



ANT.: Estudio Análisis de Falla EAF 89/2025,
de fecha 18 de marzo de 2025.

MAT.: Formula cargo que indica.

DE : JEFE DIVISIÓN INGENIERÍA DE ELECTRICIDAD (S).

A : CONSEJO DIRECTIVO DEL COORDINADOR ELECTRICO NACIONAL.

1. Que, mediante el ingreso a la plataforma informática STAR de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), ingresó el Estudio de Análisis de Falla (EAF) del **ANT. 1)**, mediante el cual el CEN entregó la información técnica referida al evento ocurrido el día 25 de febrero de 2025, a las 15:15:41 horas, que produjo un apagón total en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En síntesis, el CEN describe el evento y su causal en el **literal d.1** del citado documento de la siguiente manera:

"d.1 Origen y causa de la falla

"A las 15:15:41 horas del día 25 de febrero de 2025 ocurre la apertura intempestiva de los interruptores 52K8, 52K9, 52K11 y 52K12 de S/E Nueva Pan de Azúcar, correspondientes a los extremos Nueva Pan de Azúcar de ambos circuitos de la línea de transmisión 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar.

De manera simultánea, se produjo la apertura de los interruptores 52K10 y 52K11 de S/E Nueva Maitencillo, correspondientes al circuito N°1 de la mencionada línea. Lo anterior, sin presentarse condiciones de falla a nivel de equipamiento primario en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN); así como tampoco en las líneas de transmisión protegidas por los interruptores operados. Si bien 1.3 segundos más tarde se produjo la reconexión automática del extremo Nueva Pan de Azúcar del circuito N°1 antes mencionado, al estar previamente abierto el extremo Nueva Maitencillo, no resultó en una revinculación del Sistema Eléctrico Nacional a nivel de 500 kV.

Producto de la apertura intempestiva de ambos circuitos de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, por donde transitaban del orden de 1800 MW, se produjeron durante aproximadamente 1 segundo oscilaciones de potencia en el sistema de 220 kV paralelo entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, las cuales dada su gran amplitud resultaron en la apertura de los circuitos de dicho sistema ya sea por detección de dichas oscilaciones a través de sus protecciones de impedancia o por operación de sus esquemas de aceleración por teleprotección. Lo anterior redundó en la conformación de dos islas eléctricas en el sistema: una excedentaria al norte de las SS/EE Nueva Pan de Azúcar, Pan de Azúcar y Las Compañías, y otra deficitaria al sur de dichas SS/EE.

Posteriormente, en la isla norte se produjo la desconexión de unidades generadoras a través de automatismos logrando cierta estabilidad, no obstante, ésta colapsó unos 4 minutos desde la separación del Sistema Eléctrico Nacional producto de elevadas

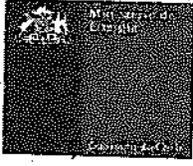


Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/NMM

1/15

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3984154&pd=4614340&pc=2203742>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl



tensiones que provocaron la desconexión sucesiva de instalaciones de generación y consumo, en tanto la isla sur colapsó a los 5 segundos aproximadamente desde la separación del SEN al no ser posible controlar la caída de la frecuencia eléctrica con los recursos de control de contingencia existentes en la zona centro sur, tales como Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia y aporte de generación del parque disponible.

El origen de la apertura intempestiva de los interruptores de ambos circuitos de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, de acuerdo con lo señalado por la empresa Interchile S.A., propietaria de las protecciones operadas, se debería a la "actuación no esperada e imprevista" de la función diferencial de línea (87L) de los sistemas 1 de protección de los circuitos N°1 y N°2 de la línea de transmisión. La mencionada función se encontraba previamente inactiva en los relés Siemens 7SL87 (sistemas 1) de cada uno de los 4 extremos de la línea, producto de una "falla del módulo de comunicaciones principal", estando los relés Siemens 7SL87 (sistemas 2, redundante) con todas sus funciones habilitadas (incluida la función 87L) a través del sistema de comunicaciones de respaldo. La operación intempestiva de protecciones señalada ocurrió con ocasión del "intento de recuperación del canal y durante la resincronización de la función diferencial de línea de las protecciones" correspondientes a los sistemas 1 de protección.

Sin perjuicio de lo anterior, Interchile S.A. indicó que aún no se tiene certeza del origen de la "operación inesperada e imprevista de los sistemas de protección", situación que la empresa declaró estar investigando para la entrega de sus conclusiones durante el segundo trimestre de 2025".

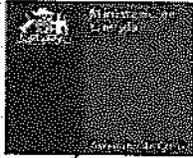
2. Que, la separación del Sistema Eléctrico Nacional en dos islas, como lo descrito en el punto anterior, estaba previsto como un escenario posible en el informe final "**Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencia**", publicado en la página web del CEN, fechado en junio de 2024, y que está referido en el Informe de Servicios Complementarios Año 2025.

