



COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR ANTECEDENTES SOBRE LAS ACTUACIONES DEL GOBIERNO RELACIONADAS CON LA FISCALIZACIÓN, COORDINACIÓN, OPERATIVIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, ENTRE LOS AÑOS 2024 Y 2025. (CEI 68).

ACTA DE LA SESIÓN 10ª, CELEBRADA EL LUNES 21 DE JULIO DE 2025, DE 19:35 a 20:32 HORAS.

SUMARIO

Se recibió al Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo; al Director Ejecutivo, señor Ernesto Huber Jara; a la Consejera, señora Bernardita Espinoza Valdivia y a los Consejeros, señores Carlos Finat Díaz y Humberto Espejo Paluz.

- Se abrió la sesión a las 19:35 horas.

I.- PRESIDENCIA

Presidió el titular, diputado Jorge Brito Hasbún.

Actuó como Abogada Secretaria de la Comisión María Cristina Díaz Fuenzalida, como abogada ayudante Macarena Correa Vega y como secretaria ejecutiva Paula Batarce Valdés.

II.- ASISTENCIA

Asistieron los integrantes de la Comisión: diputados y diputadas Yovana Ahumada Palma, Juan Carlos Beltrán Silva, Fernando Bórquez Montecinos, Jorge Brito Hasbún, Cosme Mellado Pino, Jaime Mulet Martínez, Hugo Rey Martínez y Marcela Riquelme Aliaga. El diputado Benjamín Moreno Bascur fue reemplazado por el diputado Cristián Andrés Araya Lerdo de Tejada.

En calidad de invitados asistió el Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo, acompañado por el Director Ejecutivo, señor Ernesto Huber Jara; la Consejera, señora Bernardita Espinoza Valdivia; los Consejeros, señores Carlos Finat Díaz y Humberto Espejo Paluz; el Director de





Comunicaciones Externas, señor Andrés Pozo Barceló y el asesor externo del Coordinador Felipe Venegas Pozo.

III.- ACUERDOS

No hubo.

IV.- CUENTA¹

Se recibió una nota del Comité Republicano mediante la cual comunica que el diputado Cristián Araya reemplazará al diputado Benjamín Moreno en la sesión de hoy. **SE TOMÓ CONOCIMIENTO.**

V.- ORDEN DEL DÍA

Iniciando el orden del día, expuso el **Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo** con base a una presentación².

Sostuvo que el *blackout* del 25 de febrero de 2025, fue una perturbación causada por la intervención no autorizada de una central en el norte del país, lo que generó una pérdida de 500 MW, posteriormente recuperados. Alertó sobre múltiples incumplimientos normativos, en especial de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), 79 de los cuales no entregaron información requerida, y solo 16 respondieron al requerimiento de la SEC, reflejando una preocupante cultura del incumplimiento.

También señaló que han enviado cerca de 20 oficios a la SEC por posibles incumplimientos detectados, y que la fiscalización debe ser proactiva y rigurosa, ya que la falta de consecuencias fomenta la inacción de las empresas. Destacó la necesidad de modernizar el sistema eléctrico y la normativa vigente, incluyendo la incorporación de tecnologías como medidores inteligentes, mejoras en transmisión zonal y la implementación de reactores de control de tensión en la zona norte. Finalmente, subrayó que el CEN ha propuesto una hoja de ruta para la descarbonización, pero no tiene facultades regulatorias, por lo que solo puede hacer recomendaciones.

Complementó el **Director Ejecutivo, señor Ernesto Huber** quien explicó que tras el apagón del 25 de febrero se inició un trabajo estructurado en cuatro ejes: gestión de riesgos, plan de acción, enfoque estratégico y fortalecimiento inmediato del sistema. Se

¹ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=361208&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

² https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=359662&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION



instruyeron auditorías técnicas a Interchile y Transelec, ajustes en protecciones de generadoras y recomendaciones normativas sobre inversores renovables. Las medidas de mediano y largo plazo se enfocan en prevenir fallas, contener su propagación, recuperar el servicio rápidamente y mejorar continuamente.

Destacó la necesidad de nuevas tecnologías, simulaciones avanzadas y mejoras en el control de tensión, así como capacitaciones a operadores y una plataforma para monitorear el cumplimiento normativo. Cerró enfatizando que enfrentar los desafíos de la transición energética requiere compromiso de toda la industria y un esfuerzo colaborativo para elevar los estándares de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

El **Consejero, señor Carlos Finat** advirtió que el principal aprendizaje del apagón del 25 de febrero es la creciente cultura del incumplimiento por parte de varias empresas coordinadas, lo que pone en riesgo la operación del sistema eléctrico. Destacó que muchas centrales cambiaron parámetros sin avisar, lo que agravó la falla, y denunció la falta de entrega de modelos técnicos claves solicitados desde 2022. Asimismo, criticó que de los 80 equipos Unidad Autónoma de Monitoreo (UAM) instalados para registrar fallas, menos de 30 hayan funcionado correctamente.

Insistió en que el cumplimiento normativo no es negociable y que estándares como el 99,5% de disponibilidad del sistema Scada deben respetarse. Subrayó que el CEN no tiene herramientas coercitivas y que se necesita mayor fiscalización por parte de la SEC. Finalmente, defendió la labor del Coordinador frente a críticas sin respaldo y señaló que el costo de las mejoras propuestas es muy inferior al impacto económico del *blackout*, estimado en 400 millones de dólares.

El CEN remitió a la Comisión un informe que contiene medidas y recomendaciones para fortalecer la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional³ y los antecedentes⁴⁻⁵ pertinentes que sustentan los puntos abordados durante su exposición en esta sesión.

³ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=359664&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

⁴ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=359704&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

⁵ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=361008&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION



El desarrollo en extenso del debate se encuentra en el archivo de audio digital, según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 256 del Reglamento de la Cámara de Diputados y en el acta taquigráfica que se adjunta al final de este documento.

El video de la sesión se encuentra disponible en la siguiente dirección electrónica:
<https://www.camara.cl/prensa/Reproductor.aspx?prmCpeid=4745&prmSesId=80391>

Habiéndose cumplido el objeto de la presente sesión, se levantó a las 20:32 horas.

MARÍA CRISTINA DÍAZ FUENZALIDA
Abogada Secretaria de la Comisión

**COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA SOBRE LAS ACTUACIONES DEL
GOBIERNO RELACIONADAS CON LA FISCALIZACIÓN, COORDINACIÓN,
OPERATIVIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, ENTRE LOS AÑOS 2024 Y 2025**

Sesión 10^a, celebrada en lunes 21 de julio de 2025,
de 19:35 a 20:34 horas.

Preside el diputado señor Jorge Brito.

