destaca que si bien la primera registró pérdidas el año 2022, el año siguiente volvió a registrar ganancias en un valor muy por encima a las registradas en el periodo considerado. Igual tendencia se observa en Luz Osorno, el año 2023 las ganancias superaron en 128% a lo registrado en el año previo.

⁴ OTPPB es una sociedad sin capital accionario, creada de conformidad con una ley especial de la Legislatura de Ontario, Canadá, que gestiona pensiones e invierte activos del plan de pensiones en nombre de profesores de dicha provincia.

⁵ AIMCo es una entidad de propiedad única y exclusiva del gobierno provincial de Alberta, Canadá, constituida mediante una ley especial cuyo objeto es la administración de fondos de pensiones de los empleados del sector público de Alberta y de otros fondos de la Corona.

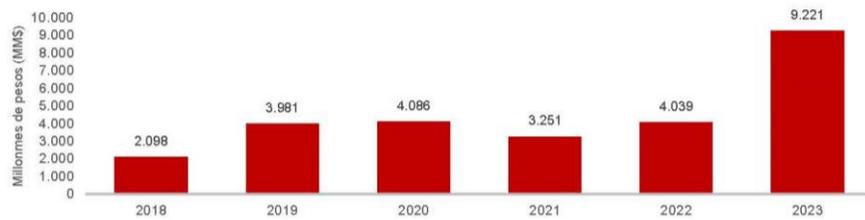
⁶ Información disponible en: <https://web.gruposaes.cl/quienes-somos/nuestras-empresas>

Gráfico 3. Ganancias y pérdidas anuales de Edelaysen, en millones de pesos. Periodo 2018 – 2023.



Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros

Gráfico 4. Ganancias y pérdidas anuales de Luz Osorno, en millones de pesos. Periodo 2018 – 2023.



Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros

Referencias

- **Biblioteca del Congreso Nacional (BCN), 2020.** Rentabilidad de empresas de distribución eléctrica en el contexto internacional. Disponible en: <http://bcn.cl/3ost6>
- **Casa Blanca, 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3oueo>
- **CNE, 2022.** Comisión Nacional de Energía emitió Informe Técnico del Cálculo del Valor Agregado de Distribución. Disponible en: <http://bcn.cl/3ostf>
- **CGE, 2024.** Estados Financieros CGE, según distintos periodos de publicación. Disponible en: <https://c.bcn.cl/rKYNHj>
- **Chilquinta, 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouqv>
- **Empresas Eléctricas A.G., 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3our4>
- **Enel Distribución, 2024.** Estados Financieros anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouqd>
- **Litoral, 2024.** Memorias anuales. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouq2>
- **Luz Parral, 2024.** Memorias y Estados Financieros. Disponible en: <http://bcn.cl/3our8>
- **Luz Linares, 2024.** Memorias y Estados Financieros. Disponible en: <http://bcn.cl/3ougo>
- **Grupo Saesa, 2024.** Resultados Financieros. Disponible en: <http://bcn.cl/3ouqi>

Nota Aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)



Experiencia comparada: Participación del Estado y del sector privado en la distribución eléctrica

Autor

Pablo Morales Peillard
Correo electrónico:
pmorales@bcn.cl
Tel.: +56 322261851

N.º SUP: 142.600

Resumen

En los capítulos I y II se presenta el resumen de 2 estudios -publicados por el Banco Mundial- sobre el desempeño general del Estado y el sector privado en lo que se refiere a la provisión del servicio de distribución eléctrica.

El estudio de AlKhuzam et al (2018) realizado sobre la base de información disponible en el indicador Getting Electricity (que mide el tiempo, los procedimientos y el costo de conectarse a la red, así como la confiabilidad del servicio y las tarifas eléctricas), mostró que en general no hay diferencias significativas entre los tipos de propiedad (estatal o privada) del servicio de distribución eléctrica con respecto a la eficiencia y calidad de los servicios prestados a los usuarios finales.

Por su parte el estudio de Gassner et al (2009) examinó el impacto de la participación del sector privado (PSP) en la distribución de agua y electricidad utilizando un conjunto de datos de más de 1.200 empresas de distribución de servicios básicos en 71 economías en desarrollo y en transición. La muestra incluyó 301 distribuidoras con PSP y 926 empresas estatales durante más de una década de funcionamiento. Según los autores, los principales resultados del estudio muestran que el sector privado ha cumplido con las expectativas de mayor productividad laboral y eficiencia operativa, superando de manera consistente a un conjunto de empresas comparables que siguieron siendo de propiedad y operación estatal.

Finalmente, en el capítulo III se presentan de manera sintética algunos casos de países (o regiones) con empresas de distribución eléctrica estatal (China, Francia, Alemania).

Introducción

A pesar de la importancia del sector eléctrico para la economía en general, a nivel de expertos no hay consenso sobre el tipo óptimo de propiedad de los proveedores del servicio de distribución eléctrica, según la evidencia disponible a nivel internacional. Algunos estudios estiman que las empresas privadas de distribución de electricidad obtienen resultados sustancialmente mejores en términos de rentabilidad. Otros estudios concluyen que las privatizaciones en general no producen ganancias de eficiencia.

Se presenta a continuación en los capítulos I y II un resumen de los principales resultados y conclusiones de 2 estudios de amplio alcance, publicados por el Banco Mundial en su página web. Por su parte en el capítulo III presentan de manera sintética algunos casos de países (o regiones) con empresas de distribución eléctrica estatal.

I. Estudio de AlKhuzam, Arlet y Lopez Rocha (2018) “Private versus public electricity distribution utilities: Are outcomes different for end-users?”¹

El análisis realizado por AlKhuzam et al (2018) sobre la base de información disponible en el indicador Getting Electricity² (que mide el tiempo, los procedimientos y el costo de conectarse a la red, así como la confiabilidad del servicio y las tarifas eléctricas), mostró que no hay diferencias significativas entre los tipos de propiedad (estatal o privada) del servicio de distribución eléctrica con respecto a la eficiencia y calidad de los servicios prestados a los usuarios finales comerciales.

A continuación se presentan cinco hallazgos interesantes del citado análisis:

1. La mayoría de los servicios de distribución a nivel mundial son de propiedad pública, pero la privatización es mayoritaria en las economías de mayores ingresos.

Según AlKhuzam et al (2018), de las 201 ciudades cubiertas por el reporte del Banco Mundial denominado Doing Business³, el 71% tiene servicios de distribución de electricidad que son de propiedad mayoritaria del sector público (o sea donde el Estado posee más del 50% de la propiedad), mientras que el 29% restante son de propiedad privada. Este último grupo se concentra casi en su totalidad en economías de ingresos medios y altos.

Lo anterior está en consonancia con las conclusiones de estudios que muestran que la privatización suele tener lugar en países de mayores ingresos, donde los mercados bursátiles eficientes permiten a las empresas emitir deuda pública.

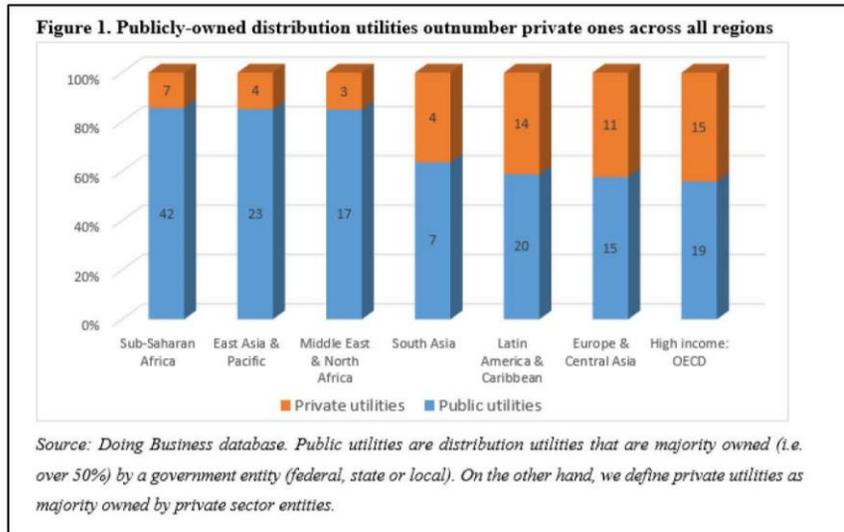
A nivel regional, las empresas privadas proveedoras de servicios eléctricos (utilities en su traducción al inglés) son escasas en África subsahariana, Asia oriental y el Pacífico, Oriente Medio y África del Norte.