Sin embargo, en dicho estudio se advierte, en la **sección 5.4 Evaluación eficacia del Plan de Defensa Contra Contingencia Extrema (PDCE) de la Zona Norte**, que "para afrontar contingencias en el corredor de 500 kV entre las subestaciones Parinas por el norte y Polpaico por el sur, en condiciones de alta transferencia de potencia por dicho corredor se realizaron simulaciones dinámicas de contingencia de severidad 6 (salida simultáneas de servicio de ambos circuitos en un determinado tramos de la línea de 500 kV) en todos los tramos del mencionado corredor con el objetivo de verificar las condiciones de estabilidad de las islas eléctricas formadas por las actuaciones del Plan de Contingencia Zona Norte y el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio" (NTSyCS).

Luego, en la **Tabla 5-10 del PDCE de la Zona Norte** se resumen los resultados obtenidos de los análisis de las simulaciones dinámicas anteriormente descritas y, específicamente, se indica que para el **tramo N. Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar** (tramos en que ocurrió la falla de severidad 6) la "Transferencia Pre-Contingencia"



Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/NMM



"Norte – Sur" debe tener un flujo de 1600 MW, lo que redundará en una condición estable para ambas islas con un adecuado manejo de los EDAC y EDAG.

Como conclusión, tras los "Resultados de verificación del PDCE Zona Norte", en el documento en estudio se señala que:

"De los resultados se destaca que el plan de defensa permite evitar el colapso del SEN para todas las contingencias analizadas, previniendo el colapso angular y de tensión de todo el sistema al separar oportunamente el SEN y asegura la operación estable de las 2 islas eléctricas formadas.

Se puede apreciar, de los resultados de la verificación del PDCE Zona Norte, lo siguiente:

- Para el tramo de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico se analiza una condición de transferencia precontingencia de 1700 MW en sentido NORTE-SUR (superior a los 1600 MW definido como rango de validez del PDCE Zona Norte). En este caso, las 2 islas inducidas por la actuación del automatismo resultan estables, sin embargo, en la isla norte la frecuencia supera levemente los 52.0 Hz, umbral sobre el cual pueden desconectarse opcionalmente las centrales termoeléctricas y desconectarse forzosamente los parques eólicos y fotovoltaicos, según el artículo 3-10 de la NTSyC, condición que podría derivar en una desconexión descontrolada de unidades generadoras lo que pondría en riesgo la estabilidad de la isla norte. Por lo anterior, se establece que el PDCE Zona Norte sigue teniendo como rango de validez hasta los 1600 MW en sentido NORTE-SUR.

- Para el tramo de 500 kV Nueva Maitencillo – nueva Pan de Azúcar se verifica la eficacia del PDCE Zona Norte para una transferencia precontingencia de 970 MW (en torno a los 1000 MW definido como rango de validez para dicho tramo). Si bien se observan niveles de sobretensión en la isla norte, las respuestas dinámicas en las 2 islas resultan estables.

Por lo tanto, se puede concluir que se ha verificado que el rango de validez de la eficacia del PDCE Zona Norte para los tramos de 500 kV entre la subestación Nueva Maitencillo y Polpaico, de 1600 MW en sentido NORTE-SUR y de 1000 MW en sentido SUR-NORTE, se mantienen".

3. Que, lo anterior queda ratificado en el documento de "Respuesta a Observaciones al Informe Preliminar al Estudio del Plan de Defensa contra Contingencias", del mes de junio de 2024, en donde el coordinado ENEL señala lo siguiente:

"Observaciones de ENEL.

1) Observación 1

Sección Evaluación eficacia del PDCE Zona Norte.

"Como resultados de los análisis de las contingencias de severidad 6 de los tramos de 500 kV de la zona norte se indica que se mantiene el rango de validez de la eficacia

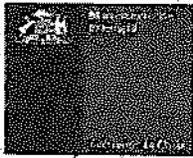


Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/NMM

3/15

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3984154&pd=4614340&pc=2203742>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl



del PDCE Zona Norte en transferencias precontingencias de hasta 1600 MW. Al respecto se solicita indicar que sucede con las condiciones donde se superan esos niveles de transferencia, las que se presentan de forma reiterada en la operación real. Se entiende que el esquema ya no es válido en condiciones de transferencia mayores, luego queda la interrogante de la necesidad de adecuaciones al actual PDCE o un nuevo esquema asociado al PDCE.”

