

25 AÑOS



VALGESTA

NUEVA ENERGÍA

BITÁCORA DEL CORTE DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DEL 25 DE FEBRERO

Área de Modelación VNE

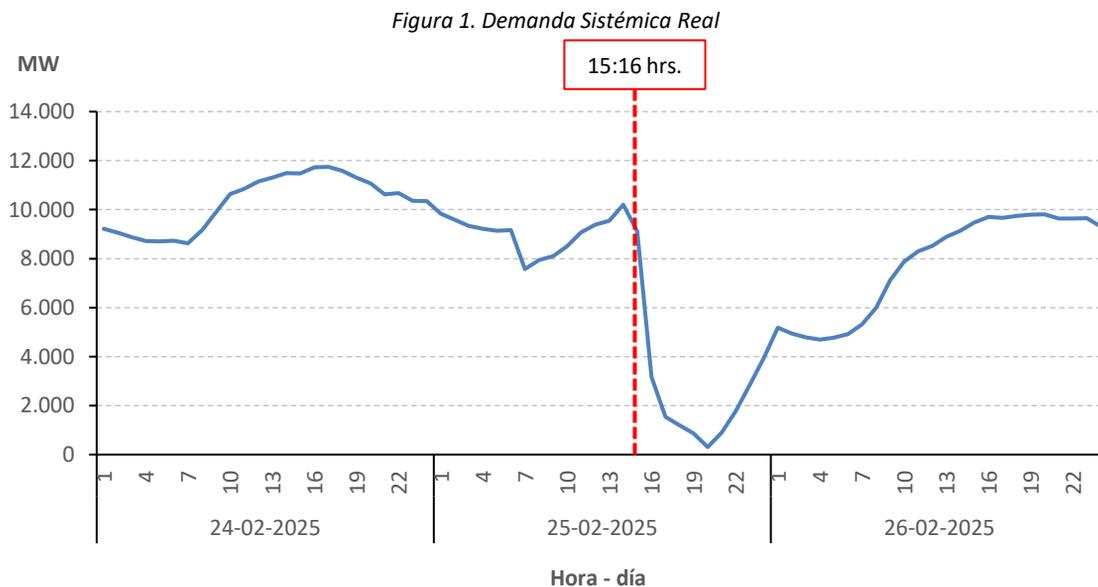
Bitácora del corte de suministro eléctrico del 25 de febrero de 2025

El martes 25 de febrero, un corte de suministro eléctrico afectó una gran parte del país, abarcando las regiones desde Arica y Parinacota hasta Los Lagos. Esta interrupción de suministro eléctrico se originó a las **15:16 hrs.**, debido a una **falla en la Línea de Transmisión Eléctrica de doble circuito Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV**, la cual queda ubicada entre Vallenar y Coquimbo. Se informa por parte del Coordinador Eléctrico Nacional que, al momento de la falla, la línea de transmisión mencionada operaba con una **transferencia total de 1.800 MW**.

Esta falla inducida por una **“operación no deseada”** del sistema de protecciones en el tramo Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV culminó en la desconexión de los circuitos de la línea Cardones – Polpaico 2x500 kV, un componente fundamental dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Lo anterior desencadenó una caída en cascada del sistema eléctrico, generando un **blackout** (98,5% de la población sin suministro).

Para este tipo de contingencias, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) dispone de un **“Plan de Recuperación de Servicio”** con el objetivo de reponer los consumos en el menor tiempo posible, contando con instalaciones específicas para la puesta en marcha del SEN. Este proceso considera el aumento de generación/carga de forma gradual y segregado por zonas de manera de lograr la recuperación total del suministro eléctrico a lo largo del país.

La siguiente figura muestra el momento de la falla observada desde la demanda instantánea del SEN.



Bitácora del corte de suministro eléctrico del 25 de febrero de 2025

A continuación, se entrega una descripción de lo sucedido en las horas siguientes al momento de producirse la falla sobre la base de lo que informa el CEN a partir de ese momento.

En este sentido, lo primero que hay que indicar es que en el estudio del Plan de Recuperación de Servicio publicado por el Coordinador para el año 2024 se identifican las centrales con capacidad de partida autónoma que permiten ser parte de aquellas unidades para la recuperación de servicio, identificándose, en este caso, una capacidad total de 4.244 MW constituida principalmente por centrales hidroeléctricas de embalse y gas natural, concentrada en la zona centro-sur del país.