En contraste, Europa y Asia Central y el grupo de altos ingresos de la OCDE en general tienen una proporción más equilibrada de empresas de distribución públicas y privadas (ver Figura 1).

¹ Disponible en: <https://blogs.worldbank.org/en/developmenttalk/private-versus-public-electricity-distribution-utilities-are-outcomes-different-end-users>

² Disponible en: <https://archive.doingbusiness.org/en/data/exploretopics/getting-electricity>, y vinculado a la plataforma del Banco Mundial denominada Doing Business.

³ Disponible en: <https://archive.doingbusiness.org/en/doingbusiness>



2. Obtener conexiones eléctricas es igualmente oneroso para los servicios de distribución eléctrica, ya sean públicos o privados

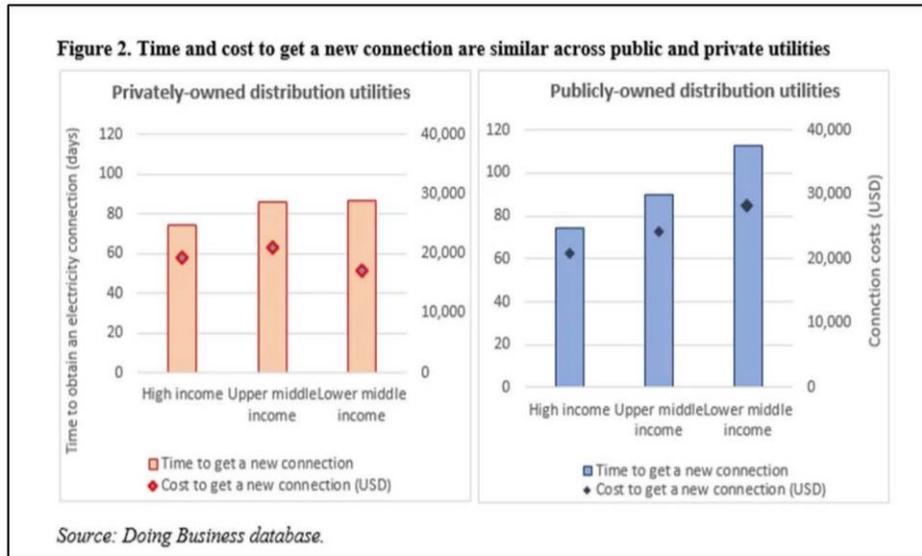
Según AlKhuzam et al (2018), la complejidad del proceso de conexión a la red varía según las diferentes regiones, pero muestra sólo una ligera variación entre las empresas de distribución eléctrica de propiedad pública y privada.

La única excepción que se encontró en el estudio fue en las economías de ingresos medianos bajos, donde las empresas privadas - en promedio- conectan a los clientes a la red a un ritmo más rápido y a un costo menor en comparación con las empresas de distribución de propiedad pública (ver Figura 2).

Por ejemplo, en Ciudad de Guatemala, la empresa privada Empresa Eléctrica de Guatemala conecta nuevos clientes a la red en 44 días. Mientras tanto, el servicio de distribución público de Accra, la Compañía de Electricidad de Ghana, tarda 78 días.

Aunque no hay ninguna investigación que analice las causas de estos retrasos, los datos de las Encuestas de Empresas del Banco Mundial (World Bank's Enterprise Surveys data)⁴ muestran que las empresas en las economías de menores ingresos reportan una incidencia mucho mayor de sobornos para obtener una conexión eléctrica de una empresa de servicios públicos de propiedad pública en comparación con una de propiedad privada.

⁴ Disponible en: <https://data.worldbank/enterprise-surveys#:~:text=in%20139%20countries,Enterprise%20Surveys%20provide%20firm%2Dlevel%20data%20from%20over%20125%2C000%20establishments,ever%203%20to%204%20years>.



3. Cada vez es más fácil conseguir conexiones eléctricas independientemente del tipo de propiedad del servicio de distribución eléctrica.

Según AlKhuzam et al (2018), las empresas de distribución de electricidad se están volviendo más eficientes en todos los grupos de ingresos y regiones.

Según los autores, los datos de Doing Business muestran que desde 2010, el 47 por ciento de las empresas de distribución privadas han implementado una o más reformas, en comparación con el 39 por ciento de las empresas de propiedad pública. Este último grupo, sin embargo, ha implementado reformas más importantes.

Por ejemplo, la Autoridad de Electricidad y Agua de Dubái, que es una empresa de propiedad pública, ha implementado cinco reformas que redujeron el tiempo para obtener una nueva conexión eléctrica de 55 días en 2010 a 10 días en 2018. En la práctica, esto significa que, si bien las mayores eficiencias para conectarse a la red han sido prácticamente las mismas para las empresas de distribución eléctrica públicas o privadas; desde 2010, el tiempo global para obtener una nueva conexión se redujo en un 20% y un 22% para las empresas de distribución eléctrica, públicas y privadas respectivamente.

4. Existe una baja correlación con los cortes de energía y propiedad de servicios de distribución eléctrica

Según el estudio de Alkhuzam et al (2018), cuando se toman en cuenta el ingreso per cápita, la dotación de recursos naturales y la geografía, se observa que los cortes de energía, medidos tanto en términos de duración por cliente (índice SAIDI⁵) como de frecuencia (índice SAIFI⁶), no están asociados significativamente con el tipo de propiedad de la distribución eléctrica. Lo anterior, según los autores, tendría su explicación en el hecho de que los cortes de energía dependen en parte de la capacidad de producción de energía de un país, y respecto de la cual las empresas de distribución tienen poco control.

Sin embargo, es importante precisar que las empresas de distribución sí pueden influir en la confiabilidad del suministro a nivel local, a través del mantenimiento de la red de distribución y la gestión eficiente de la demanda. Es decir, que aunque no pueden controlar la producción, su capacidad para minimizar las pérdidas técnicas y gestionar la red puede mitigar algunos de los impactos de una insuficiente capacidad de generación.

Por otra parte, la existencia de un organismo regulador del sector eléctrico –ya sea a nivel estatal o federal– está significativamente asociada con menores cortes de energía, lo que sugiere que cuando hay un organismo independiente que monitorea el desempeño de la empresa en materia de confiabilidad, es menos probable que ocurran cortes de energía.

A modo de ejemplo, en San Salvador, la SIGET, que es una agencia reguladora independiente, aprobó la Norma 320-E-2011 para (i) establecer un objetivo de límite de cortes para la empresa de servicios públicos y (ii) compensar monetariamente a los clientes en caso de cortes.

5. Las tarifas comerciales para los usuarios finales son similares, independientemente de la propiedad del servicio de distribución.

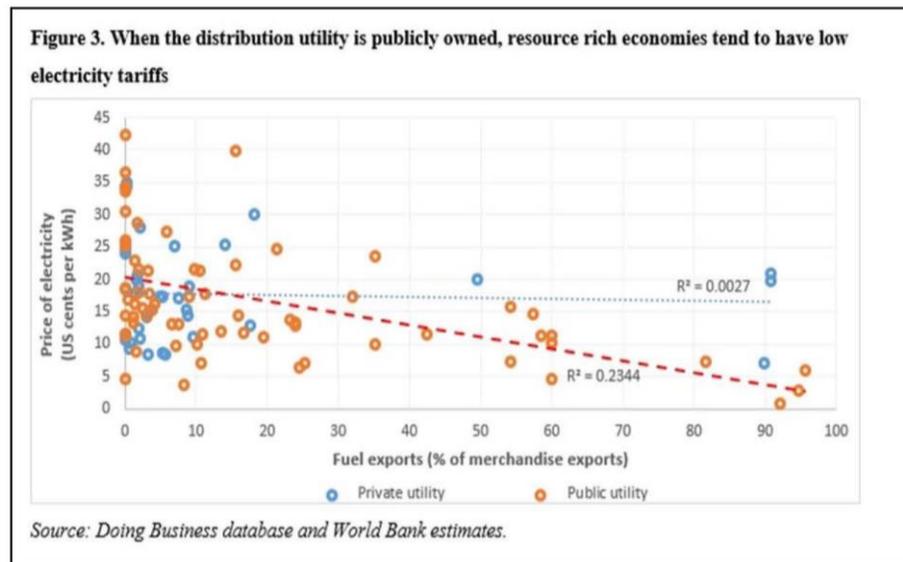
Según el análisis de Alkhuzam et al (2018), las tarifas comerciales son, en promedio, un 8 por ciento más bajas en las ciudades donde el servicio de distribución es público. Esta tendencia se mantiene en todas las regiones y grupos de ingresos.