Respuesta 1 del CEN

“En relación con el rango de validez del PDCE de la Zona Norte, en particular a los tramos más críticos siendo estos: Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, en condiciones de transferencias en sentido NORTE-SUR del orden de los 1600 MW, están asociados a los tiempos mínimos factibles de apertura del SEN para contingencias de severidad 6 en los tramos mencionados. Por lo tanto, este rango de validez está determinado por las limitaciones físicas de las acciones de control, específicamente relacionadas con conseguir tiempos de apertura del SEN menores a los tiempos en que se presentan las condiciones de inestabilidad de tensión, esto último determinado por las condiciones topológicas del sistema de transmisión del SEN en el área de interés (esencialmente, con un tramo completo de 500 kV desconectado, el SEN queda unido por 220 kV, lo que representa un camino de alta impedancia que, para altas transferencias, redundaría en la posibilidad de inestabilidad transitoria). Notar que no existen adecuaciones o nuevos esquemas de automatismos posibles que permitan subsanar esta condición dura de estabilidad. No basta con aumentar los montos de EDAC/EDAG, pues el sistema se hace inestable para los tiempos mínimos de apertura factibles.

Soluciones que impliquen nuevas instalaciones de transmisión (líneas) o compensación (BESS de inyección/absorción rápida de potencia activa/reactiva), no corresponde abordarlas con un PDCE, dado que según se indica en el Informe de Definición de Servicios Complementarios, los Planes de Defensa corresponden solamente a un conjunto de acciones de control automático debidamente coordinadas destinadas a evitar un apagón total o parcial.

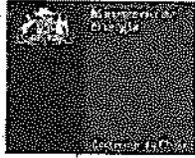
En consecuencia, para transferencias mayores existe el riesgo de que las condiciones de inestabilidad de tensión, para contingencias de severidad 6, se presenten en tiempos menores al tiempo mínimo de actuación del automatismo, determinado en la etapa de diseño.”

2) Observación 2

Sección Evaluación eficacia del PDCE Zona Norte.

“En la tabla 5-10 del informe, se indica un flujo precontingencia para el tramo N. Pan de azúcar-Polpaico 500 [kV] de 1700 MW en sentido Norte->Sur, pero sin embargo en las conclusiones se indica que se ha verificado un rango de validez del esquema PDCE Zona Norte para los tramos Nueva Maitencillo y Polpaico 500 [kV] de 1600 [MW] en sentido Norte->Sur. Al respecto, se solicita aclarar el rango de validez para ese tramo, y corregir en el informe si corresponde”.





Respuesta 2 del CEN

Si bien se verificó la eficacia del PDCE Zona Norte para la contingencia de severidad 6 en la línea de 500 kV Pan de Azúcar – Polpaico con transferencias precontingencia de 1700 MW, se constató que la frecuencia en la isla formada al norte de la contingencia supera levemente los 52.0 Hz (tal como se indica en la Nota 3 de la tabla 5-10). Según se establece en el artículo 3-10 de la NTSyCS al superar el umbral de los 52 Hz pueden desconectarse opcionalmente las centrales termoeléctricas y forzosamente los parques eólicos y fotovoltaicos, por lo que superar dicho umbral podría derivar en una desconexión descontrolada de estas unidades lo que pondría en riesgo la estabilidad de dicha isla.

Por lo anterior, se concluye que sigue siendo válido el rango de validez determinado en el “Estudio para el Diseño de detalle del PDCE de la zona norte del SEN”, que lo fijó en 1600 MW en sentido Norte- Sur.

4. Que, en virtud de lo anterior, se constata que el CEN estaba en pleno conocimiento de dos riesgos para el Sistema Norte al operar transmitiendo una potencia mayor a 1600 MW, en 500 kV con flujo Norte – Sur.

Por una parte, riesgo de sobretensión (tensiones elevadas) y, por otra, un aumento de la frecuencia con posibilidad de superar los 52 Hz. en la Zona Norte del SEN.

El primer efecto, el riesgo tensiones elevadas, se vio materializado de acuerdo con lo indicado en el EAF 89/2025, en el punto 7.3 “Operación de protecciones en la Isla de la Zona Norte del SEN”, en la página 303, se señala:

“Lo anterior, según registros de la red WAMS del Coordinador, permitió que, posterior a las desconexiones de las líneas: 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, 2x220 kV Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar y 2x220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada, la frecuencia en la isla norte del SEN alcanzara valores dentro de los márgenes normativos.

No obstante, esta isla eléctrica desde su inicio presentó tensiones elevadas, contando con limitados recursos de control dinámico de tensión. En particular, al norte de S/E Los Changos solo disponía del SVC +145/-80 MVAR de S/E SVC Domeyko, mientras que al sur de S/E Los Changos disponía de los equipos SVC +140/-100 MVAR de S/E Diego de Almagro, CER +100/-60 MVAR de S/E Cardones, CER +24/-28 MVAR de S/E Maitencillo y de las unidades N°1, N°2 y N°3 de central Guacolda, unidades que además quedaron realizando el control de frecuencia en la isla.