La siguiente tabla presenta las unidades de generación que forman parte de este proceso:

Tabla 1. Centrales del SEN con Capacidad de Partida Autónoma

Zona	Área	Central	Tecnología	Potencia (MW)
Norte Grande	Arica	Chapiriña y Arica	Diesel	15
	Capricornio	Mantos Blancos	Diesel	3
	Tarapacá	Tarapacá	Diesel	20
	Centro	Tocopilla	Diesel	76
	O'Higgins	Atacama	GNL-Diesel	225
	Cordillera	Kelar	GNL-Diesel	326
Norte Chico	Diego de Almagro	Diego de Almagro y Salvador	Diesel	42
	Cardones	Huasco	Diesel	58
	Pan de Azúcar	Peñón	Diesel	81
Centro	Alto Jahuel	Colbún y Pehuenche	Hidro	1037
	Cerro Navia	Rapel y Quintero	Hidro y GNL-Diesel	632
	Itahue	Teno	Diesel	59
Sur	Biobío	El Toro, Ralco, Yungay y Coronel	Hidro y GNL-Diesel	1437
	Araucanía	Pullinque, Pilmaiquén y Canutillar	Hidro	235
			Total	4244

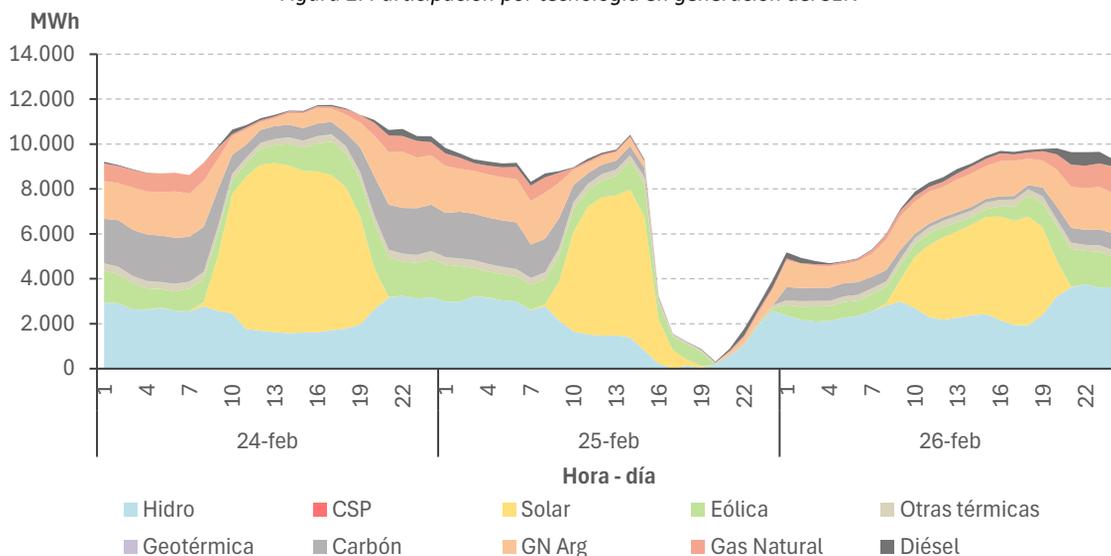
Fuente: CEN - [Estudio PSR 2024](#)

Bitácora del corte de suministro eléctrico del 25 de febrero de 2025

De esta manera y a partir de la información disponible en la página web del CEN, el proceso de recuperación del servicio inició a las 16:30 hrs. del día 25 de febrero de 2025 con la instrucción a la central de embalse Canutillar de operar a 40 MW. A las 23:30 hrs., ya se había recuperado el 100% de los consumos desde Valparaíso hasta la isla de Chiloé, es decir un poco más de ocho horas después de producida la falla inicial. Ya avanzadas las horas del día 26 de febrero se fueron recuperando los consumos para las regiones del norte del país.

En la siguiente figura se muestra cómo el sistema fue logrando recuperar su operación normal, identificando las tecnologías que participaron en la recuperación de servicio.

Figura 2. Participación por tecnología en generación del SEN



Fuente: CEN – [Generación Real](#)

Como se observa del gráfico anterior, la participación en el proceso de recuperación de servicio durante las primeras 8 horas fue principalmente mediante el aporte hidroeléctrico que llegó a un 48%, seguido de la tecnología eólica, gas natural y diésel con un 16%, 13% y 11% respectivamente. En el grupo de las hidroeléctricas destaca principalmente la participación de los embalses **Colbún, Ralco, Pehuenche, Rapel y Canutillar**.

Bitácora del corte de suministro eléctrico del 25 de febrero de 2025

Durante las siguientes 8 horas, el sistema incrementó en un 204% la energía generada mediante una mayor participación del embalse **El Toro-Antuco** y por parte de los complejos **San Isidro** y **Nehuenco** (Gas Natural). Un aspecto relevante es el aporte eólico registrado en esta segunda etapa, participando un 13% de forma continua, identificando principalmente a las centrales **Los Olmos**, **San Gabriel**, y **Tolpán Sur**. El detalle se muestra en la siguiente tabla.