Si bien muchas variables determinan las tarifas eléctricas (por ejemplo, el tamaño del mercado o los costos de producción), la dotación de recursos naturales del país a menudo se cita como un factor importante. Utilizando una medida de las exportaciones de combustible como porcentaje de las exportaciones totales de mercancías como indicador de la dotación de recursos naturales, se observa que la mayoría de los servicios de distribución eléctrica en las economías ricas en petróleo y gas son de propiedad pública. Además, estas economías históricamente subsidian las tarifas de los usuarios finales a pesar de los bajos costos de producción (ver Figura 3).

⁵ SAIDI (System Average Interruption Duration Index) corresponde a un índice que reporta la duración promedio de la interrupción en el suministro de energía en el sistema, indicado en minutos por cliente.

⁶ SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) corresponde a un índice que reporta la frecuencia promedio de interrupciones en el suministro de energía en el sistema.

En Kuwait, por ejemplo, las tarifas comerciales se fijan en menos de un centavo por kWh. Estos valores extremadamente bajos reducen el promedio mundial de las tarifas eléctricas entre las empresas de distribución de propiedad pública. Después de eliminar esas economías de la muestra (es decir, aquellas en las que las exportaciones de combustibles representan más del 20 por ciento de las exportaciones de mercancías), el estudio consideró que las tarifas comerciales son similares, independientemente del tipo de propiedad del servicio de distribución eléctrica.



II. Estudio de Gassner, Popov y Pushak (2009) titulado “Does Private Sector Participation Improve Performance in Electricity and Water Distribution?”⁷

Este estudio examina el impacto de la participación del sector privado (PSP) en la distribución de agua y electricidad utilizando un conjunto de datos de más de 1.200 empresas de distribución de servicios básicos en 71 economías en desarrollo y en transición. La muestra incluye 301 utilidades con PSP y 926 empresas estatales (SOEs, por sus siglas en inglés) durante más de una década de funcionamiento.

El conjunto de datos compilados por los autores es único en su cobertura, y su tamaño y composición hacen posible abordar por primera vez problemas metodológicos que han dificultado investigación empírica y la obtención de resultados concluyentes.

⁷ Disponible en: https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/ebook-Trends_20Policy_20Options-6-PSP_20water_20electricity_20-20KGassner_20APopov_20NPushak.pdf

Los estudios sobre industrias de monopolio natural tradicionalmente han estado afectados por tamaños de muestra pequeños y en forma de estudios de caso, sobre la base de los cuales no se pueden aplicar generalizaciones. Este estudio, por el contrario, utiliza una base de datos que cubren, de la forma más completa posible, las empresas de distribución de electricidad y agua y saneamiento que experimentaron PSP entre principios de los años 1990 y 2002. Finalmente, debido al largo período cubierto, el estudio puede abordar de buena manera la cuestión del contrafactual, mostrando cómo el desempeño de las empresas con PSP cambió con el tiempo y comparar ese cambio con el desempeño de las empresas que siguieron siendo estatales.

Principales Resultados

Según los autores, los principales resultados del estudio muestran que el sector privado cumple las expectativas de mayor productividad laboral y eficiencia operativa, superando de manera consistente a un conjunto de empresas comparables que siguieron siendo de propiedad y operación estatal.

A continuación se resumen los resultados para los distintos aspectos evaluados:

1. Aumentos en los Indicadores de desempeño

La comparación de los valores anuales promedio de los indicadores de desempeño de los períodos anterior y posterior al proceso de participación del sector privado (PSP) en la provisión de los servicios públicos analizados, muestra que la PSP está asociada con lo siguiente:

- Un aumento del 12 por ciento en las conexiones residenciales para servicios de agua.
- Un aumento del 54 por ciento en las conexiones residenciales por trabajador (*worker*) para los servicios de agua y un aumento del 29 por ciento para las compañías de distribución de electricidad.
- Un aumento del 19 por ciento en la cobertura residencial de servicios de saneamiento.
- Un aumento del 18 por ciento en el indicador agua vendida/trabajador (tras la introducción de contratos de concesión) y un aumento del 32 por ciento en la electricidad vendida por trabajador.
- Un aumento del 45 por ciento en la recaudación por tarifas de cobro en facturas de electricidad.
- Una reducción del 11 por ciento en las pérdidas de distribución de electricidad (tras desinversiones parciales) y un aumento del 41 por ciento en el número de horas diarias de servicio de agua.

Todos estos cambios, que ocurrieron durante un período de cinco años o más, ya han terminado y, según los autores, son superiores a los registrados para las empresas estatales.

2. Aumentos en la Productividad laboral

Según los autores, la clara mejora en el desempeño operativo es alentadora para los defensores de la PSP. Sin embargo, los aumentos de la productividad laboral están vinculados a una reducción del personal en ambos sectores (agua y electricidad) (no hay resultados separados disponibles para saneamiento). Tras la introducción del PSP, el empleo medio en los casos analizados cae un 24 por ciento en el sector electricidad y un 22 por ciento en el sector agua.

En otras palabras, en promedio, las empresas de servicios públicos estatales utilizan más empleados que los de gestión privada para generar el mismo nivel de producción (output).

3. Aumentos en la inversión

El estudio encontró evidencia mixta sobre este aspecto y, por lo tanto, según los autores, no se puede concluir que la inversión siempre aumenta con PSP (a pesar de la evidencia encontrada en el estudio respecto a aumentos en las conexiones de agua).

En el caso de contratos de arrendamiento y administración, particularmente relevantes para el agua y el saneamiento, según los autores, generalmente no existe ninguna obligación de inversión para el sector privado, y los resultados sugieren que las empresas que gestionan activos públicos no aumentan la inversión incluso si la participación privada (PSP) pone en funcionamiento mejoras operativas. En el caso de los contratos de concesión no hay evidencia concluyente de que aumente la inversión.

Según los autores, los datos sobre inversión son notoriamente difíciles de medir y es importante que los resultados sean interpretados con cautela. Sin embargo, la evidencia apunta en general a una falta de inversión -tanto pública como privada- en el mantenimiento y expansión de los servicios básicos como regla general, incluso cuando PSP han conducido aumentos en la eficiencia operativa. Esta falta de inversión genera preocupaciones sobre la sostenibilidad en el largo plazo de las mejoras operativas logradas.

4. Cambios en las tarifas

Un resultado clave del estudio se refiere a las tarifas: excepto en el caso de las concesiones eléctricas, el estudio no encontró evidencia de un cambio sistemático en las tarifas residenciales como resultado de PSP. Incluso en los países en desarrollo, donde la existencia de tarifas de los servicios básicos por debajo de los costos están bien documentadas, a menudo se recomienda – por ejemplo, como parte de una reforma- implementar tarifas más altas para todos los hogares (excepto los más pobres), para darle a la empresa de servicios básicos suficientes recursos para abordar las deficiencias en el servicio.

Según los autores, la falta de una diferencia sustancial en las tarifas entre las empresas de servicios públicos con PSP y las empresas estatales podrían tener dos explicaciones: las tarifas cambiaron en igual medida en ambas categorías, o no cambiaron significativamente en ninguna de ellas.

La segunda explicación parece más probable en países donde la asequibilidad es un verdadero problema para gran parte de la población. El resultado puede apuntar a la situación económica y las dificultades políticas para alinear las tarifas con los costos de proveer el servicio. Sus implicaciones para los flujos de ingresos ponen en duda la sostenibilidad de participación privada en la provisión del servicio a menos que haya pagos de subsidios explícitos. El resultado también podría explicar la falta de inversión pública o privada.

5. Destino de los aumentos de eficiencia

Los autores formulan lo siguiente: Si las ganancias de eficiencia asociadas con la entrada de un operador privado no se traducen en mayor inversión o menores tarifas, entonces ¿Cuál es el destino de esas ganancias?

Según los autores, una posible explicación es que los servicios inicialmente están tan subvaluados que incluso ganancias significativas de eficiencia no producen un equilibrio financiero ni justifican una reducción de las tarifas. Por otro lado, si las ganancias de eficiencia se traducen en un mejor desempeño operativo, como reducciones en las pérdidas de distribución, el gobierno debiera gastar menos en subsidiar sus servicios públicos.

Otra explicación puede ser que el operador privado se lleve los aumentos de eficiencia a través de mayores ganancias. Según los autores, dados los relativamente recientes entornos regulatorios en los países en desarrollo, los que a menudo carecen de capacidad suficiente para supervisar los contratos público-privados, es importante y necesario considerar esta posibilidad.

