

## ESTUDIO PARA ANALISIS DE FALLA DEL 25 DE FEBRERO DE 2025

“Desconexión forzada de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar”

### RESUMEN CON FINES INFORMATIVOS

En el marco normativo que rige el actuar del Coordinador Eléctrico Nacional, este 18 de marzo se envió a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el Estudio de Análisis de Falla correspondiente al evento del corte total de suministro en el Sistema Eléctrico Nacional del pasado 25 de febrero de 2025.

En el siguiente resumen se detallan los principales alcances del documento enviado a la autoridad, el que será complementado por análisis más detallados de aspectos específicos del funcionamiento de la red, revisiones de organismos internacionales y académicos especialistas de universidades chilenas, así como con los resultados de las auditorías encargadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Este resumen tiene un propósito meramente informativo y de difusión. No constituye un informe completo ni refleja en su totalidad el contenido, análisis o conclusiones del documento original del Estudio de Análisis de Falla. Para obtener información detallada, así como un análisis preciso, se recomienda consultar el informe original completo enviado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

#### **Origen de la falla**

El 25 de febrero de 2025, a las 15:16 horas, ocurrió una falla significativa en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), originada por una intervención física no autorizada a los sistemas de comunicación de la protección diferencial (función 87L) en la Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, de propiedad de Interchile S.A. y que, según informó la empresa, se habría encontrado inoperativa desde las 13:35 horas.

El evento ocurrió cuando personal de Interchile intentó resincronizar el canal de comunicaciones del sistema de protección diferencial (87L) asociado al sistema N°1, acción realizada sin autorización ni conocimiento previo por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

Un hallazgo que detalla el Estudio de Análisis de Falla es que, según el manual del proveedor de la protección, esta acción implicaba un riesgo conocido de disparo no deseado de señales de desconexión bajo ciertas condiciones técnicas, como lo es la ausencia de sincronización precisa y altas intensidades de corrientes circulantes.

La intervención generó la apertura intempestiva de ambos circuitos de 500 kV de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, lo que causó la separación del sistema eléctrico nacional en

dos islas eléctricas debido al aumento súbito en las transferencias de energía y sobrecarga del sistema paralelo de 220 kV.

### **Propagación de la falla**

Como consecuencia de lo anterior, el subsistema (o isla) eléctrico del norte (desde Arica y Parinacota hasta las subestaciones Nueva Maitencillo y Punta Colorada) quedó con un exceso de generación y el subsistema centro-sur (desde Nueva Pan de Azúcar y Punta Colorada hasta Chiloé) quedó con un déficit de generación eléctrica.

En el norte, a raíz de la operación de los esquemas de desconexión automática de generación, la isla se mantuvo operativa por aproximadamente 4 minutos, pero finalmente perdió sincronismo por inestabilidad de tensión y se produjo la pérdida total de suministro.

La isla centro-sur se volvió inestable a los pocos segundos de la falla. En efecto, dada la gran cantidad de energía que venía desde el norte del país, se produjo un desbalance de oferta-demanda del orden de 25%.

Gran parte de los mecanismos automáticos de defensa y control de contingencia disponibles en el sistema habrían actuado, pero no fueron suficientes para detener la propagación de la falla y controlar sus efectos. Cabe señalar que estos mecanismos son normativamente exigidos y/o instruidos a las empresas coordinadas, quienes son las responsables de su implementación y mantención.

Por ejemplo, en la isla centro-sur se activaron los denominados Esquemas de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC) o reducción automática de consumo, los cuales deben operar ante la pérdida de energía que venía desde la zona norte del país, con el objetivo de compensar el desbalance entre demanda y generación.

En base a la información disponible a la fecha (que se irá actualizando en las próximas semanas), no habrían actuado correctamente del orden de 230 MW de desprendimiento de carga durante el evento, lo que, sumado a la pérdida intempestiva de algunas centrales generadoras en la zona, no fue posible mantener estabilidad de la isla centro-sur (aproximadamente 70% del consumo del sistema). Estos hallazgos están siendo evaluados con análisis y estudios dinámicos específicos que serán aportados como complemento al Estudio de Análisis de Falla.

### **Consecuencias Operativas Relevantes**

Una vez producido el apagón, el Estudio de Análisis de Falla constata que el Plan de Recuperación del Servicio (PRS) fue instruido por el Coordinador a los pocos minutos del evento,

pero se registraron retrasos en la aplicación de los Esquema de Recuperación del Servicio (ERS), principalmente debido a la pérdida de telecontrol y señales SCADA de algunas empresas, como es el caso de Transelec, que ejercen roles claves a cargo de la normalización de zonas específicas del Sistema Eléctrico Nacional, lo anterior impidió además la visualización por parte del Coordinador de las variables sistémicas en estas zonas.

### **Aspectos Relevantes sobre el Plan de Recuperación de Servicio (PRS)**

En relación con el PRS se destaca que, durante la falla del 25 de febrero, diversas unidades generadoras que son parte del plan enfrentaron dificultades técnicas al intentar conectarlas a la red, lo que retrasó la recuperación del servicio eléctrico. Las razones de estos retrasos se explicarían fundamentalmente por la falta de visibilidad en los sistemas SCADA y vías de comunicación punto a punto, por lo que no era posible constatar que se presentaran las condiciones sistémicas necesarias para la eficaz operación del proceso de partida y conexión de estas centrales al sistema. Adicionalmente, el retraso en el PRS se debió a la indisponibilidad de los sistemas SCADA y de los telemandos de algunas empresas encargadas de actuar como COR.

### **Potenciales incumplimientos normativos detectados**

Las principales situaciones de eventuales incumplimientos detectados por el Coordinador en la elaboración del EAF, los que deberán ser calificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, son los siguientes:

- Respecto de Interchile S.A. se evidenció un incorrecto desempeño de los esquemas de protecciones de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, así como la intervención de los esquemas de protecciones, control y comunicaciones sin solicitud de trabajo autorizada ni conocimiento de parte del Coordinador Eléctrico, aún cuando el manual de la protección señalaba como posible riesgo el disparo de señal de desconexión en caso de un reinicio en su sistema de comunicaciones bajo las condiciones de transferencia existentes al momento de la intervención.
- Respecto de la propagación se identifica un deficiente desempeño de algunos Esquemas de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC) y de la respuesta de algunas centrales generadoras. El impacto del mal desempeño de estos recursos en la propagación de la falla está siendo analizado mediante estudios dinámicos específicos.
- Algunas empresas no entregaron información a tiempo o completa, lo que podría demorar los análisis en desarrollo y la investigación de los eventos que condujeron al apagón total. El informe detalla también dichos potenciales incumplimientos.

- Varias empresas coordinadas tuvieron indisponibilidad de comunicación Hot Line, SCADA y telecontrol, destacándose particularmente la situación del Centro de Control de Transelec, que perdió el SCADA, Telecontrol y comunicaciones de voz, situación relevante por su rol de Centro de Operación para la Recuperación de servicio (COR) en las zonas del área de Tarapacá, Zona Norte Chico, Zona Centro y Zona Sur, en la que debía gestionar partidas autónomas equivalentes al 80% de la capacidad disponible de este recurso en el Sistema Eléctrico Nacional.

### **Auditorías Técnicas, Planes de Acción y Medidas Instruidas por el Coordinador**

A la fecha, el Coordinador ha instruido:

- a) Auditoría Técnica a los sistemas de control, protección y telecomunicaciones del sistema de transmisión de 500 kV de Interchile S.A., conforme a lo establecido en el Título 8-4 “Auditorías Técnicas” de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y el Anexo Técnico “Desarrollo de Auditorías Técnicas”, según comunicación del Coordinador DE01286-25, de fecha 28 de febrero de 2025.
- b) Auditoría Técnica al sistema SCADA y de telecomunicaciones internas y externas de voz y datos de Transelec S.A., conforme a lo establecido en el Título 8-4 “Auditorías Técnicas” de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y el Anexo Técnico “Desarrollo de Auditorías Técnicas”, según comunicación del Coordinador DE01285-25, de fecha 28 de febrero de 2025.
- c) Revisión de ajustes de los sistemas de mitigación y control automático de contingencias, principalmente los EDAC, que operaron deficientemente.

Se evalúa la realización de otras auditorías, las que serán informadas más adelante.

Por otro lado, se dispondrán una serie de planes de acción y medidas correctivas que se irán evaluando en función de los análisis que están en desarrollo. Por de pronto, se ha instruido a Transelec el disponer de personal en terreno, para atender cualquier situación de indisponibilidad de su sistema SCADA, en un lapso de tiempo máximo de 30 minutos, en las siguientes subestaciones: Tarapacá, Diego de Almagro, Maitencillo, Cardones, Pan de Azúcar, Rapel, A. Jahuel, Ancoa, Charrúa, Temuco, Ciruelos, Rahue y Puerto Montt.