Asisten las diputadas Yovana Ahumada y Marcela Riquelme, y los diputados Cristián Araya, en reemplazo del diputado



Benjamín Moreno; Juan Carlos Beltrán, Fernando Bórquez, Cosme Mellado, Jaime Mulet y Hugo Rey.

Concurren, en calidad de citados, el presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo, acompañado del director ejecutivo, señor Ernesto Huber Jara; de la consejera, señora Bernardita Espinoza Valdivia; de los consejeros, señores Carlos Finat Díaz y Humberto Espejo Paluz; del director de la Unidad de Comunicaciones Externas y Relaciones Institucionales, señor Andrés Pozo Barceló, y del asesor externo de dicha entidad, señor Felipe Venegas Pozo.

TEXTO DEL DEBATE

-Los puntos suspensivos entre corchetes [...] corresponden a interrupciones en el audio.

El señor **BRITO** (Presidente).- En el nombre de Dios y de la Patria, se abre la sesión.

El acta de la sesión 8ª se declara aprobada.

El acta de la sesión 9ª queda a disposición de las señoras diputadas y los señores diputados.

La señora Secretaria dará lectura a la Cuenta.

*-La señora **DÍAZ**, doña María Cristina (Secretaria), da lectura a la Cuenta.*

El señor **BRITO** (Presidente).- Muchas gracias.



La presente sesión tiene por objeto recibir al Coordinador Eléctrico Nacional, no sin antes mencionar que se trata de la última sesión de audiencias de la comisión.

Luego de la semana distrital, nos volveremos a reunir para acordar el contenido del informe final. Por esta razón, les solicito que quienes tengan interés en trabajar en las propuestas de borrador nos compartan sus contactos, de modo que nuestros asesores puedan conformar un grupo en el que sea posible construir los mayores acuerdos.

Durante la sesión anterior escuchamos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y en esta oportunidad nos acompaña el presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo, acompañado por el vicepresidente de la entidad, señor Jaime Peralta Rodríguez; de la consejera, señora Bernardita Espinoza Valdivia; de los consejeros, señores Carlos Finat Díaz y Humberto Espejo Paluz; del director ejecutivo, señor Ernesto Huber Jara; del director de la Unidad de Comunicaciones Externas y Relaciones Institucionales, señor Andrés Pozo Barceló, y del asesor externo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Felipe Venegas Pozo.

A continuación, escucharemos la exposición de nuestros invitados y, posteriormente, abriremos el uso de la palabra para que los integrantes de la comisión puedan plantear sus consultas u observaciones.

Recordemos que a lo largo del desarrollo de esta comisión hemos buscado identificar los hechos que originaron el apagón, la demora en la reposición del suministro y la caída



de las comunicaciones, así como proponer las modificaciones normativas necesarias para mejorar el sistema eléctrico nacional.

Sin otro particular, tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, por su intermedio agradezco a la comisión haber aceptado nuestra solicitud para participar en esta instancia.

Anteriormente expusimos cómo se produjo y propagó el *blackout*, así como el proceso de recuperación del servicio. Hoy queremos cerrar este ciclo presentando las medidas y recomendaciones orientadas a fortalecer la seguridad del sistema eléctrico, con el objeto de que, ojalá, no se repita una situación como la ocurrida el pasado 25 de febrero. Se trata de medidas que han trabajado nuestros equipos técnicos, con miras a dicho objetivo.

La lámina que vemos en la presentación ya la revisamos anteriormente, pero solo quiero reiterar que no tenemos facultades de regulación, ni de fiscalización, ni de sanción a las empresas coordinadas. Hago hincapié en esto porque, tal como señalamos, la causa del *blackout* fue la falta de cumplimiento normativo por parte de algunas empresas.

¿Qué hemos hecho? El 25 de febrero asumimos el compromiso de adoptar medidas inmediatas y proponer otras de mediano y largo plazo que se requieran para fortalecer la seguridad del sistema eléctrico. Hasta la fecha, en estos cinco meses,



nuestros equipos técnicos y la Dirección Ejecutiva han tomado una serie de acciones para cumplir con ese objetivo.

Detallamos esas acciones en la presentación, pero quiero destacar dos: la primera es que se contrataron análisis independientes del evento y se instruyeron auditorías, también realizadas por entidades independientes, respecto de ciertas situaciones identificadas en algunas empresas coordinadas, y la segunda es que hemos trabajado con expertos del sector en la identificación de las medidas que vamos a exponer hoy, en los horizontes de mediano y largo plazo, para fortalecer la seguridad del sistema eléctrico.

En resumen, durante estos meses hemos trabajado intensamente con esa mirada.

Por cierto, tenemos que ver el apagón como un punto de inflexión que, por decirlo de alguna manera, debe iluminar la visión de futuro. Como consecuencia de esto, durante el proceso de análisis, hemos detectado que ha existido una serie de incumplimientos normativos por parte de las empresas, que evidencian una situación que afecta seriamente la seguridad del servicio. En este ámbito, no podemos permitir que esta situación de incumplimientos normativos se transforme en algo permanente y siga profundizando la debilidad de la seguridad del servicio del sistema.

Para revertir esta situación, necesitamos que todos los organismos que participan en este sector cumplan con sus roles. En ese sentido, es particularmente importante el rol de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que es fiscalizar. A la fecha, como Coordinador Eléctrico



Nacional (CEN), solo respecto del 25 de febrero, informamos más de veinte situaciones de incumplimiento normativo, dos de las cuales fueron muy relevantes. Luego entregaré antecedentes a la señora Secretaria.

La primera dice relación con el envío de los informes de falla a las 48 horas de ocurrido el evento. Hubo numerosas empresas que no lo entregaron y, como señalé anteriormente, la pérdida de visibilidad del sistema Scada y de las vías de comunicación fue un caso inédito.

Asimismo, el 3 de marzo de 2025 informamos a la superintendencia el listado de empresas que no estaban cumpliendo con los estándares de desempeño del sistema Scada. Esto es particularmente relevante, puesto que no podemos coordinar lo que no podemos ver, por lo cual el rol fiscalizador y proactivo de la SEC es fundamental para preservar la seguridad del servicio.

También las empresas deben cumplir con las normas técnicas. Como coordinados, una de las obligaciones es cumplir con los estándares técnicos y, como coordinador, debemos operar el sistema e informar de las situaciones detectadas que den cuenta de eventuales incumplimientos normativos.

En la lámina que ven en pantalla hay algunos ejemplos de incumplimientos. Tal como señalé, uno es la falta de cumplimiento de los estándares de disponibilidad de los sistemas de información en tiempo real, entendidos como los sistemas Scada, a través de los cuales visualizamos la red y podemos coordinar su operación, además de la existencia de



los canales de voz para comunicarse con los centros de operación y dar instrucciones.