III. Ejemplos de países con presencia de empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal

Una serie de países cuentan con empresas estatales de distribución eléctrica. A continuación se describen brevemente algunos ejemplos relevantes:

1. China

State Grid Corporation of China y China Southern Power Grid son las más importantes empresas estatales de distribución eléctrica.

State Grid Corporation of China (SGCC), es la mayor compañía de distribución y transmisión de energía eléctrica del mundo. La empresa ha invertido y opera en redes de transmisión en nueve países, además de China: Filipinas, Brasil, Portugal, Australia, Italia, Grecia, Oman, Hong Kong y Chile⁸. State Grid es una empresa de propiedad estatal fundada el 29 de diciembre de 2002. Según lo declarado en su página web, durante más de dos décadas, State Grid ha registrado las horas de operación segura más extensas del mundo en su gran red e ha integrado la mayor cantidad de energías renovables.

China Southern Power Grid invierte, construye y opera redes eléctricas en Guangdong, Guangxi, Yunnan, Guizhou y Hainan, Hong Kong y Macao y los países del Sudeste Asiático. Su área de suministro de energía abarca 1 millón de kilómetros cuadrados y abastece a 272 millones de personas. Con una red que abarca casi 2.000 kilómetros de este a oeste, China Southern Power Grid está conectada a fuentes de energía hidráulica, de carbón, nuclear, de gas, eólica, solar, de biomasa, de almacenamiento por bombeo y de nuevas fuentes de almacenamiento de energía. En 2023, su volumen de comercio internacional alcanzó los 70.712 GWh, las ventas de electricidad 1.348.300 GWh y unos ingresos operativos de 842.600 millones de yuanes (116.700 millones de dólares)⁹.

2. Francia

El Grupo Électricité de France (EDF) es un líder global en el sector energético, con una amplia experiencia en todos los segmentos del suministro de electricidad. Creada hace más de 70 años en Francia, EDF es una empresa estatal que hoy tiene presencia en alrededor de treinta países en los cinco

⁸ Disponible en: <https://www.investchile.gob.cl/es/casos-de-exito/state-grid/>

⁹ Disponible en: <https://www.weforum.org/organizations/china-southern-power-grid-co/>

continentes¹⁰. Las operaciones de la empresa incluyen: generación y distribución de electricidad; diseño, construcción y desmantelamiento de centrales eléctricas; comercio de energía; y transporte. Está presente además en tecnologías de generación de energía como la nuclear, la hidroeléctrica, las energías marinas, la eólica, la solar, la biomasa, la geotérmica y la fósil. La red eléctrica en Francia se compone de lo siguiente:

EDF gestiona por una parte un sistema de transporte de alta y muy alta tensión (100.000 km de líneas). Esta parte del sistema está gestionada por RTE (operador del sistema de transporte de electricidad), que actúa como administrador independiente de la infraestructura, aunque es una filial de EDF.

EDF participa además en el sistema de distribución de baja y media tensión (1.300.000 km de líneas), el cual es gestionado por Enedis (ex-ERDF), antes conocida como EDF-Gaz de France Distribution. Enedis (ex-ERDF) se separó de EDF-Gaz de France Distribution en 2008 como parte del proceso de separación total de las actividades de EDF y GDF Suez¹¹

3. Alemania

En Alemania, varias empresas regionales son de propiedad estatal o están controladas en parte por el Estado. Por ejemplo EnBW (Energie Baden-Württemberg) una empresa energética que proporciona una gran variedad de servicios básicos: electricidad, gas, así como servicios energéticos y medioambientales, además de la eliminación y el reciclaje de residuos¹².

Los dos controladores principales de la empresa son la compañía alemana OEW (Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke) y el Estado de Baden-Wurtemberg, cada uno de ellos con una participación del 45,01%¹³, el resto corresponde a accionistas minoritarios.

Según lo declarado en su reporte anual, la empresa suministra energía a alrededor de 5,5 millones de clientes diferenciados en dos grupos: El grupo de clientes B2C incluye clientes minoristas, pequeñas empresas comerciales, el sector inmobiliario, industria y agricultura. El grupo de clientes B2B incluye grandes empresas comerciales y empresas industriales, así como redistribuidores, servicios municipales, autoridades locales y entidades públicas¹⁴.

¹⁰ Disponible en: <https://chile.edf.com/es>

¹¹ Disponible en: <https://www.enedis.fr/nous-connaitre/notre-histoire>

¹² Disponible en: <https://www.enbw.com/company/what-we-do/>

¹³ En diciembre de 2010, el Estado de Baden-Wurtemberg adquirió la participación del 45% que poseía Électricité de France

¹⁴ Disponible en: <https://www.enbw.com/media/report/report-2023/downloads/integrated-annual-report-2023.pdf>

Referencias

-Alkhuzam A., Arlet J., Lopez Rocha S. (2018). Private versus public electricity distribution utilities: Are outcomes different for end-users?. Disponible en : <https://blogs.worldbank.org/en/developmenttalk/private-versus-public-electricity-distribution-utilities-are-outcomes-different-end-users> (consultado el 26/08/2024)

-Gassner K., Popov A. y Pushak N. (2009). "Does Private Sector Participation Improve Performance in Electricity and Water Distribution?". Trends and policy options ; no. 6. Bank for Reconstruction and Development / The World Bank. Disponible en : Disponible en: https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sites/ppp.worldbank.org/files/documents/ebook-Trends_20Policy_20Options-6-PSP_20water_20electricity_20-20KGassner_20APopov_20NPushak.pdf (consultado el 26/08/2024)

Nota aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)

IV.- CONSIDERACIONES Y CONCLUSIONES APROBADAS POR LA COMISIÓN.

I. CONSIDERACIONES GENERALES

La creación de la Comisión Especial Investigadora tiene su origen en una serie de eventos climáticos extremos que afectaron diversas regiones de Chile entre los años 2023 y 2024, dejando al descubierto importantes deficiencias en la infraestructura y en la respuesta institucional para enfrentar emergencias asociadas a la interrupción de servicios básicos esenciales como la electricidad y el agua potable. Estos sucesos no solo causaron daños materiales significativos, sino que afectaron directamente los derechos y calidad de vida de cientos de miles de

usuarios, generando una situación crítica que movilizó la atención pública, política y mediática.

Chile es un país propenso a la ocurrencia de eventos climáticos y desastres naturales que tienen amplia repercusión en la infraestructura pública y privada. En cada uno de estos hechos son las personas las principales afectadas, especialmente cuando producto de dichos eventos ocurre la interrupción de los servicios básicos, como la luz y el agua, sin los cuales las ciudades, los pueblos y, en general, todo lugar con presencia de gente no puede desarrollar normalmente sus actividades, su quehacer diario y su economía. Además de ser profundamente perjudicial para determinados grupos, como el caso de los electrodependientes.

Entre los años 2023 y 2024, tanto los clientes del servicio de electricidad como los del servicio de agua potable vieron un incremento de sus cuentas a lo largo de estos años; sin ir más lejos, la cuenta de la luz ha mantenido un alza sostenida desde junio del año 2023, en lo que algunos han llamado un “sinceramiento tarifario”. A su vez, las cuentas del agua también se encuentran en un alza gradual, la que en algunos casos llegará, durante el 2025, hasta el 5%.

La alianza público-privada que nuestro país ha fomentado para el desarrollo de la industria, por medio de un marco normativo y regulatorio que facilita dicha colaboración; si bien ha permitido alcanzar niveles elevados de desarrollo en el ámbito hídrico-sanitario y eléctrico, amerita una revisión permanente y una urgente modernización, especialmente para mejorar la relación entre las empresas y el Estado.

Tanto la empresa privada como el Estado invierten permanentemente en obras sanitarias y en la mejora de la infraestructura eléctrica. De igual forma, esta última ha sufrido cambios radicales desde el año 2017, cuando se crea el Sistema Eléctrico Nacional, que conecta desde la región de Arica a los Lagos. Este cambio significó unir cuatro sistemas que no operaban de forma conjunta.

No obstante, entre el 2017 y el 2024, con leves variaciones, las cifras de corte han ido, por regla general, al alza; esto además de haber marcado el año 2024 el por registro histórico sin suministro eléctrico, con 27,6 horas promedio.

Cabe hacer presente que estos “cortes de luz” tienen una injerencia real y directa en lo que respecta a una serie de servicios, como el de Internet, telefonía y el del agua potable, especialmente los sistemas de agua potable rural, los que no pueden seguir operando sin electricidad y requieren de medidas especiales.