Durante un tiempo de aproximadamente cuatro minutos (tiempo que no permitió la asignación de recursos adicionales para el control de tensión en la zona), las tensiones en la isla presentaron un comportamiento elevado e inestable, lo que terminó provocando, por operación de protecciones de sobretensión, las desconexiones de las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Escondida, 220 kV N°1 y N°2 de S/E Domeyko y de la barra N°1 de S/E O’Higgins (a las 15:20 horas).

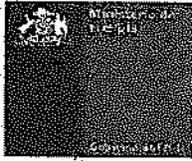


Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/NMM

5/15

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3984154&pd=4614340&pc=2203742>

Dirección: Avenida Bernardo O’Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl



Las desconexiones de las barras 220 kV de la S/E Domeyko provocó a su vez la desconexión del SVC +145/-80 MVar de S/E SVC Domeyko (que se encontraba absorbiendo aproximadamente 84 MVar) y de las SS/EE Planta Óxidos y Laguna Seca (con un monto total de aproximadamente 150 MW de consumos) mientras que las desconexiones de las barras 220 kV de S/E Escondida provocó la pérdida de aproximadamente 125 MW de consumos.

La desconexión del SVC +100/-80 MVar de S/E SVC Domeyko, sumado a la pérdida de consumos en las SS/EE Escondida, Laguna Seca y Planta Óxido, provocó un aumento sostenido de las tensiones, alcanzando valores superiores a 1.2 p.u., gatillando la desconexión de un grupo de centrales (aproximadamente 636 MW) por operación de protecciones de sobretensión, lo que provocó a su vez una baja frecuencia que no fue posible controlar con el EDAC-BF disponible en la zona y que provocó la desconexión de otro grupo de centrales, finalizando con el colapso definitivo de la isla norte”.

5. Que, en atención a lo relatado en los numerales precedentes, es importante considerar la siguiente normativa:

La **Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)**, contenida en el DFL N° 1, de 1982, actual DFL N° 4/20.018, de 2006, en su **artículo 72°-1**, establece los **“Principios de la Coordinación de la Operación”**, indicando que:

“La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

- 1.- **Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;**
- 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y
- 3.- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la presente ley y la reglamentación pertinente”.

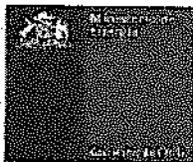
Por su parte, el **DS N° 52, del Ministerio de Energía, de 2017, aprueba el Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional**, dispone en su artículo 5°:

“La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, **deberá coordinarse, a través del Coordinador**, con el fin de:

- 1.- **Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;**
- 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y



Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/MM



3.- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a la Ley.

Esta coordinación deberá efectuarse de acuerdo a las normas técnicas que dicte la Comisión de conformidad a lo señalado en el artículo 72°-19 de la Ley y la reglamentación pertinente.

Corresponderá al Coordinador ejercer las funciones y atribuciones que la ley le asigna, particularmente lo señalado en sus Títulos II bis y VI bis, **lo que deberá efectuarse conforme a lo dispuesto en la misma, en las normas técnicas que dicte la Comisión de acuerdo a lo señalado en el artículo 72°-19 de la Ley, y en la demás normativa vigente”.**

En ese sentido, la **Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)**, dictada por la Comisión Nacional de Energía, en el **Título 2-2** se refiere a **“Las funciones de operación del Coordinador”**, señalando en su artículo 2-3, letra a), lo siguiente:

“Con el objeto de cumplir sus funciones asociadas a la operación y coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, el Coordinador deberá:

a) Establecer, coordinar y preservar la seguridad de servicio global del sistema, conforme con las disposiciones de la presente NT e informar anualmente a la Comisión y a la Superintendencia el grado de cumplimiento de las exigencias de seguridad por parte de los Coordinados”.

6. Que, conforme a la normativa reseñada, fluye con toda claridad que recae en el Coordinador Eléctrico Nacional la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

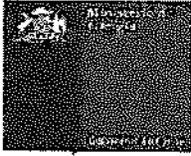
En ese sentido, existe un amplio número de disposiciones legales y reglamentarias que ratifican aquello, a modo ejemplar podemos apuntar:

El artículo 72°-6, de la LGSE, inciso final, señala que **“El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico**, deberá instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-7 siguiente”.

Asimismo, el artículo 96 del DS N° 125, del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, indica que **“El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”**.

A la par, el artículo 114, del mismo DS N° 125, expresa que **“El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de una Central Renovable con Capacidad de**





Almacenamiento en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico

Teniendo clara dicha premisa, encontramos que el concepto de "seguridad de servicio" se encuentra definido en el artículo 225°, de la LGSE, letra t):

"Para los efectos de la aplicación de la presente ley se entiende por:

t) Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios".

En armonía con dicha disposición, se ha manifestado que "la Seguridad se asocia con la capacidad de respuesta del sistema, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos. Es decir, dada una condición de abastecimiento, **resulta vital conocer si bajo esa condición el sistema es capaz de soportar distintos tipos de perturbaciones**. Si el sistema no es capaz de soportar tales perturbaciones sin perder parte de la carga, requerirá de la presencia y manejo de un conjunto de recursos técnicos y operacionales para mejorar la capacidad de respuesta ante tales perturbaciones"¹.