Como se dijo anteriormente, se deben cumplir rigurosamente las solicitudes de trabajo para hacer intervenciones en la red. Sin embargo, el 29 de marzo de 2025, nuevamente una empresa intervino sin permiso y provocó una perturbación que, si bien se propagó, no tuvo mayor consecuencia que la pérdida de consumo durante algunos minutos.

El señor **BRITO** (Presidente).- ¿Hubo un apagón el 29 de marzo?

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- No fue apagón, fue una perturbación, y ocurrió porque, en la zona norte del sistema, una central intervino equipos de media tensión sin autorización. Eso provocó una falla y hubo un desprendimiento de, si no me equivoco, 500 megavatios, los cuales fueron recuperados posteriormente. Algo parecido ocurrió el 3 y 5 de abril, pero no a causa de intervenciones. En ese caso, los efectos de la propagación obedecieron a equipamiento que no estaba configurado donde debía estar.

Eso del cumplimiento normativo también es inédito, por eso quiero destacar el comportamiento de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) durante el evento. Detectamos un eventual incumplimiento normativo por parte de ellos, por falta de entrega de información. La SEC hizo lo que se denomina procesalmente como "traslado" a 79 empresas de este segmento, que fueron las que no entregaron información, pero solo 16 de ellas respondieron a dicho requerimiento. En otras



palabras, ni siquiera atienden las consultas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y eso es grave. Para nosotros, no contar con esa información nos impide hacer los análisis detallados del evento. En paralelo, vemos que tampoco le responden a la autoridad fiscalizadora, lo que exige que la fiscalización sea rigurosa y proactiva.

Después tenemos otras situaciones que también han sido informadas en relación con elementos para hacer análisis del comportamiento del sistema.

Por último, tal como decía, ya enviamos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) información de alrededor de veinte situaciones de incumplimiento, que detectamos a raíz del 25F, y estamos a la espera de obtener el *feedback* respectivo.

Señor Presidente, si le parece, le cederé el uso de la palabra a don Carlos Finat.

Gracias.

El señor **BRITO**.- Tiene la palabra, señor Finat.

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, en relación con lo que se acaba de plantear, es el mayor aprendizaje que deja el lamentable evento del 25 de febrero de 2025. Lamentablemente, estamos caminando hacia la instauración de una verdadera cultura del incumplimiento en las empresas coordinadas por nosotros.

Se supone que todos actúan de buena fe y en cumplimiento de la ley, pero al momento de requisar la información, el listado de incumplimientos es muy grande, a tal punto que así



lo demuestra y confirma un estudio para el cual se contrató a la Universidad de Chile, específicamente a la doctora Claudia Rahmann, que afirma que el *blackout* no habría sido total si las empresas, efectivamente, hubiesen tenido los ajustes que habían sido verificados por el coordinador. Esos ajustes cambiaron en varias centrales, lo que significó que estas se desconectarán en un momento en que no debían desconectarse, y así profundizaron la falla.

El señor **BRITO**.- ¿Puede remitirnos el estudio?

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Sí, este viernes recibiremos la versión final y se lo enviaremos. Es más, si lo desea, podemos coordinar una presentación de la doctora Claudia Rahmann sobre esto. Quedamos a vuestra disposición.

Ahora bien, esa conclusión es, por lejos, clara e indiscutiblemente el aprendizaje más importante, al menos en mi opinión y de acuerdo con mi experiencia de años en este sector.

Necesitamos el apoyo de la superintendencia mediante la fiscalización y sanciones, porque es la única institución que cuenta con las herramientas coercitivas para forzar el cumplimiento de algo, competencia que el CEN no tiene. Nosotros podemos constatar la falla, pedir y mandar cartas, solicitar reuniones y hasta pararnos frente a la puerta de la empresa, pero la respuesta es la misma: hay incumplimiento. No son todas las empresas, por supuesto, pero hay un grupo lo suficientemente importante, en diferentes materias y frentes,



que genera una situación de inseguridad en la operación del sistema.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Presidente, por su intermedio quiero complementar lo dicho por el consejero Carlos Finat, ya que, justamente, esa falta de fiscalización hace que las empresas no reaccionen cuando se les piden cosas, porque no hay consecuencias por no enviar la información a tiempo, por no enviarla o por no cumplir con el estándar. Entonces, como no hay consecuencias, estamos derivando a esta especie de cultura del incumplimiento.

Con su venia, el director ejecutivo detallará las medidas que hemos implementado, así como las que tenemos definidas para el mediano y largo plazo.

El señor **BRITO**.- Tiene la palabra, señor Huber.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Buenas noches, señor Presidente, por su intermedio saludo también a los integrantes de la comisión.

Como ustedes ven en la lámina proyectada, una vez recuperado el servicio, tras el apagón, el equipo del Coordinador Eléctrico Nacional comenzó a trabajar en analizar el evento, con el convencimiento de que una situación como esa no debía volver a repetirse.

En particular, se trabajó en cuatro ejes: en el reconocimiento y gestión de los riesgos del sistema; en el plan de acción integral y priorizado para focalizar el trabajo de estas medidas; en racionalización y foco



estratégico, y en una respuesta inmediata y fortalecimiento estructural del sistema.

Cabe destacar que las medidas que se presentan en esta ocasión requerirán el compromiso de la industria, y son complementarias a otras que puedan tomarse en el marco de la regulación y fiscalización, así como en los procesos y eventuales inversiones que requiera el sector.

La lámina siguiente muestra las medidas que ya fueron instruidas a las empresas coordinadas. Algunas ya fueron realizadas y otras están en curso y, si bien son muchas, me enfocaré en las más relevantes.

Se instruyó a la empresa Interchile modificar sus esquemas de comunicaciones para ajustarlos a las exigencias normativas actuales. Esta instrucción no fue acatada por Interchile, hecho que está en conocimiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

También se instruyó una auditoría técnica completa a la infraestructura de la línea de Interchile, entre Nueva Cardones y Polpaico, después de que se produjeran nuevas fallas en dichas instalaciones y se superaran los estándares permitidos y establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, situación que está actualmente en curso.

Asimismo, se instruyó una auditoría técnica al Scada y a los sistemas de comunicación de la empresa Transelec, a raíz del problema que dice relación con la recuperación del servicio en el apagón del 25 de febrero de 2025. Esta situación también está en curso, tal como una auditoría a



Interchile, y esperamos tener los resultados de estas dos auditorías a mediados de agosto de este año.

Siguiendo con las medidas ya instruidas a las empresas coordinadas, cabe señalar que se ordenó a las centrales PMGD verificar los ajustes de sus protecciones, de acuerdo con la norma técnica que aplica a estos pequeños medios de generación, para que implementaran las correcciones correspondientes, lo cual también está en curso, y actualmente se está revisando el volumen de información recibido a la fecha.

De igual manera, se instruyó actualizar y corregir algunos ajustes de protecciones a las empresas coordinadas que sean propietarias de unidades generadoras que desconectaron sus instalaciones durante el proceso de propagación, situación que ya está realizada.