En este contexto, la Comisión Especial Investigadora buscó analizar detalladamente las responsabilidades específicas de todos los actores

involucrados, tanto públicos como privados, identificando las causas profundas de estos problemas estructurales y proponiendo cambios normativos y operativos necesarios para evitar que situaciones similares se repitan en el futuro. Esta iniciativa responde directamente al mandato constitucional y legislativo que tiene el Congreso Nacional para fiscalizar y velar por el interés público, asegurando la prestación continua y eficiente de servicios fundamentales para la ciudadanía.

Los cortes de luz y agua afectan directamente el buen funcionamiento de las comunidades y de las grandes urbes; también ponen en entredicho la capacidad del Estado de Chile de hacer frente a emergencias y de dar una respuesta oportuna. Además, estos eventos han evidenciado problemas relacionados con la información disponible, la atención y priorización de clientes, como también el personal dispuesto por las empresas para enfrentar esto. En igual sentido, la institucionalidad que protege al consumidor no logra dar una respuesta satisfactoria a los usuarios afectados.

Esta comisión expresa su preocupación por las falencias que los cortes de luz y agua dejan en evidencia, especialmente en lo que respecta al manejo de las emergencias que de estos derivan. Lo anterior, en un país que debe estar preparado para hacer frente a los desastres naturales dada su historia con estos. Por razones estratégicas, las actuaciones del Estado de Chile en el diseño, planificación y financiamiento de la infraestructura sanitaria y eléctrica deben responder a la realidad del país.

Los cortes de servicios básicos dejan al descubierto una serie de falencias, que solo van en desmedro de los clientes, pero que de igual forma afectan la imagen de nuestro país, exponiendo su frágil infraestructura ante problemas que ya son parte de la cotidianidad, predecibles o esperables. No es normal ni esperable que, ante el corte de estos, su reposición pueda llegar a demorarse más de una semana.

Los eventos de 2024 evidenciaron que la infraestructura nacional presenta graves falencias estructurales¹, especialmente en relación con el mantenimiento preventivo, la capacidad de drenaje urbano y la insuficiencia en la planificación territorial frente a eventos climáticos extremos. Estas vulnerabilidades fueron expuestas dramáticamente por fenómenos naturales como los intensos temporales con fuertes vientos y lluvias que dejaron sin electricidad a más de 398.000 usuarios en todo el país², destacando particularmente los más de 224.000 afectados solo en la Región Metropolitana.

¹ <https://www.elmostrador.cl/juego-limpio/2024/08/06/las-extraordinarias-anomalias-que-dejaron-a-chile-a-oscuras/>

² <https://www.revistaei.cl/crean-comision-para-investigar-cortes-de-luz-y-agua-en-el-contexto-de-eventos-climaticos/>

II. PRINCIPALES FALENCIAS IDENTIFICADAS EN EL MARCO DEL DESARROLLO DE LA COMISIÓN INVESTIGADORA.

Ante los hechos ocurridos a principios del año 2025, el corte del suministro eléctrico, que afectó al país desde Arica hasta la región de Los Lagos, la información que se ha dado a conocer por prensa, frente a las actuaciones del Servicio Nacional del Consumidor y las actuaciones que las instituciones directamente incumbentes ante un corte de servicio eléctrico deben realizar, especialmente después de los cortes de 2023 y 2024, esta comisión hace presente la necesidad de seguir investigando las actuaciones de las instituciones del Estado en estos hechos.

Con todo, en el marco del desarrollo de la presente comisión, que se avocó a los cortes producidos por eventos climáticos entre el 2023 y 2024, existen temas que son preocupantes y que ameritan una atención especial, más allá de aquellas que se tienen de forma temporal con determinados factores que pueden afectar el buen funcionamiento del servicio. Estos, independiente del motivo por el cual se genera el corte de suministro, deben ser, a juicio de esta comisión, de especial atención para las instituciones del Estado y los privados incumbentes.

1. Problemas en la coordinación interinstitucional.

Esta Comisión hace presente su preocupación ante la falta de coordinación permanente entre las empresas transmisoras y distribuidoras con los órganos de emergencia, como el Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres.

De igual manera, hace presente que la figura del secretario regional ministerial, encargado de enlace en caso de emergencias, aparta a este de sus funciones principales, lo que amerita repensar la forma en que se están enfrentando este tipo de crisis; además de la necesidad de contar con un protocolo de emergencias a nivel nacional, que operativice el manejo de las mismas, agilizando la respuesta y soluciones.

Esta comisión también ha detectado que la falta de oportuna coordinación en la poda de árboles resulta perjudicial para la infraestructura eléctrica, especialmente cuando la responsabilidad de la misma no es asumida por una sola entidad, sino que participan diversos actores. Dada esta situación, urge una modificación a la legislación actual, que permita robustecer las sanciones a los dueños negligentes y obligue a los municipios a coordinar de forma activa, permanente y preventiva con las empresas distribuidoras de energía.

2.- Falta de información oportuna.

Las empresas distribuidoras no han demostrado una capacidad de respuesta en caso de emergencias; además de no contar con un servicio al cliente adecuado, la falta de información en cuanto a los tiempos de reposición de servicio ha sido una conducta permanente durante los cortes de luz, especialmente en eventos climáticos.

A su vez, urge mejorar la coordinación entre las empresas de distribución eléctrica y los sistemas de agua potable rural, los que requieren de generadores para seguir funcionando.

Las instituciones del Estado deben tener claridad y total información sobre lo ocurrido, pues estas, junto con las empresas, son las encargadas de dar respuesta oportuna a la población afectada.

3.- Problemas de diseño para en la coordinación preventiva.

Esta comisión expresa su preocupación ante la diferencia que existe en las coordinaciones entre los secretarios regionales ministeriales de Energía y los otros actores involucrados en la materia. En el caso de la región Metropolitana, esta mantiene una “mesa de calidad del servicio eléctrico”, la cual no se replica a nivel nacional, por lo que debe considerarse por parte del Gobierno la regulación de esto, para que se replique de forma permanente.

Es necesario, a juicio de esta comisión, que existan protocolos e instrucciones permanentes a los secretarios regionales ministeriales de energía, que permita replicar las buenas practicas entre lo público y privado, mejorando la coordinación.

4.- Reformas al sistema sanitario.

Resulta evidente que la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) presenta diversas debilidades en cuanto a la prevención y reacción efectiva frente a emergencias climáticas. Los principales problemas identificados son la insuficiencia de acciones preventivas, lentitud en la fiscalización efectiva, limitada capacidad de anticipación ante situaciones críticas, deficiencias en la coordinación interinstitucional y dificultades en la comunicación pública durante las emergencias. Esta comisión conmina a dicha institución a ejecutar acciones destinadas a mejorar sus funciones y poner atención en los siguientes puntos:

- A) Necesidad de coordinación entre las empresas distribuidoras de energía y los sistemas de agua potable rural.

En la actualidad no todos cuentan con generadores eléctricos; aquello afecta a los más desplazados y no permite un servicio regular para las zonas rurales. La Superintendencia de Servicios Sanitarios debe garantizar

que las distribuidoras y las APR mantengan contacto y mecanismos de trabajo ante emergencias.

- B) Creación de protocolos para enfrentar emergencias, mejorar la coordinación con SENAPRED y mejorar los canales de información para la población.

5.- Tiempos de reposición y calidad del sistema.

Tanto en lo que respecta al suministro eléctrico como al suministro de agua potable, los tiempos de espera en la reposición del servicio son importantes para los clientes, ya que impactan directamente en sus vidas, rutinas y trabajos.

El tiempo promedio de reposición de los cortes de energía del año 2024, que marcaron 27,6 horas promedio, superaron las cifras del 2017, por lo que no se evidencia mejoras o aprendizaje de situaciones previas.

6.- Necesidad de revisión del sistema “Empresa Modelo”.

Este sistema, que es utilizado desde 1989, comienza a evidenciar problemas y obsolescencia, toda vez que no ha logrado que las empresas operen de manera eficiente y tampoco que estas produzcan al mínimo costo.

A casi treinta y seis años de su aplicación, urge explorar nuevos esquemas de regulación para aquellos mercados cuyas características son las de un monopolio de carácter natural. La tarifa de los sectores de distribución eléctrica y sanitarios no se condicen con la calidad del sistema.

Se requiere un sistema que responda a la realidad actual del mercado y cautele a los consumidores del servicio.

5.- Necesidad de información y fiscalización en torno a los softwares utilizados para la operación de los servicios eléctricos y sanitarios.