En adición a ello, la **Excma. Corte Suprema, en el Oficio N° 40-2016**, enviado al Congreso Nacional, **con ocasión de la tramitación legislativa que dio origen a la Ley N° 20.936** que -entre otros aspectos- creó el Coordinador Eléctrico Nacional, afirmó que:

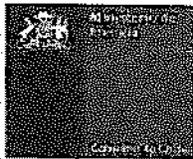
"el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 20.018, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), **se ha desarrollado bajo la lógica de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, entendida como la provisión permanente, ininterrumpida y continua de dicho servicio**".

Con todo, en nuestro medio, don Enrique Sepúlveda expone que **se ha considerado a la "seguridad" como uno de los principios prevalecientes en el sistema eléctrico**, agregando, más adelante en su texto, que la "seguridad en general es una noción reflejo de hechos que representan riesgos", indicando que "en el caso eléctrico es la ingeniería la ciencia que puede determinar los tipos de riesgo que confronta la explotación de un sistema eléctrico y que **lo pueden conducir a una situación de incapacidad para cumplir su fin esencial que es el de dar suministro de energía**".

Dicho autor, adiciona que "la seguridad de servicio, como fin de la coordinación del sistema eléctrico, no difiere de la teoría general de la seguridad. No es por tanto una seguridad abstracta e indeterminada, sino concreta y precisa vinculada a riesgos de operación de la industria", siendo enfático en manifestar que "**el mayor riesgo que enfrenta un sistema eléctrico es la interrupción del suministro, es decir, una falla del sistema**".

¹ Evans, Eugenio y Seeger, María Carolina, Derecho Eléctrico, LexisNexis, 2da. Edición, 2007, p. 470.





Más adelante, asevera que “la experiencia de la ingeniería nos permite contar hoy con un diagnóstico certero de los riesgos asociados al funcionamiento de un sistema eléctrico y ello **facilita la determinación de las medidas de seguridad apropiadas**. Aún más, los modelos matemáticos permiten predecir la probabilidad de ocurrencia de las fallas y determinar de antemano el costo correspondiente”².

Todas las reflexiones precedentes se tornan necesarias para concebir, en su plena dimensión, la importancia que posee la seguridad del servicio en el sistema eléctrico nacional, pudiendo afirmarse que cautelar dicho principio es una de las obligaciones principales del Coordinador Eléctrico Nacional, cuya relevancia es trascendental para el correcto funcionamiento del sistema y la provisión continua del suministro eléctrico.

Por tanto, de los hechos expuestos y de todos los razonamientos entregados, se advierte que el Coordinador Eléctrico Nacional se encontraba en pleno conocimiento de que existía una condición riesgosa para la Zona Norte, dada la operación de transferencia de 1.800 MW por el corredor Nueva Maitencillo – Polpaico, cuestión que colisionaba directamente con los estudios realizados, los que validaban una operación simulada en donde se advertía que se podía mantener la estabilidad de las dos islas transmitiendo hasta 1.600 MW.

En definitiva, lo anterior, contraviene la obligación del Coordinador Eléctrico Nacional de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico como está mandatado en la normativa legal, reglamentaria y técnica.

7. Que, consiguientemente con lo expuesto en los numerales precedentes, se debe tener presente lo indicado en la siguiente normativa atinente:

En primer lugar, el artículo 212-4 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que preceptúa:

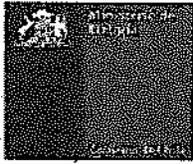
“Deber del Consejo Directivo de velar por el cumplimiento de las funciones del Coordinador y normativa. Le corresponderá al Consejo Directivo del Coordinador velar por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente asigna al Coordinador y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar dicho cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones. El Consejo Directivo deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de las empresas sujetas a su coordinación, identificando al propietario de las instalaciones pertinentes, cuando corresponda”.

Luego, el artículo 212°-9 de la LGSE, que señala:

Responsabilidad del Coordinador y de los miembros del Consejo Directivo. Las infracciones a la normativa vigente en que incurra el Coordinador en el ejercicio de sus

² Sepúlveda, Enrique, Sistema y Mercado Eléctricos, LegalPublishing, 1era. Edición, 2010, las citas empleadas se encuentran entre las páginas 76 a 80 de dicha obra.





funciones darán lugar a las indemnizaciones de perjuicios correspondientes, según las reglas generales.

El Consejo Directivo es un órgano colegiado, que ejerce las funciones que la ley y la normativa eléctrica le asigna. Los consejeros deberán actuar en el ejercicio de sus funciones con el cuidado y diligencia que las personas emplean ordinariamente en sus propios negocios.