También se envió al Ministerio de Energía una recomendación normativa para incorporar requerimientos técnicos de inversores, que son los controladores de las plantas renovables variables, particularmente del tipo *grid-following* y *grid-forming*.

Esta información fue tomada por el regulador, por el ministerio y por la Comisión Nacional de Energía, y actualmente se incorpora, a través de una consulta pública, tanto en la norma técnica como en un anexo técnico específico que habla de la robustez de la red eléctrica.

En relación con las secuencias de las medidas de mediano y largo plazo -que presentaremos en las siguientes láminas-, estas están establecidas en cuatro dimensiones, que pueden



ver ahí, que dicen relación con la prevención y mitigación *ex ante*, para evitar fallas y la causa raíz, como la que vimos el 25 de febrero; la contención de la propagación de las fallas, cuando ocurran estas situaciones; la recuperación rápida del servicio, cuando haya que aplicar el plan de recuperación de servicio, y, posteriormente, el aprendizaje y la mejora continua en relación con eventos de esta naturaleza.

En la dimensión de prevención y mitigación *ex ante* -cuyo detalle se encuentra en la lámina-, quiero destacar solo algunos elementos. Por ejemplo, la implementación de nuevas herramientas tecnológicas que permitan detectar, en forma automática, situaciones de riesgo y confiabilidad para apoyar la toma de decisiones en el despacho en tiempo real.

Asimismo, se propone establecer nuevos requerimientos para la prestación de servicios complementarios de control dinámico de tensión por parte de plantas renovables solares y eólicas. También acelerar la implementación de simulaciones avanzadas de transitorios electromagnéticos del sistema eléctrico, con el objeto de modelar y analizar situaciones que puedan poner en riesgo el sistema.

Esta es una materia muy técnica, pero muy relevante de cara a lo que es la transición energética y para la incorporación masiva de plantas renovables solares y eólicas que utilizan este tipo de tecnologías.

El señor **BRITO** (Presidente).- Las preguntas específicas sobre lo que se va exponiendo, ¿podemos hacerlas en el



momento, para facilitar el entendimiento, o prefieren que termine la presentación?

Me imagino que se trata de la exposición de las cuatro áreas de medidas.

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, quiero complementar lo que está diciendo nuestro director ejecutivo con un ejemplo práctico de este incumplimiento que mencionábamos anteriormente.

Me refiero a los modelos especiales, que son, en definitiva, ecuaciones matemáticas que representan el comportamiento de las centrales. Eso es fundamental para modelar y prever cómo funcionará el sistema frente a determinadas fallas, sin necesidad de realizar pruebas *in situ*, sino a través de un modelo matemático en un computador.

De esos modelos, que se vienen pidiendo desde 2022, hemos recibido, hasta la fecha, un número muy bajo.

El señor **BRITO** (Presidente).- Es importantísimo, porque en energía se intenta balancear la carga con la generación. Me imagino que ese es el rol del Coordinador Eléctrico Nacional: orientar cómo se logrará ese balance.

Entiendo que no hay ningún sistema que unifique todos los puntos de generación y consumo para realizar ese análisis. ¿O existe un sistema unificado? ¿Cómo se lleva a cabo ese proceso?

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Efectivamente, para representar el comportamiento del sistema eléctrico existen



modelos eléctricos que permiten incorporar toda esa información de las distintas unidades generadoras, líneas de transmisión y todos los elementos que componen el sistema eléctrico, para evaluar el comportamiento en situaciones de riesgo, por ejemplo, en determinadas instalaciones del sistema.

El señor **BRITO** (Presidente).- Ha solicitado la palabra la señora Espinoza.

La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, es superimportante que esos modelos cuenten con toda la información de las distintas instalaciones.

Pero si adolecemos de información de modelos de algunas instalaciones, sea porque no nos llega o porque se encuentra desactualizada, evidentemente esas modelaciones no son todo lo certeras que requerimos.

El señor **BRITO** (Presidente).- Es decir, estamos a años luz de tener unificado un sistema en tiempo real. Porque hoy la tecnología nos permite... En mi casa, puedo controlar cuánta energía entra al medidor desde mi teléfono. Entonces, a nivel escala.

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, para poner esto en perspectiva: tenemos capacidades de simulación bastante buenas desde el punto de vista del comportamiento lento del sistema, es decir, cuando una falla evoluciona de una manera lenta. Pero cuando esa falla es rápida, por ejemplo, como la del 25 de febrero, que implicó una



desconexión de una enorme cantidad de energía en muy poco tiempo, se necesita recurrir a modelos llamados EMT, que analizan el comportamiento en milisegundos o, incluso, microsegundos.

En esos casos, debido a que no contamos con la información, a pesar de haberla solicitado reiteradamente sin éxito, debemos aplicar modelos estándares o modelos tipo. Evidentemente, estos no se acercan todo lo que quisiéramos a la simulación de la falla ni permiten saber qué es lo que pasaría bajo ciertas condiciones.

El señor **BRITO** (Presidente).- ¿Cuál es la información que no se envía? ¿Se trata de datos como cuánta energía se ha generado en un instante de tiempo?

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Lo que no se envía es el modelo, las ecuaciones que reflejan cómo se comporta la central eléctrica instalada en el sistema eléctrico nacional.

El señor **BRITO** (Presidente).- Me imagino que está disponible la tecnología como para implementar sensores que permitan monitorear, desde el Coordinador Eléctrico Nacional, en tiempo real, el funcionamiento de cada generadora.

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Los tenemos. Es parte del sistema de información en tiempo real, el sistema Scada. Pero también -y aquí hay otro incumplimiento- está la red UAM, compuesta por sistemas que registran, de manera muy precisa y con muchas muestras por segundo, el comportamiento.



Existen ochenta de estos equipos instalados a lo largo de todo Chile. Sin embargo, la información que pudimos rescatar de esos sistemas para analizar la falla fue menor a treinta, si no me equivoco. Vamos a solicitar que se instalen más, porque, en realidad, en cada central debería haber uno.

El señor **BRITO** (Presidente).- ¿Autónomo, que funcione en caso de emergencia?

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, quiero señalar, tal como lo dije en la carta que vamos a entregar, que el nivel de cumplimiento de desempeño de los sistemas de información en tiempo real es bajo. Incluso, hay empresas que presentan cumplimiento cero y disponibilidad cero. No envían los datos.

El señor **BRITO** (Presidente).- Por lo que indica, a eso habría que sumarle que no tienen canal de voz.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Lo tienen indisponible. Porque este número que está en la carta, considera tanto la disponibilidad de envío de datos como los canales de voz.

Por lo tanto, comprenderán que, si alguien no envía los datos, es muy difícil coordinar el sistema. Y si el nivel de reportabilidad es bajo, también. Es decir, si se pasa del 99,5 por ciento -que es el estándar- al 89,5 por ciento, significa que durante más de un mes no se enviaron datos. En consecuencia, el impacto es muy grande.

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra la diputada Marcela Riquelme.



La señora **RIQUELME** (doña Marcela).- Señor Presidente, por su intermedio, sobre este punto, respecto de la falta de datos que se ha constatado, ¿se hizo la denuncia?

Porque don Carlos dijo algo así como que, si las empresas hubiesen seguido las directrices dadas por este coordinador, el *blackout* no habría ocurrido.

¿Se constató eso al momento de producirse el *blackout*? ¿O se verifica de forma permanente? Por ejemplo, si fiscalizo, superviso o reviso si se cumplen las directrices que estoy dando, ¿lo hago una vez al mes, una vez al año o solo cuando ocurre un evento de estas características?

Si las empresas no están informando, ¿significa que nunca han informado? ¿O que no han informado antes? ¿Se ha representado esa falta de información de las empresas?

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, para responder a la consulta de la diputada Riquelme, tal como mencioné, tenemos -y dejaremos copia- una carta con fecha 3 de marzo, en la que hacemos presente a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sobre el bajo desempeño tras las cifras de una serie de empresas en la entrega de información al sistema de información en tiempo real.

Normativamente, debemos informarlo una vez al año a la SEC, a través del informe del artículo 1-14; sin embargo, usted comprenderá que una vez al año no es mucho. No obstante, además, lo publicamos mensualmente en nuestro sitio web.

A raíz del *blackout*, decidimos informar anticipadamente a la SEC sobre lo que está pasando, ya que esto está impactando



en la seguridad de servicio. Está haciendo que no se tenga visibilidad del sistema, que afecte mi labor de coordinación y, por ende, afecta la seguridad de servicio del sistema. En verdad, no tengo conocimiento de que no hayan respondido esto.

El señor **BRITO** (Presidente).- Muchas gracias.

Señor Huber, si usted quiere referirse a los otros puntos, puede hacerlo, porque quedó más o menos claro cómo funciona o no funciona el sistema de entrega de información.

Tiene la palabra el señor Ernesto Huber.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, me referiré a la dimensión de contención de la propagación de las fallas.

En la imagen vemos que una medida importante es mejorar el control de tensión dinámico del sistema, especialmente en zonas de baja fortaleza y robustez, a través del aporte de las centrales renovables variables, que tienen que colaborar con la fortaleza y la inercia del sistema, y también de los sistemas de almacenamiento que se están incorporando de manera masiva en nuestro sistema eléctrico nacional.

Respecto del Plan de Defensa ante Contingencias Extremas (PDCE), es necesario incorporar escenarios más exigentes, desde el punto de vista de la alta participación de energía renovable variable y el necesario aporte que deben realizar estas tecnologías mediante el uso de inversores del tipo *grid-forming* o *grid-following* y también para los sistemas de almacenamiento.



Asimismo, la implementación de modificaciones que se están incorporando en la consulta de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio que mencionaba. Se incorpora una línea de acción para efectos de implementar lo que se indica en esta norma técnica en relación con los inversores del tipo *grid-forming* y *grid-following*.

En cuanto a la recuperación expedita del servicio, se deben introducir nuevos escenarios y nuevas exigencias en el Plan de Recuperación de Servicio (PRS), cuya versión actualizada se encuentra actualmente en la etapa de recibir observaciones por parte de la industria. Posteriormente, vamos a atender esas observaciones y publicar la nueva versión de dicho plan.

De igual forma, se debe diseñar e implementar un cronograma integral de capacitación, perfiles de entrenamiento y certificación para operadores de salas de control, integrando las mejores prácticas internacionales sobre la materia.

En relación con la dimensión de aprendizajes y mejora continua, se requiere hacer un procedimiento interno para estandarizar y automatizar la recepción masiva de información técnica asociada a la elaboración de los informes o estudios de análisis de falla, para hacer más eficiente el proceso y permitir el análisis detallado de los eventos.

También vamos a implementar una plataforma de gestión y control de los cumplimientos normativos de las empresas coordinadas.

Asimismo, y para finalizar, tenemos un sistema que se adapta a los desafíos.

A modo de conclusiones, podemos señalar las siguientes:



El plan de medidas presentado por el coordinador es parte de un proceso de mejora continua, el que debe abarcar toda la industria eléctrica.

Más allá de las responsabilidades de cada actor, evitar que se repita una situación como la ocurrida el pasado 25 de febrero exigirá un trabajo acucioso y exigente a todos los actores del sector, empresas e instituciones.

Esta exigencia responde al acelerado proceso de transición energética y a la transformación tecnológica que está experimentando nuestro sistema, que está aumentando los desafíos operacionales del sistema, tanto en las funciones que están dentro del ámbito del Coordinador Eléctrico Nacional, como en aquellas que compete a las empresas, al regulador y al ente fiscalizador.

Esperamos que este plan permita avanzar sobre medidas concretas, cuyo desarrollo pueda monitorearse y controlarse, en un escenario donde la exigencia de los usuarios y del sistema crecerá acorde a los desafíos de la transición energética.

El Coordinador Eléctrico Nacional invita a todos los actores del sector a contribuir a este proceso de mejora continua, para lo cual reitera su disposición y apertura al diálogo, así como a la colaboración para que el sistema eléctrico nacional eleve sus estándares de seguridad y confiabilidad del suministro, con el objetivo de entregar a las futuras generaciones un sistema eléctrico más seguro, confiable, sostenible y resiliente.

Gracias, señor Presidente.



El señor **BRITO** (Presidente).- Muchas gracias por la presentación.

Tiene la palabra el señor Carlos Finat.

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, tengo un comentario muy breve.

Está abierta la invitación a colaborar, a discutir y a conversar con las empresas y las instituciones del sector, pero en lo cual no vamos a transar es en el cumplimiento normativo. Si la norma señala que el cumplimiento de la disponibilidad del sistema Scada es 99,5 por ciento, con 99,4 por ciento no está cumpliendo.

Esto es muy importante porque, hace algunas semanas, en una reunión en que estaba una importante empresa generadora, la ejecutiva a cargo nos dice que ellos están bien, porque han subido del 70 al 80 por ciento. Ese 20 por ciento corresponde a dos meses de indisponibilidad del sistema Scada equivalente.

Entonces, ustedes entenderán que no nos podemos contentar con menos del 99,5 por ciento, que es la regla. Eso es lo que se escribió y obedece a buenas prácticas internacionales. No es un invento de Chile, para hacer pasar malos ratos a las empresas; es lo que el sistema necesita para operar en los estándares actuales.

El señor **BRITO** (Presidente).- Muchas gracias.

Tiene la palabra el diputado Cosme Mellado.



El señor **MELLADO** (don Cosme).- Señor Presidente, el señor Juan Carlos Olmedo dijo que los oficios enviados a la SEC no han sido respondidos.

¿Podemos contar con copia de esos oficios? Si no hubo respuesta, podríamos hacer lo mismo desde esta comisión a la superintendencia.

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra la diputada Marcela Riquelme.

La señorita **RIQUELME** (doña Marcela).- Señor Presidente, sobre la misma pregunta del diputado Cosme Mellado, ¿es un informe o una denuncia?

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, respecto de la consulta del diputado Cosme Mellado, debo señalar que son oficios.

De acuerdo con el artículo 212°-4 de la ley, debemos informar a la superintendencia de situaciones que se constituyen en eventuales incumplimientos y la SEC es la que debe ponderar si eso efectivamente es un incumplimiento, que se hace mediante una carta, en la que se adjuntan los antecedentes. Queda a disposición todo nuestro equipo técnico, a fin de aportar los antecedentes adicionales que pueda requerir la SEC.

Desde luego, podemos enviarles copia de todos los oficios, ya que son públicos. Son cerca de veinte oficios y los vamos a hacer llegar a la brevedad a la comisión.



Ahora bien, deseo complementar algo que me quedó pendiente de la consulta de la diputada Riquelme referido a las protecciones. Las protecciones tienen dos instancias de revisión. Cuando se incorpora una central, se debe hacer un estudio de calibración de protecciones y ahí se definen las configuraciones que aquellas deben tener. Eventualmente, cuando hay cambios mayores en la red, también se hace un nuevo estudio y se define si son necesarias nuevas calibraciones.

Hay otro detalle: la norma técnica que emite la Comisión Nacional de Energía (CNE) obliga a todas las empresas a enviar las señales de las protecciones a un sistema de medición, pero solo a aquellas que están sobre 220.000 voltios. Por cierto, hay muchas protecciones que están bajo esa medición que no están incorporadas en ese sistema. En ese sistema, si alguien hace un cambio, llega el aviso de que alguien cambió algo ahí, pero solo a 220.000 voltios; no vemos hacia abajo. Entonces, puede ser algo tan extremo como que un día -para que veamos lo inoficioso que puede ser- enviamos a alguien a revisar y dice "sí, está", pero al día siguiente pueden cambiar la configuración y la visita no sirvió de nada.

Por eso, es importante el cumplimiento estricto de parte de las empresas coordinadas y una fiscalización rigurosa y proactiva.

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra la señora Bernardita Espinoza.



La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, respecto de lo que comentó nuestro presidente, tenemos miles de instalaciones en el sistema, las cuales, a su vez, tienen cientos de parámetros que deben cumplir con determinados ajustes. Estar verificando permanentemente algo que se puede cambiar en quince minutos es inoficioso e imposible. Por lo tanto, nosotros verificamos mediante todo un sistema cuando una instalación, tanto de generación como de transmisión, se conecta al sistema eléctrico nacional. En eso participa el coordinador y las empresas tienen la obligación de informar si van a hacer un cambio, para que concurramos a verificar que se estén cumpliendo los parámetros exigibles. Pero es imposible estar verificando todos los días, porque sería tener un ejército en terreno.

Tiene la palabra la diputada Marcela Riquelme.

La señorita **RIQUELME** (doña Marcela).- Señor Presidente, en la ley que crea el Coordinador Eléctrico Nacional, específicamente en su artículo 72°-2, en sus dos incisos finales, dice: "Para el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador formulará los programas de operación y mantenimiento, emitirá las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada y podrá solicitar a los Coordinados la realización de ensayos (...).".

Me quiero referir a eso, porque el inciso final, dice: "La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente



errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente artículo, serán sancionadas por la Superintendencia.”.

Nos queda claro que la superintendencia debe sancionar aquello, pero estas omisiones de información que no les llegan a ustedes, ¿se informan oportunamente a la superintendencia? Según esto, ¿se informa una vez al año o cuando ocurre el evento? En dicho caso, ¿nos podría remitir las informaciones, por ejemplo, del último año?

Gracias.

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo, presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, por su intermedio, para atender la consulta de la diputada Marcela Riquelme.

Efectivamente, existen algunas instancias normativas, como es el caso que hemos mencionado del informe del artículo 1-14 de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, que es un informe bastante completo, que tiene una serie de ítems, y la normativa dispone que lo informemos una vez al año. Dicho informe tiene un listado de situaciones que se constituirían en eventuales incumplimientos. Además, nosotros publicamos todos los meses una serie de informes que son de público acceso.

De hecho, la ley de la SEC dice que no necesita notificación para actuar; es decir, se puede actuar de oficio, y esa es información pública. Pero, además, cada vez



que detectamos situaciones de incumplimiento, se envían cartas a la SEC, haciendo presente la situación de eventual incumplimiento. Podemos enviarle los dos últimos años.

Asimismo, hay una disposición que señala que cada vez que hay una falla, la SEC, una vez que enviamos el informe de falla, tiene veinte días para emitir una resolución fundada, indicando si esa falla está sujeta o no a compensaciones. Pero no tenemos siempre acceso a esa información.

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra la consejera señora Bernardita Espinoza.

La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, para responder a la diputada Marcela Riquelme.

Además, cada vez que ocurre una falla, tenemos que hacer un informe de falla, denominado Estudio para Análisis de Falla (EAF), debemos requerir información a las empresas, y cada vez que las empresas no cumplen con entregar la información requerida, en el mismo EAF incluimos un anexo de incumplimientos, en el cual se le informa a la superintendencia las no entregas de información, conforme a lo que está establecido en la normativa, y eso es un poco más frecuente.

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra la diputada Marcela Riquelme.

La señorita **RIQUELME** (doña Marcela).- Señor Presidente, las personas nos han preguntado, a raíz de la sesión de la semana pasada, por las compensaciones -hablamos varios respecto de las compensaciones- en distribución, que no es de su resorte,



pero que son el doble; tiene un cálculo la compensación automática legal. Respecto de la transmisión, aquí se aclaró que son quince veces el valor hora. El mismo cálculo, pero quince veces.

Entonces, nos preguntaron, a raíz de la sesión anterior, ¿cuándo llegaba esa compensación? Nos dimos cuenta de que la compensación no ha llegado, porque para eso se necesita el cálculo de la falta del servicio de transmisión.

Por consiguiente, si las empresas no están informando aquello, ¿cómo vamos a hacer el cálculo para los consumidores? No sé si me explico.

¿Cómo le voy a decir al consumidor, usted va a recibir 30.000, si no tengo la información para poder hacer el cálculo de 15X, de lo que va a obtener para efectos de compensación? ¿Cómo se hace eso?

El señor **BRITO** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo, presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, por su intermedio, para atender la consulta de la diputada Marcela Riquelme.