La actualización y modernización permanente son necesarias para un país que busca el desarrollo. La infraestructura y los sistemas que permiten la buena operación de los servicios básicos ameritan una especial fiscalización por parte de las Superintendencias correspondientes, con miras a evitar ataques a los mismos o la obsolescencia de estos.

En complemento, las autoridades regulatorias y fiscalizadoras, como la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), han reconocido importantes desafíos

regulatorios y operativos que complicaron una reacción más eficiente y rápida durante los eventos que motivaron la presente comisión.

La evidencia recolectada muestra que, aunque existían procedimientos normativos claros, su implementación práctica fue insuficiente, resultando en prolongadas interrupciones que excedieron ampliamente los estándares establecidos en la normativa vigente.

6.- Mejorar al trato al Consumidor.

Desde distintas organizaciones civiles, como la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (CONADECUS), se ha cuestionado fuertemente la gestión y respuesta de las empresas prestadoras de servicios básicos. Las críticas más significativas han apuntado a la lentitud en la reposición del suministro eléctrico, la falta de información clara y oportuna hacia los usuarios afectados y la insuficiente preparación de las compañías para enfrentar contingencias de esta naturaleza, aspectos que han sido abordados directamente en las sesiones de la Comisión Investigadora.

III. EL ROL DE LA EMPRESA PRIVADA

Si bien la Cámara de Diputados y Diputadas carece de facultades coercitivas que permitan la comparecencia obligatoria de privados, especialmente cuando estos realizan labores estratégicas para el Estado, es necesario contar con un marco normativo robusto, que haga obligatoria la asistencia a las sesiones de las comisiones investigadoras a los representantes de las empresas privadas, que, producto de sus funciones estratégicas e importancia para el buen funcionamiento del país, mantienen contratos con el Estado. Existen una serie de consideraciones que esta comisión debe hacer presente y que significan en la actualidad un problema. Estos son:

1. Falencias en los servicios de atención al cliente, especialmente en la atención automatizada.
2. Falta de coordinación permanente y preventiva con los municipios.
3. Infraestructura deficiente.
4. Agilizar el retiro del cableado en superficie y el soterramiento de los cables. En la actualidad es un factor de riesgo considerable, que puede poner en peligro la vida y la salud de las personas, además de ser una infraestructura que colapsa fácilmente.

De igual forma, la Comisión considera pertinente mencionar el rol que jugaron las empresas distribuidoras durante los cortes entre 2023 y 2024, al respecto hacemos presente:

a) Sobre el rol de la Compañía General de Electricidad (CGE)

Conforme a los antecedentes recabados por la Comisión Especial Investigadora, se evidencian claras responsabilidades atribuibles a la Compañía General de Electricidad (CGE), especialmente respecto a su deficiente respuesta ante los eventos climáticos ocurridos durante 2023 y 2024. Lo anterior en virtud de las exposiciones realizadas por autoridades regionales y representantes de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios (CONADECUS).

Esto, pues quedó de manifiesto por parte de la Comisión de la preocupación por la falta de preparación y la lenta respuesta de la CGE frente a las emergencias derivadas de eventos climáticos severos, destacando particularmente la afectación a usuarios electrodependientes y los prolongados cortes de suministro eléctrico que impactaron gravemente a las comunidades.

Situación que se reafirma con lo señalado por CONADECUS, que subrayó que las acciones implementadas por CGE fueron insuficientes, destacando especialmente la tardanza en la movilización de cuadrillas técnicas, situación que se prolongó hasta varios días después del inicio de las emergencias.

Mismas críticas que realizaron a la Comisión los representantes de la Comisión Nacional de Energía (CNE), quienes enfatizaron problemas estructurales relacionados con el modelo de gestión operativa de la CGE, haciendo énfasis en la discrepancia entre los estándares que establece la normativa regulatoria y la realidad operativa de la compañía durante situaciones críticas.

La comisión a lo largo de su mandato recibió críticas recurrentes sobre la limitada capacidad de CGE para cumplir con los protocolos establecidos para la atención y reposición del servicio eléctrico. Destacaron especialmente los problemas relacionados con la cantidad insuficiente de cuadrillas disponibles y la demora en trasladar equipos de apoyo provenientes de otras regiones, situación corroborada en terreno por diversas autoridades regionales, como los seremis de Energía de O'Higgins y Valparaíso, quienes reportaron extensos períodos sin suministro eléctrico, superando incluso los estándares mínimos exigidos por la normativa técnica.

b) Sobre el Rol de la Empresa Nacional de Electricidad (ENEL)

Esta comisión expresa su molestia, al no poder contar con la comparecencia de actores como ENEL -habiendo sido invitada en tres oportunidades-, empresa que recurrentemente se encuentra en el centro de la

polémica, ya sea por la calidad de sus servicios o por los dichos de su gerente, quien, posteriormente a los cortes de luz de agosto del 2024, comparó la situación en Chile con eventos similares en Estados Unidos, señalando que: "En Florida se quedaron dos semanas sin luz; nadie se ha quejado". Este tipo de dichos afecta la confianza de las personas y las instituciones públicas en la empresa privada.

De los cortes producidos en agosto del año 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó graves contravenciones a la normativa que esta debe cumplir en materia de atención a electrodependientes. Es decir, Enel no habría entregado los equipos de respaldo requeridos y no habría atendido de forma debida a quienes requirieron atención para electrodependientes.

IV. EL ROL DEL ESTADO

a. Sobre el rol de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

En el contexto del trabajo desarrollado por la Comisión Especial Investigadora sobre la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), se ha logrado establecer un cuadro general que refleja diversas deficiencias en cuanto al cumplimiento de sus funciones de fiscalización, manejo preventivo y reacción frente a emergencias provocadas por eventos climáticos en el período comprendido entre 2023 y 2024.

Del examen riguroso de la documentación aportada y las discusiones generadas, es posible afirmar que la actuación de la SEC se caracterizó por una postura fundamentalmente reactiva y no preventiva. Esta situación, reconocida en parte por la superintendente Marta Cabeza durante la sesión del 25 de noviembre de 2024, subrayó dificultades en la capacidad de anticipación y coordinación frente a emergencias climáticas severas, hecho que impactó negativamente en la gestión oportuna y eficaz de la crisis.

Asimismo, durante el desarrollo de las sesiones, se evidenció claramente que los mecanismos institucionales de alerta temprana y prevención no fueron activados con la diligencia debida, generando graves retrasos en la respuesta frente a los eventos meteorológicos adversos. Esto permite concluir que las acciones fiscalizadoras y de control no fueron suficientes ni oportunas para evitar prolongadas interrupciones en el suministro eléctrico, afectando severamente a la ciudadanía.

En particular, la Superintendencia mostró notorias dificultades en el cumplimiento de su rol supervisor en relación con las concesionarias de distribución eléctrica, según quedó patente en diversas intervenciones recogidas durante las sesiones de diciembre de 2024. Las empresas distribuidoras supervisadas por la SEC no demostraron estar preparadas

adecuadamente para enfrentar emergencias, ni implementaron protocolos eficientes de comunicación pública, circunstancia que agravó el impacto de la crisis entre los usuarios afectados.

Cabe destacar que la SEC no fiscaliza la inversión de las distribuidoras y no hay sanciones a la falta de protocolos de emergencias. La SEC tampoco tiene facultades preventivas, cuestión que limita su actuación.

Es importante destacar que, aunque se informó acerca del inicio de procesos sancionatorios posteriores a los eventos críticos, la falta de medidas preventivas o fiscalizaciones más rigurosas y sistemáticas antes de ocurrir las emergencias se considera una deficiencia grave en el ejercicio de las responsabilidades institucionales de la SEC. Este hecho fue reiteradamente señalado por diputados y autoridades invitadas a las sesiones, manifestando preocupación por la ausencia de una estrategia sólida y proactiva que permitiese mitigar de manera anticipada las consecuencias negativas de los eventos climáticos.

b. Sobre el rol de la Superintendencia de Servicios Sanitarios

En virtud de los antecedentes proporcionados a la Comisión Especial Investigadora, se identifican responsabilidades importantes en la gestión y fiscalización realizadas por la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS), relacionadas específicamente con la capacidad institucional para enfrentar adecuadamente emergencias derivadas de eventos climáticos durante el período 2023-2024. Lo anterior, en virtud de las declaraciones, exposiciones y debates desarrollados durante las sesiones, particularmente destacadas en las intervenciones del subsecretario de Obras Públicas y representantes técnicos de la SISS durante las sesiones ordinarias.