Las deliberaciones y acuerdos del Consejo Directivo deberán constar en un acta, la que deberá ser firmada por todos aquellos consejeros que hubieren concurrido a la respectiva sesión. Asimismo, en dichas actas deberá contar el o los votos disidentes del o los acuerdos adoptados por el Consejo Directivo, para los efectos de una eventual exención de responsabilidad de algún consejero. Los estatutos internos del Coordinador deberán regular la fidelidad de las actas, su mecanismo de aprobación, observación y firma. Las actas del Consejo Directivo serán públicas.

Los consejeros y el Presidente serán personalmente responsables por las acciones que realicen y las decisiones que adopten en el ejercicio de su cargo, así como de su ejecución, debiendo responder administrativamente conforme a lo señalado en el inciso sexto del presente artículo. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador responderá civilmente de los hechos de los miembros del Consejo Directivo, incurridos en el ejercicio de su cargo, salvo que aquellos sean constitutivos de crímenes o simples delitos. Según corresponda, el Coordinador tendrá derecho a repetir en contra de él o los consejeros responsables.

En caso de ejercerse acciones judiciales en contra de los miembros del Consejo Directivo por actos u omisiones en el ejercicio de su cargo, el Coordinador deberá proporcionarles defensa. Esta defensa se extenderá para todas aquellas acciones que se inicien en su contra por los motivos señalados, incluso después de haber cesado en el cargo.

La Superintendencia podrá aplicar sanciones consistentes en multas a los consejeros por su concurrencia a los acuerdos del Consejo Directivo que tengan como consecuencia la infracción de la normativa sectorial. Asimismo, los miembros del Consejo Directivo podrán ser sancionados por la infracción a su deber de vigilancia sobre las acciones del Coordinador. También podrán ser sancionados con multas los consejeros que infrinjan lo establecido en el artículo 212-6, relativo a sus incompatibilidades, o por no concurrir, sin causa justificada, a más del 5% de las sesiones del Consejo en un año calendario. Estas multas tendrán como tope máximo, para cada infracción, 30 unidades tributarias anuales por consejero. El consejero sancionado tendrá derecho, mientras posea la calidad de miembro del Consejo Directivo, a pagar la correspondiente multa mediante un descuento mensual máximo de un 30% de su remuneración bruta mensual hasta enterar su monto total"

Asimismo, en el ámbito reglamentario, el **artículo 8° del Decreto Supremo N° 52, del Ministerio de Energía, de 2017, que Aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional**, el cual establece lo siguiente:

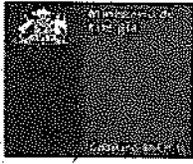


Caso: 2203742 Acción: 3984154 Documento: 4614340
V°B° JEO/JNS/MCP/NMM

10/15

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3984154&pd=4614340&pc=2203742>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl



"Corresponderá al Consejo Directivo velar por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente asigna al Coordinador y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar dicho cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones.

El Consejo Directivo deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de las empresas sujetas a su coordinación, identificando al propietario de las instalaciones pertinentes, cuando corresponda, dentro de un plazo de diez días contado desde la fecha en que tomó conocimiento del hecho o circunstancia".

El citado Reglamento, en su artículo 58, expresa:

"Las infracciones a la normativa vigente en que incurra el Coordinador en el ejercicio de sus funciones darán lugar a las indemnizaciones de perjuicios correspondientes, según las reglas generales.

Los miembros del Consejo Directivo deberán actuar en el ejercicio de sus funciones con el cuidado y diligencia que las personas emplean ordinariamente en sus propios negocios.

Los miembros del Consejo Directivo y el Presidente serán personalmente responsables por las acciones que realicen y las decisiones que adopten en el ejercicio de su cargo, así como de su ejecución, debiendo responder administrativamente conforme a lo señalado en los incisos quinto y sexto del presente artículo. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador responderá civilmente de los hechos de los miembros del Consejo Directivo, incurridos en el ejercicio de su cargo, salvo que aquellos sean constitutivos de crímenes o simples delitos. Según corresponda, el Coordinador tendrá derecho a repetir en contra de el o los consejeros responsables.

En caso de ejercerse acciones judiciales en contra de los miembros del Consejo Directivo por actos u omisiones en el ejercicio de su cargo, el Coordinador deberá proporcionarles defensa. Esta defensa se extenderá para todas aquellas acciones que se inicien en su contra por los motivos señalados, incluso después de haber cesado en el cargo.

La Superintendencia podrá aplicar sanciones consistentes en multas a los consejeros por su concurrencia a los acuerdos del Consejo Directivo que tengan como consecuencia la infracción de la normativa vigente. Asimismo, los miembros del Consejo Directivo podrán ser sancionados por:

- a) La infracción a su deber de vigilancia sobre las acciones del Coordinador;
- b) La infracción a lo dispuesto en el artículo 212°-6 de la Ley y en el artículo 12 del presente reglamento, relativo a las incompatibilidades;
- c) No concurrir, sin causa justificada, a más del 5% de las sesiones del Consejo Directivo en un año calendario.