Tal como comenté, la secuencia es cada vez que ocurra una perturbación, que puede ser cualquiera. El caso del apagón es la más extrema que enfrentamos y la más compleja por el volumen de información. Pero se produce una falla, las empresas tienen que emitir dos informes: uno a las 48 horas reportando todo lo que actuó y otro a los 5 días. Con eso, el



día 15 terminamos de elaborar el informe y se envía a la SEC, indicando qué instalaciones actuaron, cuál fue la posible causa, y con esa información la SEC debe determinar, mediante resolución fundada, si es una perturbación respecto de la cual corresponde el pago de compensaciones.

Hecho eso, conocida la energía no suministrada, la SEC tiene que emitir la instrucción de pago. Esa la recibimos nosotros y eso lo hace cada suministrador, y después el suministrador va a cobrar esos montos a quien fue el causante de la perturbación.

El caso del 25-F es algo más complejo, como ya lo hemos señalado, por la falta de entrega de información, y eso nos ha dificultado mucho llegar a concluir las causas.

De hecho, se señaló que el estudio de la doctora Claudia Rahmann, nos ha permitido identificar quiénes no tenían configuradas sus protecciones donde debían, y con eso ya podemos empezar a identificar la secuencia y quiénes serían los causantes de la propagación de la falla. Ese informe deberíamos tenerlo en los próximos días, y lo vamos a hacer llegar a la SEC para completar el proceso.

Como dato, al principio mostrábamos que recibimos más de 2.000 informes de falla por el 25-F, que hubo que procesar, ver si estaban completos, hacer requerimientos de información adicional. Ya vimos el caso de los PMGD, que 79 no entregaron información; que, ante requerimiento de la SEC, solo 16 entregaron información.



Entonces, hay una serie de vacíos que quedan por falta de información, y eso solo se resuelve con una fiscalización proactiva y permanente.

El señor **BRITO** (Presidente).- Por mi parte, anoté algunas afirmaciones que, creo, son buenas, porque también tenemos interés en cómo se puede mejorar la gobernanza. Algunas son: El apagón fue por un incumplimiento normativo; hubo numerosas empresas que no entregaron el informe de falla antes del plazo de 48 horas, como dice la norma. Además, estas empresas numerosas no cumplen con el canal de voz.

Sobre el estudio de la profesora de la Universidad de Chile, le pedimos que nos lo puedan hacer llegar.

Asimismo, no hay consecuencias por el incumplimiento normativo ni por no entregar la información solicitada.

Por consiguiente, aquí vamos a tener que invertir, sea en canales de información sea en canales de control. Han tenido alguna referencia de cuánto cuesta la creación de un sistema que permita dar lectura en tiempo real al funcionamiento de la generadora, y con eso no depender del envío de información, sino simplemente recibirla desde una central ubicada en el Coordinador Eléctrico Nacional. ¿De qué envergadura de inversión estamos hablando para hacer una inversión como esa?

En cualquier proceso de fiscalización siempre hay que entender cómo se va a alimentar la información. Si esto va a ser en forma automática, voluntaria, se despacha cada cierto tiempo.



Por lo que constato, entiendo que se tiene que enviar, que se debe poner a disposición, y me parece que, si queremos hacer una coordinación eficiente, efectiva, oportuna, sería necesario tener esto en tiempo real.

En segundo lugar, consulto si hay alguna otra estimación de inversiones que sean necesarias que las empresas realicen.

También pude ver, en la conversación que se originó, que la valoro porque es parte del debate democrático, a través de la prensa escrita, entre las empresas eléctricas y el Coordinador Eléctrico Nacional, donde las empresas, por una parte, acusaban deficiencias de gestión interna del Coordinador Eléctrico Nacional y modernizar su diseño institucional. Hablaban en esos términos.

¿Hay algo que ustedes consideren que sea atendible de las propuestas que han realizado? Me parece que con esas tres...

Por último, también es de interés que las compensaciones lleguen a tiempo. Hemos sabido que estos procesos se han demorado por no disponer de la información en forma oportuna. La superintendencia señala que, eventualmente, no se entrega toda la información en forma oportuna por parte del coordinador, y el coordinador, a su vez, señala que las empresas no entregan la información en forma oportuna.

Entendiendo que con un sistema inmediato dejaríamos de depender de la entrega de información, ¿hay alguna mejora organizacional que puedan proponer?

Tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, en primer



lugar, hoy tenemos unos dispositivos, en las distintas instalaciones, denominados unidades de lectura remota, que transmiten las señales desde la subestación, la central o la línea hacia la Scada de cada empresa, la cual reúne dichos datos y nos los envía a nuestro Scada.

Uno podría pensar un esquema alternativo en el cual nuestro Scada interrogara directamente cada remota. Ese es un proyecto que hay que evaluar, analizar y costear. Implicaría un *upgrade* relativamente relevante de nuestro sistema de Scada y asegurarnos de que van a estar las vías de comunicación confiables para que nos lleguen esos miles de unidades remotas.

Ahora bien, es una práctica internacional el esquema que tenemos hoy, de que llegan los datos a los Scada de las empresas y las empresas los transmiten. Lo importante es que esas instalaciones cumplan con el 99,5 por ciento, porque ese es su propósito. Y lo otro es que todos los Scada tienen un sistema de respaldo activo. Todo falla, por eso no se pide la norma en un ciento por ciento, porque sabemos que puede haber fallas. Pero con un 99,5 por ciento deberíamos tener una buena visibilidad y un buen desempeño del sistema. Igualmente, hemos pensado en explorar ese diseño a fin de cuantificar qué costo implicaría.

En cuanto a la estimación de inversiones, recientemente se hizo un análisis en que se incorporó una propuesta de inversión en la zona norte del sistema, a raíz de la ley de transición energética que contempló la definición de obras urgentes, que pueden ser próximamente licitadas, una vez que



la CNE concluya que esas son necesarias. La propuesta fue instalar un dispositivo de control de tensión en la zona norte del sistema, que técnicamente le llaman reactores, que es una bobina gigante para controlar las tensiones en ciertas condiciones operacionales.

Por cierto, cada vez que se hacen los planes de expansión estamos estudiando qué inversiones se requieren. Particularmente, en esta obra urgente pusimos el foco en lo más crítico hoy día, que es la transmisión zonal, en la cual se requiere efectuar una serie de inversiones que pusimos en conocimiento del ministerio y las enviamos conjuntamente a la CNE para cumplir con la instancia que establece la ley de que la CNE sancione cuáles de esas deben construirse en el plazo más breve.

Respecto del comentario de empresas eléctricas, el coordinador eléctrico tiene el foco en la modernización, y nuestra expresión más completa de ese enfoque de la modernización, en el marco del proceso de transición energética, es nuestra hoja de ruta para una descarbonización acelerada de la red. Esa hoja de ruta establece una serie de acciones para modernizar el sistema, tanto desde el punto de vista de nuestra gestión como del que deben hacer los coordinados, además de propuestas regulatorias que hay que implementar para modernizar el sistema.

Se requiere que se modernice tanto el sistema eléctrico como la normativa, y dentro de las propuestas modernizadoras que hemos impulsado están los estándares para los inversores de las centrales generadoras y los sistemas de batería. Y



ahora tenemos que ir a la fase de que eso se convierta en realidad, se convierta en normativa y sea exigible a toda nueva planta. Nosotros llegamos hasta proponer, no tenemos la fuerza para forzar esos cambios regulatorios.

El año pasado entregamos al ministro de Energía una propuesta para modernizar las reglas del mercado mayorista, que fue un estudio que contratamos a un experto internacional, y está la propuesta completa que puede ser transformada en un proyecto de ley.

En cuanto a nuestra gobernanza, básicamente estamos revisando nuestra estructura interna. Nosotros hemos hecho tres cambios a la estructura desde que partió el Coordinador Eléctrico Nacional y estamos permanentemente revisando vías para mejorar nuestro desempeño. Eso es algo que tenemos muy presente todos los consejeros. Nuestros consejeros tienen experiencia en las empresas y tenemos la capacidad de efectuar y consolidar esos cambios organizacionales.

Más que gobernanza, es el funcionamiento de la organización. La ley tiene muy claro el esquema de gobernanza, el de los ISO internacionales, y también una normativa estándar internacional. Como dije, siempre estamos revisando nuestra estructura organizacional, de manera de asegurarnos de que estamos en condiciones de cumplir con todas las obligaciones que nos impone la ley.

De las compensaciones, hay dos cosas: la norma técnica dispone que el coordinador eléctrico deba hacer los cálculos de las energías no suministradas hasta el punto donde llega su ámbito de acción, esto es las subestaciones primarias de



distribución. Sin embargo, entendemos que la SEC requiere entrar a las áreas de distribución y utilizar información que generan las distribuidoras, no el coordinador.

La SEC nos ha pedido a nosotros colaborar en concentrar esa información de las distribuidoras, que no es de nuestro ámbito, y hemos trabajado en reunir esa información, pero al no ser información nuestra no tenemos cómo entregarla si la distribuidora no la entrega; o sea, nos convertimos en una suerte de correo.

Si fuera nuestra información, la tendríamos disponible y la entregaríamos, pero es información de terceros, no la generamos nosotros. Además, es información detallada a nivel de distribución, de alimentadores, de comunas, de consumos de usuarios de la red de distribución.

Creo que las compensaciones serían mucho más expeditas, rápidas, si tuviéramos instalados los medidores inteligentes, porque registrarían el lugar, la cantidad de energía no suministrada, el tiempo que duró la interrupción y sería mucho más ágil. O sea, para acelerar las compensaciones necesitamos que se desplieguen los medidores inteligentes, porque ahí tendríamos la información en tiempo real y las compensaciones saldrían muy rápido.

Pero nosotros no intervenimos en las redes de distribución, estamos actuando en recolectar información solamente y ahí hacemos nuestros mejores esfuerzos. A lo imposible no estamos obligados.

El señor **BRITO** (Presidente).- Al final, entre la información que ustedes reciben y analizan están la



generación y las subestaciones, me imagino, como cargas del sistema por donde sale la energía; entonces, si nosotros tenemos que hacer un sistema que unifique todo, solo de información, estaríamos hablando de cuántas generadoras y de cuántas subestaciones en todo el país; un estimativo. Porque una comuna, dependiendo de su extensión, puede tener varias subestaciones ¿O no?

La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, unidades generadoras hay más de mil en Chile; por ejemplo, subestaciones dependiendo de si son subestaciones principales de transmisión, subestaciones de transmisión zonal, subestaciones primarias de distribución debe haber también cerca de mil.

El señor **BRITO** (Presidente).- Perfecto.

Tiene la palabra el señor Carlos Finat.

El señor **FINAT** (integrante del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, quiero retroceder y hacer dos comentarios, que creo son relevantes. Primero, a nosotros, como organismo, no nos molestan las críticas, los que estamos en este sector tenemos el cuero bastante duro y lo hemos sufrido durante mucho tiempo, pero lo que sí llama la atención y genera incomodidad es cuando esas críticas no están respaldadas.

Creo que el problema que tiene la asociación de generadores con lo que dijo su director ejecutivo es que nunca ha aportado un respaldo. Al parecer, solo son opiniones del director ejecutivo. Creemos que, por lo mismo, son injustas,



y la razón por la cual salimos a responder es porque son injustas con las cuatrocientas personas que trabajan en el coordinador, no por nosotros, es por la gente que trabaja con nosotros.

Respecto del costo de las inversiones, lo que sí le puedo decir es que algunas de las medidas que estamos proponiendo tienen costos adicionales, pero le aseguro que son una fracción de lo que le costó el *blackout* a Chile. Se habla de una cifra de cuatrocientos millones de dólares, estamos hablando de una inversión mucho menor para establecer una arquitectura diferente de sistema Scada, para mejorar los enlaces, para lograr un mayor nivel de vigilancia y ojalá tratar de controlar un poco más las cosas, incluso pensar en un sistema en términos de tener una plataforma automatizada para obtener la mayor cantidad de información. Hay cierta cantidad de información que no se puede obtener, porque obedece a operadores manuales, a las personas, porque, si no, el sistema funcionaría con un piloto automático y eso, al menos en este momento, en ningún sistema en el mundo es posible, pero se puede lograr una visibilidad mucho mayor, pero son marginales frente al costo de un *blackout*.

El señor **BRITO** (Presidente).- Muchas gracias.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, quiero aportar un antecedente. Tenemos mucha colaboración con el Banco Central y hemos estado aportando antecedentes, puesto que ellos están haciendo una estimación del costo del *blackout*.



Por lo tanto, cuando terminen su trabajo puede ser algo que sea de interés de ustedes. El Banco Central es un ente independiente, tiene sus metodologías y hemos aportado todos los datos para que ellos puedan hacer el cálculo y sabemos que están trabajando en eso.

El señor **BRITO** (Presidente).- Muchas gracias.

Entonces, de esta manera concluimos la presentación del Coordinador Eléctrico Nacional.

A través del grupo de wasap, nos coordinamos para avanzar en las propuestas durante la próxima semana.

Agradecemos la exposición, las propuestas realizadas y pedimos que nos hagan llegar los documentos pendientes de envío.

Por haber cumplido con su objeto, se levanta la sesión.

-Se levantó la sesión a las 20:34 horas.

CLAUDIO GUZMÁN AHUMADA,

Redactor

Jefe Taquígrafos de Comisiones.