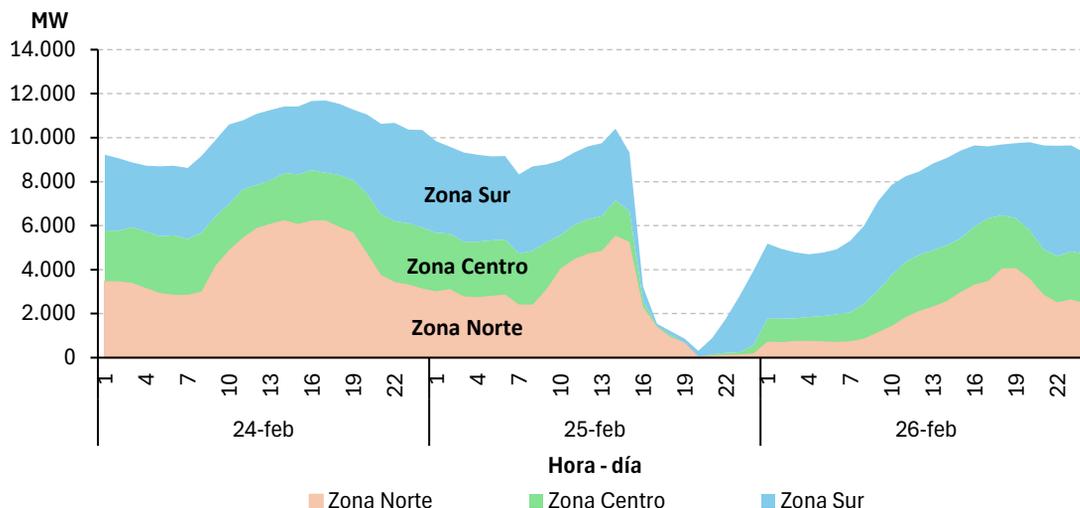
Tabla 2. Participación por tecnología en las primeras horas de recuperación de servicio

Tecnología	25/02 17:00 - 24:00	26/02 00:00 - 08:00
Diésel y derivados de petróleo	11%	3%
Gas Natural	13%	23%
Hidro	48%	46%
Eólica	16%	13%
Solar	9%	0%
Otros	3%	15%
Energía Total (MWh)	13.360	40.613

Fuente: CEN – [Generación Real](#)

Independiente de lo anterior, cuando el análisis sobre la recuperación de servicio se realiza para las distintas zonas del país, se observa que la zona sur, comprendida entre las regiones de Maule y Los Lagos, es la primera que logra recuperarse, seguida por la zona centro, comprendida entre las regiones de Valparaíso y Metropolitana; y finalmente la zona norte entre las regiones de Arica-Parinacota y Coquimbo.

Figura 3. Participación por zona en generación del SEN



Fuente: CEN – [Generación Real](#)

Análisis técnico – económico de la capacidad operacional del corredor de 500 kV entre Cardones y Polpaico

En el Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias publicado por el Coordinador en Junio de 2024, se analizan diferentes contingencias en el corredor de 500 kV entre las subestaciones Parinas y Polpaico (de norte a sur). Es de particular interés la contingencia evaluada para la misma línea afectada el pasado 25 de febrero, con un flujo pre-contingencia de 1.600 MW desde el norte hacia el sur, logrando el sistema estabilizarse mediante la inducción de dos islas eléctricas (norte y centro-sur). Considerando que en la situación ocurrida el día 25 de febrero, el transporte de potencia por la línea Maitencillo - Pan de Azúcar 500 kV se estima que fue alrededor de 1.800 MW desde el norte hacia el sur, es natural cuestionar la operación de la línea por sobre 1.600 MW.

En este contexto, Valgesta realizó una comparación técnica-económica de reducir la potencia máxima a través del corredor de 500 kV entre Cardones y Polpaico desde la establecida por el criterio N-1 a 1.600 MW por tramo, con el objetivo de evaluar las implicancias que esta medida conllevaría en la operación de los próximos 12 meses (marzo 2025 – febrero 2026).

Tabla 3. Principales resultados de la comparación

Descripción	Unidad	Variación Sensibilidad - Base
Costo Marginal Crucero (bloqueo solar)	US\$/MWh	0 (0,0%)
Costo Marginal Quillota (bloqueo solar)	US\$/MWh	+ 6,2 (20,6%)
Vertimiento Solar + Eólico	GWh	+ 1.090 (14,1%)
Costo operativo térmico	MMUSD	+ 36,3 (5,6%)

Fuente: Valgesta Nueva Energía

El efecto de disminuir la capacidad del corredor de 500 kV afecta principalmente a la operación durante las horas con aporte solar, donde típicamente se transporta casi un cuarto de la demanda del sistema en ese instante, desde la zona norte hacia la zona centro-sur del país.

En la zona norte el efecto se observa principalmente en los vertimientos de las centrales solares y eólicas, aumentando en 1.090 GWh únicamente por una mayor frecuencia en la congestión de la línea.

En la zona centro-sur el efecto se observa en el costo marginal, aumentando en 6,2 USD/MWh la proyección en la barra de Quillota 220 kV producto de una mayor frecuencia en los desacoples con respecto a la barra de Crucero 220 kV.

A nivel sistémico, el efecto de reducir la capacidad del corredor de 500 kV entre Cardones y Polpaico significaría un aumento de 36,3 MMUSD en el costo térmico del sistema, producto del reemplazo de la energía vertida por fuentes térmicas.

25 AÑOS



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdoba 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922