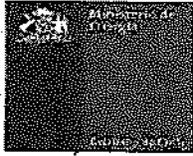


Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/MMM

11/15

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3984154&pd=4614340&pc=2203742>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl



Estas multas tendrán como tope máximo, para cada infracción, 30 unidades tributarias anuales por consejero. El consejero sancionado tendrá derecho, mientras posea la calidad de miembro del Consejo Directivo, a pagar la correspondiente multa mediante un descuento mensual máximo de un 30% de su remuneración bruta mensual hasta enterar su monto total".

Por su parte, el artículo 15, inciso 1°, de la Ley N° 18.410, que Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, expresamente dispone que:

"Las empresas, entidades o personas naturales, sujetas a la fiscalización o supervisión de la Superintendencia, que incurrieren en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con electricidad, gas y combustibles líquidos, o en incumplimiento de las instrucciones y órdenes que les imparta la Superintendencia, podrán ser objeto de la aplicación por ésta de las sanciones que se señalan en este Título, sin perjuicio de las establecidas específicamente en esta ley o en otros cuerpos legales."

Del mismo modo, el Título II, de las Infracciones y Sanciones, del Decreto N° 119, de 1989, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba el Reglamento de Sanciones en Materia de Electricidad y Combustibles, en su artículo 6°, inciso 1°, indica que:

"Las infracciones e incumplimientos a las disposiciones legales, reglamentarias y normativas en materia de electricidad, gas y combustibles líquidos, como asimismo a las instrucciones y órdenes que imparta SEC, serán castigados con algunas de las sanciones mencionadas en el artículo 4° de este Reglamento, sin perjuicio de otras contempladas en el ordenamiento jurídico que no son objeto de esta reglamentación".

8. Que, así, evaluada la información disponible y los hechos descritos, además de la normativa reseñada, es posible concluir y destacar los hechos que cabría reprochar al Consejo Directivo del CEN y que constituirían transgresiones a la normativa vigente, a saber:

Falta al deber del Consejo Directivo de velar por el cumplimiento de las funciones del Coordinador.

El cumplimiento de los deberes a los que está sujeto el Coordinador también alcanza a los miembros del Consejo Directivo, pues así expresamente lo establece el artículo 212°-4 de la LGSE al señalar que le corresponde a dicho consejo velar por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente le asigna al Coordinador y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar el referido cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones, disposición que encuentra su correlato reglamentario en el artículo 8°, del DS N° 52, de 2017, que Aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Dicho mandato también se encuentra recogido en el artículo 12°, de los Estatutos Internos del Coordinador, en la versión del 18 de junio de 2023, publicada en la





página web de ese organismo. Dicho artículo se refiere a las **"Funciones del Consejo Directivo"**, indicando que "Al Consejo Directivo le corresponde dirigir y administrar al Coordinador, debiendo velar siempre por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente le asigna y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar dicho cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones".

De este modo, como se constató en los apartados previos, el Coordinador Eléctrico Nacional incumplió su mandato de preservar la seguridad del servicio en el sistema, atendido a que estaba en pleno conocimiento de la condición riesgosa que existía.

Además, como se apuntó, dicha obligación del Coordinador es de vital importancia, siendo, evidentemente, **reprochable a los miembros del Consejo Directivo haber faltado a su deber de velar por dicho cumplimiento**, el que, no se trata de cualquier actividad que realiza el Coordinador, sino que se trata de una de las principales que contempla la normativa, cuyo impacto y consecuencias ratifican aún más su importancia.

Falta de vigilancia en las acciones del CEN.

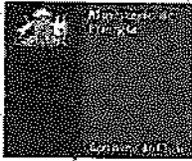
El artículo 43°, de los mencionados Estatutos Internos del Coordinador, denominado **"deber de vigilancia"** expresa que los consejeros tienen el deber de vigilancia sobre las acciones del Coordinador, y que dicho deber los obliga, con el esfuerzo y atención que los hombres emplean ordinariamente en sus propios negocios, a adoptar las medidas que sean necesarias para controlar que el Coordinador y todos quienes cumplen funciones en él, las desarrollen de manera adecuada en conformidad con la LGSE, las instrucciones y demás normativa eléctrica aplicable.

El deber de vigilancia implica que los consejeros están obligados, por un lado, a velar para que el Coordinador en el ejercicio de sus funciones se someta a la normativa que lo regula, pues es un órgano que pese a su carácter legal de "independiente" no es libre para decidir si cumple o no los fines que la Ley le encomendó y, por otro, a adoptar las medidas que correspondan para controlar que el Coordinador y todos los que cumplan funciones en él actúen de acuerdo a las disposiciones de la normativa eléctrica vigente.