Durante la exposición efectuada el 25 de noviembre de 2024, quedó en evidencia que la SISS cuenta con procedimientos estándar de fiscalización en casos de emergencias y eventos críticos; sin embargo, estos procedimientos reflejan una preocupante lentitud y limitación en su ejecución práctica durante los episodios más severos ocurridos entre los años 2023-2024. A pesar de que la superintendencia señaló en dicha instancia que ha habido avances en la implementación de medidas preventivas, estas se mostraron insuficientes ante la magnitud y recurrencia de los eventos climáticos, particularmente en términos de coordinación con las empresas sanitarias responsables del suministro de agua potable, dejando a gran parte del país sin suministro por extensos periodos de tiempo y sin posibilidad de atención alguna a estos usuarios.

Asimismo, en las sesiones subsecuentes, especialmente las celebradas los días 2 y 9 de diciembre, se observaron críticas hacia la gestión reactiva, y no preventiva, de la SISS frente a situaciones previsibles. Estas críticas

apuntaron principalmente al manejo deficitario de situaciones críticas en regiones como O'Higgins, Maule y Biobío, donde las interrupciones prolongadas del suministro de agua potable generaron serios perjuicios a la población. La tardanza en la supervisión efectiva y la falta de anticipación en la coordinación de respuestas rápidas, según se destacó en el debate, fueron elementos reiterativos que expusieron claramente las responsabilidades institucionales de la SISS.

La Comisión pudo recoger que las empresas sanitarias fiscalizadas por la SISS no cumplieron adecuadamente con los protocolos establecidos ante emergencias, mostrando graves falencias en su capacidad de respuesta operativa y comunicacional. En este contexto, la SISS, como organismo encargado de velar por el cumplimiento normativo, mostró serias deficiencias en la fiscalización sistemática de dichos protocolos, lo cual quedó manifiesto en la sesión del 2 de diciembre de 2024, cuando los representantes institucionales tuvieron que reconocer demoras significativas en la aplicación efectiva de sanciones y medidas correctivas.

Otro aspecto preocupante identificado en las discusiones fue la limitada capacidad institucional para evaluar anticipadamente el riesgo asociado a los sistemas de distribución de agua potable, específicamente frente a fenómenos meteorológicos extremos que han incrementado su frecuencia e intensidad. Se hizo especial hincapié en la sesión del 9 de diciembre en la necesidad imperiosa de mejorar sustancialmente los mecanismos de evaluación y mitigación de riesgos en coordinación con otras entidades gubernamentales y las propias empresas concesionarias.

La SISS fue cuestionada también por la insuficiencia en la articulación efectiva con otros organismos del Estado involucrados en la prevención y respuesta ante emergencias, situación que incrementó notablemente los efectos negativos de las crisis ocurridas. Tal fue el caso evidenciado en múltiples intervenciones donde se señaló una clara necesidad de fortalecer los canales de comunicación interinstitucional, a fin de lograr una respuesta más rápida y coordinada en futuras emergencias.

c. Rol del Coordinador Nacional Eléctrico

De acuerdo con los antecedentes presentados y discutidos en el marco de la Comisión Especial Investigadora, se ha podido constatar responsabilidades específicas atribuibles al Coordinador Eléctrico Nacional relacionadas particularmente con la eficacia operativa y la gestión adecuada frente a eventos climáticos ocurridos entre los años 2023 y 2024.

Lo anterior, pues durante la exposición del Coordinador y su equipo, quedó en evidencia que éste tiene como función principal garantizar una operación segura y eficiente del sistema eléctrico. No obstante, la magnitud y frecuencia de las interrupciones del suministro eléctrico durante los eventos climáticos mencionados revelaron una serie de debilidades en términos operativos, sobre todo en lo que respecta a la planificación anticipada y la capacidad de respuesta inmediata frente a emergencias eléctricas.

Estas falencias generaron preocupaciones significativas en la comisión, que cuestionó la suficiencia de los protocolos operacionales y las acciones preventivas implementadas por el Coordinador.

En particular, se plantearon inquietudes acerca de la demora en la aplicación efectiva de procedimientos de recuperación de servicio tras las interrupciones ocasionadas por eventos climáticos severos. Estas inquietudes se profundizaron al quedar patente la insuficiencia en los mecanismos de coordinación y comunicación efectiva con las empresas generadoras y transmisoras del sistema eléctrico. En consecuencia, se generaron tiempos de respuesta prolongados que afectaron significativamente a los usuarios, aspecto reiterado por varios diputados durante las discusiones de la sesión mencionada.

Asimismo, se observó que la fiscalización por parte del Coordinador sobre la calidad del mantenimiento preventivo de las líneas de transmisión y subestaciones, aunque técnicamente existente, no mostró el nivel de rigurosidad necesario para evitar que condiciones climáticas adversas produjeran interrupciones generalizadas.

Las exposiciones revelaron que la complejidad técnica del sistema eléctrico nacional, con más de 800 agentes involucrados, requiere no solo un monitoreo constante y altamente especializado, sino también una fiscalización más efectiva y rigurosa en términos preventivos, aspecto claramente insuficiente según se reflejó en las exposiciones e intervenciones en la comisión.

d. El rol de las Secretarías Regionales Ministeriales de Energía.

Las exposiciones realizadas por los secretarios regionales ministeriales pertenecientes a la cartera de Energía evidencian un mecanismo de trabajo que no se encuentra unificado a nivel nacional, esto tanto en las labores preventivas como en la emergencia mismas.

También es necesario hacer presente que la figura del Seremi delegado en caso de emergencias aleja a este de su tarea principal.

Cabe hacer presente que estas autoridades deben abarcar regiones completas y realidades diametralmente opuestas en un mismo territorio.

Dada esta realidad, a juicio de la presente comisión el Ministerio de Energía debe instruir la creación de protocolos de prevención y actuación en caso de emergencias.

Es necesario que estas jueguen un rol más activo en la coordinación y prevención.

V. PROPUESTAS.

Conforme a lo ya señalado, esta comisión viene en realizar las siguientes propuestas:

a. A la Comisión Nacional de Energía:

El sistema eléctrico resulta estratégico para cualquier país y para cualquier economía, y en lo que respecta a los Sistema Sanitario Rural (SSR) también se presenta una preocupante dependencia de estos a los primeros, por lo que se requiere una intervención pública permanente y constante en la provisión de un servicio público eficiente y de calidad para los consumidores, coordinando el actuar público y privado con dicho objetivo final.

La experiencia de nuestro país, desde la privatización de los servicios de agua potable y energía eléctrica, es que estos se encuentran en su gran mayoría, en manos de empresas públicas pero extranjeras, lo que debe ser abordado hoy en día como un tema no sólo de mercado sino de seguridad pública, dadas las consecuencias que hemos visto por la falta de suministro en estos ámbitos.

De igual modo, el desarrollo de la llamada “empresa modelo” presenta cierto grado de obsolescencia que a juicio de los parlamentarios que integramos esta comisión impide colocar exigencias mínimas a las empresas del rubro, y que se traducen en un modelo diseñado de forma diametralmente distinta a la realidad, por ejemplo, considerando que la empresa modelo de energía eléctrica utiliza cables de aluminio en circunstancias que estos son mayoritariamente de cobre, lo que impide cubrir los reales costos de las empresas y la afectación a los consumidores dados los robos de dicho material.

Es por esto que está Comisión propone a la CNE un estudio del sistema de empresa eficiente denominado “empresa modelo” que permita actualizar sus parámetros, o derechamente mutar a un sistema distinto que se ajuste a nuestra realidad, considerando: a) la eventual intervención del Estado o de más competidores en el mercado, que redunde en un mejor servicio para los ciudadanos-consumidores; b) la sinceridad de costos y beneficios del sistema, que permita ser un atractivo para las empresas en la inversión especialmente en transmisión y distribución eléctrica; y c) en la seguridad nacional dadas las consecuencias que pueden ocasionar los masivos y prolongados cortes de suministro.

b. A la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:

Es evidente que la Superintendencia debe tener un rol preventivo, lo que resulta imprescindible no sólo en la coordinación interinstitucional con organismos como Senapred, sino también en lo que respecta a su relación con las empresas eléctricas. Es en ese sentido, que vemos como una urgente necesidad el pronto despacho del Boletín 17064-08 que modifica sus facultades en dicho sentido, y que se encuentra actualmente en el Senado de la República, para su discusión.

Sin embargo, difícil resulta exigir a la SEC algo tan simple como un número determinado de cuadrillas de emergencia a las empresas distribuidoras, puesto que nuevamente nos encontramos con el obstáculo estructural de la denominada “empresa modelo” que no permite más que una empresa utópica, hoy día alejada de los requerimientos reales de la ciudadanía, y que limita el actuar de un órgano en esencia fiscalizador.

Empero, es preciso sí abordar la necesidad de que la SEC adopte procedimientos claros y eficientes de comunicación con la ciudadanía en casos de emergencia, a través de la coordinación que realiza el Senapred, aspecto que impacta fuertemente en el sentido de abandono y desprotección de los usuarios. Lo anterior sumado a la necesidad de priorizar los canales alternativos de comunicación en las emergencias, desde radios comerciales o comunitarias hasta otros mecanismos a los que la población tenga acceso, a través de internet u otros medios tecnológicos.

c. A la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS)

Resulta evidente que la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) presenta diversas debilidades en cuanto a la prevención y reacción efectiva frente a emergencias climáticas. Los principales problemas identificados son la insuficiencia de acciones preventivas, lentitud en la fiscalización efectiva, limitada capacidad de anticipación ante situaciones críticas, deficiencias en la coordinación interinstitucional y dificultades en la comunicación pública durante las emergencias.

Por ello se propone:

1. Fortalecer significativamente la capacidad preventiva de la SISS mediante la implementación de sistemas avanzados de evaluación y gestión del riesgo. Esto incluye desarrollar herramientas tecnológicas que permitan monitorear en tiempo real el estado de la infraestructura sanitaria, prever situaciones críticas y actuar proactivamente para mitigar potenciales fallos en los sistemas antes de que ocurran emergencias.

2. Reforzar y ampliar la fiscalización continua sobre las empresas sanitarias concesionarias, exigiendo mayores estándares de preparación para emergencias climáticas. Es fundamental establecer protocolos claros y detallados, cuya observancia sea obligatoria y esté sujeta a estrictas auditorías periódicas por parte de la SISS, acompañadas por sanciones ejemplares en casos de incumplimiento. Paralelamente, se debe implementar una coordinación interinstitucional robusta que involucre a otros organismos estatales vinculados con la gestión de crisis.

3. Mejorar considerablemente la estrategia comunicacional de la SISS, especialmente durante emergencias. Para ello, resulta clave establecer mecanismos efectivos de información pública y transparente que aseguren una comunicación rápida y precisa con la ciudadanía. La creación de una plataforma digital centralizada y fácilmente accesible podría facilitar la interacción y entrega oportuna de información crítica a los usuarios, contribuyendo así a reducir la incertidumbre y mejorar la percepción ciudadana respecto al manejo institucional de las crisis sanitarias.

d. Al Coordinador Nacional Eléctrico

Las principales debilidades detectadas en el seno de la Comisión en la gestión del Coordinador Eléctrico Nacional se relacionan con insuficiencias en la planificación anticipada, demoras en la respuesta operativa frente a emergencias climáticas, deficiencias en la fiscalización preventiva del mantenimiento de infraestructura eléctrica y limitaciones en la comunicación pública durante las crisis.

Para abordar estas dificultades, se propone:

1. Fortalecer significativamente la planificación preventiva mediante la adopción de sistemas avanzados de modelación y simulación de emergencias climáticas. Estas herramientas tecnológicas permitirían anticipar escenarios críticos, evaluar potenciales vulnerabilidades del sistema eléctrico nacional y establecer planes de contingencia específicos para minimizar la duración y alcance de las interrupciones.

2. Robustecer la fiscalización preventiva sobre el mantenimiento de infraestructura eléctrica. Esto podría incluir auditorías técnicas periódicas más exhaustivas y estrictas hacia las empresas generadoras y transmisoras, estableciendo estándares de mantenimiento claramente definidos y obligatorios. La rigurosidad

de estos controles debe ser acompañada de sanciones claras y contundentes en caso de incumplimientos, generando un incentivo fuerte para la prevención efectiva.

3. Una mejora sustancial en la estrategia de comunicación pública del Coordinador durante emergencias eléctricas. Esto implica desarrollar protocolos transparentes y ágiles que aseguren la entrega rápida, clara y precisa de información hacia la ciudadanía. La implementación de una plataforma digital interactiva que centralice la información relevante podría contribuir notablemente a reducir la incertidumbre pública y mejorar la percepción de la gestión institucional durante futuras crisis eléctricas.

e. Al Ministerio de Energía.

A partir del estudio encargado a la CNE sobre la llamada “empresa modelo”, analizar la procedencia, factibilidad y oportunidad de presentar un Proyecto de Ley que actualice la forma de regular el mercado eléctrico considerando las actuales necesidades de los consumidores, la seguridad y soberanía nacional, y la protección a la libre competencia.

De igual modo, ante situaciones de emergencia se sugiere al ejecutivo instruir a los Delegados Presidenciales a no asignar determinadas comunas a los Secretarios Regionales Ministeriales de la cartera de Energía, de tal modo que puedan realizar un trabajo transversal en todas las comunas de su región, en coordinación con los demás organismos.

Dadas las problemáticas planteadas respecto de las personas electrodependientes y su necesidad de comunicación segura y constante con las empresas, se sugiere al ejecutivo dar urgencia al Boletín 17425-08, originado en una moción parlamentaria que aborda dicha problemática.

En este mismo sentido, es preciso que el Ejecutivo plantee un programa que permita a los Sistema Sanitario Rural (SSR) transitar a mecanismos de energía renovable que les permitan no depender del suministro eléctrico del sistema, dado que afecta doblemente a la ciudadanía de espacios rurales perder ambos servicios básicos, de utilidad pública, al mismo tiempo, sin tener que depender de fuentes no renovables o de falta de mantención.

Finalmente, y ante la necesidad planteada por las empresas y las autoridades competentes, se sugiere modificar legislativamente, por un lado, los procedimientos de compensación legal a los usuarios, para que no demoren 2 o más años como en la actualidad, lo que aumenta la sensación de abandono de parte del Estado en los ciudadanos en el suministro de estos servicios básicos; y por otro lado, que se envíe un proyecto de ley que aborde procedimientos y sanciones para aquellos

particulares que no acaten el necesario corte de árboles o la poda respectiva con grave riesgo de afectación del suministro eléctrico, o que no autorice el ingreso de las empresas respectivas con dichas finalidades.

f. Fomentar la promoción de generación distribuida.

Esta comisión considera que el Estado debe facilitar la promoción de la generación distribuida domiciliaria y a las pymes, dado que el sistema actual no facilita ni la promueve, porque el sistema de fijación de tarifas obliga a las empresas a la venta de energía.

Finalmente, esta comisión aprueba la remisión del presente informe al Presidente de la República, al Ministerio de Energía, a la Comisión Nacional de Energía, a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, a la Superintendencia de Servicios Sanitarios y al Ministerio de Obras Públicas.

LAS CONSIDERACIONES Y CONCLUSIONES DE LA COMISIÓN FUERON APROBADAS POR UNANIMIDAD.

VOTARON A FAVOR LA DIPUTADA SEÑORA MARCELA RIQUELME Y LOS DIPUTADOS SEÑORES ROBERTO ARROYO, FERNANDO BÓRQUEZ, JORGE BRITO, RUBÉN DARÍO Y JAIME MULET.

V.- DIPUTADO INFORMANTE.-

LA COMISIÓN DESIGNÓ COMO DIPUTADO INFORMANTE A JAIME MULET MARTÍNEZ.

Tratado y acordado en sesiones celebradas los días martes 20 de noviembre de 2024; lunes 25 de noviembre de 2024; lunes 2 de diciembre de 2024; lunes 9 de diciembre de 2024; lunes 16 de diciembre de 2024; lunes 20 de enero de 2025; lunes 3 de marzo de 2025; martes 4 de marzo de 2025; martes 11 de marzo de 2025; lunes 24 de marzo de 2025 y miércoles 26 de marzo de 2025, con la asistencia de las siguientes señoras y señores diputados: Roberto Arroyo Muñoz; Fernando Bórquez Montecinos; Jorge Brito Hasbún; Andrés Celis Montt; Rubén Darío Oyarzo; Marta González Olea; Benjamín Moreno Bascur; Jaime Mulet Martínez; Marcela Riquelme Aliaga; Alexis Sepúlveda Soto; Marco Antonio Sulantay Olivares; Nelson Venegas Salazar, y Cristóbal Urruticoechea Ríos.



SALA DE LA COMISIÓN, a 27 de marzo de 2025.

ROBERTO FUENTES INNOCENTI
Secretario de la Comisión