Respecto al nivel de diligencia y cuidado, según el artículo 212°-9 de la Ley General de Servicio Eléctricos, los consejeros deben actuar en el ejercicio de sus funciones con el cuidado y diligencia que las personas emplean ordinariamente en sus propios negocios.

En el mismo sentido se pronuncia el artículo 42° de los Estatutos Internos, agregando que el deber de cuidado y diligencia incluye, pero no está limitado a, efectuar con el esfuerzo y atención que los hombres emplean ordinariamente en sus propios negocios, las gestiones necesarias y oportunas para seguir de forma regular y pronunciarse respecto de las cuestiones que plantea la administración del Coordinador, recabando la información suficiente para ello, con la colaboración o asistencia que consideren conveniente. El deber de cuidado y diligencia obliga a los Consejeros a





participar activamente en el Consejo Directivo del Coordinador y en los Comités del Consejo Directivo.

En síntesis:

De acuerdo con lo anterior y a los hechos presentados, **el Consejo Directivo ha infringido su deber de vigilancia sobre las actividades del Coordinador Eléctrico Nacional**, el que implica la obligación de supervisar que las actividades y decisiones operativas del Coordinador Eléctrico Nacional se ajusten plenamente a las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas que lo rigen.

Este deber incluye, pero no se limita a:

- a) Supervisar las acciones operativas del Coordinador Eléctrico Nacional, asegurando que se ajusten a los principios de la coordinación de la operación y a los imperativos que dispone la normativa vigente; y,
- b) Adoptar medidas correctivas inmediatas al observar situaciones que puedan comprometer los principios de la coordinación de la operación, tal como es la preservación de la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

9. Teniendo presente, además, lo establecido en el citado artículo 15° de la Ley 18.410, Orgánica de esta Superintendencia, y los artículos 12° y 14°, letra c), del mencionado Decreto N° 119, habiendo detallado los hechos y normas vulneradas, mediante el presente Oficio **vengo a formular cargo al Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional**, integrado por las siguientes personas:

- **Don Juan Carlos Olmedo Hidalgo**, Presidente del Consejo Directivo, RUT: 8.940.661-7;
- **Doña Bernardita Ema Espinoza Valdivia**, Consejera, RUT: 8.749.355-5;
- **Don Carlos Eugenio Francisco Finat Díaz**, Consejero, RUT: 4.790.892-2;
- **Don Humberto Andrés Espejo Paluz**, Consejero, RUT: 11.629.179-7; y
- **Don Jaime Alberto Peralta Rodríguez**, Vicepresidente del Consejo Directivo, RUT: 11.472.440-8;

Todos domiciliados en calle Parque Isidora N° 1061, comuna de Pudahuel, Región Metropolitana.

Cargo formulado:

Incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 212°-4, en relación con el artículo 212°-9, ambos de la Ley General de Servicios Eléctricos, con respecto a los artículos 8° y 58, letra a), del Decreto Supremo N° 52, de 2017, del Ministerio de Energía, por infracción a su deber de vigilancia sobre las acciones del Coordinador al no haber adoptado medidas eficaces ni oportunas para asegurar:

“Que dicho organismo cumpliera su obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, conforme a lo establecido en el artículo 72°-1, de la Ley General



Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/NMM

14/15

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3984154&pd=4614340&pc=2203742>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl



OFICIO ORDINARIO ELECTRONICO N° 293368
Santiago, 04 de Agosto de 2025



de Servicios Eléctricos, en relación con el artículo 5°, del DS N° 52, del Ministerio de Energía, de 2017, y lo indicado en el artículo 2-3, letra a), del Título 2-2, de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en razón de los hechos expuestos en el presente Oficio".

10. En conformidad al artículo 17, inciso 2°, de la Ley N° 18.410, se otorga a al Consejo Directivo del CEN., un plazo de 15 días hábiles, a contar de la fecha de notificación del presente Oficio, para presentar sus descargos por escrito ante esta Superintendencia.
11. Por otra parte, y atendida la necesidad de contar con la correcta información a que alude este Oficio, se instruye al Coordinador Eléctrico Nacional, remitir a través de oficina de partes de SEC la información necesaria para proceder con el proceso de compensaciones y el cumplimiento de los derechos de los usuarios finales

Saluda atentamente Ud.,

"Por orden de la Superintendente"

CRISTIÁN ILLANES MUJICA
Jefe de División de Ingeniería de Electricidad (S)

Distribución:

- Miembros del Consejo Directivo Coordinador Eléctrico Nacional.
- Gabinete Superintendente.
- DJ.
- DGTE.
- Of. de Partes.

Firmado digitalmente por
Cristian Rodrigo Illanes Mujica
www.sec.cl



Caso:2203742 Acción:3984154 Documento:4614340
V°B° JBO/JNS/MCP/NMM

15/15

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3984154&pd=4614340&pc=2203742>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl