

# REPORTE ANUAL DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

(Art 72°-15, DFL 4/20018)

## COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

ABRIL 2026

Tabla de contenido

<b>I.- RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>5</b>
<hr/>	
I.1.- INTRODUCCIÓN	5
I.2.- OBJETIVOS DEL INFORME	5
I.3.- RESUMEN DE RESULTADOS	5
I.4.- CONCLUSIONES	6
<b>II.- OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</b>	<b>7</b>
<hr/>	
II.1- CAPACIDAD INSTALADA	7
II.2.- DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA	7
II.3.- GENERACIÓN DE ENERGÍA	8
II.4.- GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	9
II.5.- RETIROS DE ENERGÍA	10
II.6.- COSTO MARGINAL	11
II.7.- INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA	11
II.8.- TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR	12
II.9.- COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	15
II.10.- REDUCCIONES DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA	16
II.11.- NIVELES DE TRANSFERENCIAS POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	17
II.12.- GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES	18
II.13.- COSTO MARGINAL PROYECTADO	20
<b>III.- CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN</b>	<b>21</b>
<hr/>	
III.1.- CONTROL DE FRECUENCIA	21
III.2.- CONTROL DE TENSIÓN	22
BARRAS EN 500KV INTERCONEXIÓN	22
BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR	23
BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE	23
BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO	24
BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO	24
BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR	25
<b>IV.- SEGURIDAD DEL SEN</b>	<b>26</b>
<hr/>	
IV.1.- ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK y TTIK	26
IV.2.- ESTADÍSTICAS DE FALLAS	27

IV.3.- PÉRDIDAS DE CONSUMO	27
IV.4.- ENERGÍA NO SUMINISTRADA	27
<b>V.- CUMPLIMIENTO NORMATIVO EMPRESAS COORDINADAS</b>	<b>28</b>
V.1.- ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	28
V.2.- ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN	30
V.3.- TRAMOS DE TRANSMISIÓN	30
V.4.- EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN	32
V.5.- EQUIPOS DE COMPENSACIÓN	32
V.6.- DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)	33
V.7.- TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	36
V.8.- INFORMACIÓN TÉCNICA	37
<b>VI.- CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA</b>	<b>38</b>
VI.1.- CADENA DE PAGOS	38
VI.2.- MONITOREO DE LA COMPETENCIA	39
<b>VII.- PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS</b>	<b>40</b>
VII.1.- PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS	40
VII.2.- AUDITORÍAS A PROTECCIONES	40
<b>VIII.- GESTIÓN DE ACCESO ABIERTO Y CONEXIONES</b>	<b>42</b>
VIII.1.- GESTIÓN DE SOLICITUDES DE ACCESO ABIERTO.	42
VIII.2.- GESTIÓN DE CONEXIONES	44
VIII.2.1.- EVOLUCIÓN DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)	45
VIII.2.2.- PROYECTOS BESS EN PROCESO DE CONEXIÓN	47
VIII.2.3 PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (BESS) EN OPERACIÓN	49
<b>IX.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN</b>	<b>51</b>
IX.1.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO.	51
IX.2.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN FINALIZADAS EN 2025.	52
IX.3.- RESOLUCIONES A SOLICITUDES DE APLICACIÓN DE ARTÍCULO 151 DEL REGLAMENTO	53
IX.4.- APLICACIÓN DE RESOLUCIONES N°99 Y N°100 DE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	53
<b>X.- EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>	<b>54</b>

X.1.- EVOLUCIÓN DE LAS CONGESTIONES EN SISTEMAS ZONALES POR PMGD.

54

X.2.- COSTOS MARGINALES EN BASE A PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO

55

## I.- RESUMEN EJECUTIVO

---

Durante el año 2025, el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional reflejó la consolidación de una transición energética acelerada. La capacidad instalada alcanzó un hito estructural, donde las ERNC representan más de la mitad del parque generador a nivel nacional. El sistema mantuvo estándares normativos consistentes con los parámetros de monitoreo que exige la LGSE, donde la alta penetración de fuentes solares y eólicas intensificó los desafíos en la operación en tiempo real. Esto quedó en evidencia a través de significativas reducciones de energía renovable y desacoples en las líneas de transmisión, que se reflejaron en los costos marginales. El año destacó por un ingreso histórico de proyectos de almacenamiento de energía (BESS) en el régimen de acceso abierto, delineando la ruta para la integración de recursos con capacidades formadoras de red y de paso la mitigación de reducciones de generación renovable en el mediano plazo.

### I.1.- INTRODUCCIÓN

El Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que operen interconectadas entre sí, cuya cobertura geográfica comprende desde las regiones de Arica y Parinacota, por el Norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, por el Sur, con una longitud cercana a los 3.100 km.

Este reporte elaborado por el Coordinador nace en el marco regulatorio de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-15 de la LGSE, que mandata: *“El Coordinador deberá elaborar reportes periódicos del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, tales como, costo marginal, costo de suministro, niveles de congestión del sistema de transmisión, niveles óptimos de despacho, identificación, cantidad y duración de fallas y generación renovable no convencional, entre otros.*

La elaboración de los reportes deberá ser al menos anual, iniciando en el mes de marzo de cada año. Tendrán el carácter de públicos y deberán ser comunicados a la Comisión y a la Superintendencia en un plazo de quince días hábiles, posterior a la conclusión de dicho reporte.

Para dar cumplimiento al artículo anteriormente señalado, el Coordinador emite el siguiente reporte, con los antecedentes correspondientes al año 2025, en base a la estructura revisada y acordada entre la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), en marzo de 2018. El análisis detallado del evento del 25 de febrero de 2025, así como las medidas para abordar las oportunidades de mejora identificadas a raíz de este evento, se pueden encontrar en <https://seguridadenergetica.coordinador.cl/>.

### I.2.- OBJETIVOS DEL INFORME

El objetivo principal de este informe es dar estricto cumplimiento al mandato legal establecido en el artículo 72°-15 de la LGSE. Este artículo exige al Coordinador Eléctrico Nacional elaborar reportes periódicos —al menos de forma anual— sobre el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El propósito central es transparentar y comunicar a la autoridad y al mercado los indicadores de corto, mediano y largo plazo, abarcando aspectos como los costos marginales, la calidad y seguridad del servicio, los niveles de congestión en la transmisión, y la evolución de la generación mediante energías renovables no convencionales (ERNC) durante el año 2025.

### I.3.- RESUMEN DE RESULTADOS

#### **Capacidad Instalada y Demanda**

El SEN alcanzó una capacidad instalada total de 39.199 MW, de los cuales un 53,1% (20.819,6 MW) correspondió a tecnología ERNC. Por su parte, la demanda máxima horaria, en el año 2025, marcó 13.093 MWh/h.

## **Generación de Energía**

La generación anual alcanzó los 85.150 GWh, anotando una leve disminución del 0,16% respecto de 2024. La generación ERNC aportó 37.462,1 GWh, representando un 44% de la matriz, y mostrando un crecimiento interanual del 8,8%.

## **Costos y Congestionamientos en Transmisión**

El costo de operación térmica del sistema sumó 1.704,7 millones de USD, un aumento del 2,3% respecto de 2024. Debido a la congestión en líneas de transmisión y al excedente generalizado de oferta en ciertos bloques horarios, se registraron reducciones de energía eólica y solar, que totalizaron 6.084 GWh en el año 2025.

## **Seguridad de Servicio**

El control de frecuencia operó bajo exigencias de hidrología seca por cuanto el año hidrológico finalizó con probabilidad de excedencia 93,8%, logrando mantener los parámetros de continuidad operativa dentro de los estándares normativos para esa condición hidrológica. En cuanto a la seguridad de servicio, se elaboraron 570 Estudios de Análisis de Falla (EAF) durante el año 2025, incluyendo el EAF089/2025 correspondiente al evento de apagón total del sistema que lo abordó en profundidad.

## **Gestión de Conexiones y Almacenamiento**

En 2025 se alcanzó la cifra récord de 303 solicitudes de conexión aprobadas (35.044 MW). De este volumen, el 71% de las aprobaciones (216 solicitudes equivalentes a 27.459 MW) correspondieron a proyectos que integran sistemas de almacenamiento, tanto SAE (Sistemas de almacenamiento de Energía) como CRCA (Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento), mayoritariamente en el norte del país.

## **Generación Distribuida (PMGD)**

Entraron en operación comercial 73 proyectos PMGD que aportaron 349,5 MW de capacidad, estando dominados en un 90% por tecnología solar fotovoltaica.

### **I.4.- CONCLUSIONES**

A la luz de los indicadores requeridos por el Art. 72-15 de la LGSE, el análisis del año 2025 muestra que el SEN avanza hacia una matriz mayoritariamente renovable. La participación de la ERNC superó el 50% de capacidad instalada, acercándose a la mitad de toda la energía inyectada al SEN.

Esta transformación plantea desafíos en la infraestructura de transmisión y la electrificación de la demanda, la cual en algunos momentos no logra evacuar la totalidad de la energía generada en horario solar, mientras que en otros momentos el aporte de generación renovable excede la demanda de energía en el sistema. Lo anterior derivó en la reducción del orden de 6.000 GWh de energía renovable variable, y provocó que los costos marginales diurnos en la zona norte se proyectaran cercanos a cero durante los meses de primera y verano.

Debido a lo anterior, hubo un aumento significativo en el interés por el desarrollo de los sistemas de almacenamiento (superando el 70% de las nuevas solicitudes de conexión), los que se espera mitiguen progresivamente las fluctuaciones de inyección de energía. Finalmente, señalar que el aprovechamiento óptimo de la matriz de Energía Renovable Variable (ERV) se sustenta de manera importante en la futura línea HVDC KIMAL - Lo Aguirre, cuya entrada en operación se tiene prevista para el año 2029, obra que se espera alivie las congestiones de la zona norte-centro del SEN.

## II.- OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. A continuación, se presentan algunos indicadores de la operación y coordinación del SEN.

### II.1- CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del SEN a diciembre de 2025 alcanzó los 39.199 MW (considera centrales en pruebas y en operación), de los cuales el 33% es provisto por centrales térmicas y un 19% por centrales hidroeléctricas, tal como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2025 la capacidad instalada, en base a energía renovable no convencional (ERNC, según ley 20.257), alcanzó los 20.819,6 MW, lo que equivale al 53,1% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 16% y la energía solar el 26%.

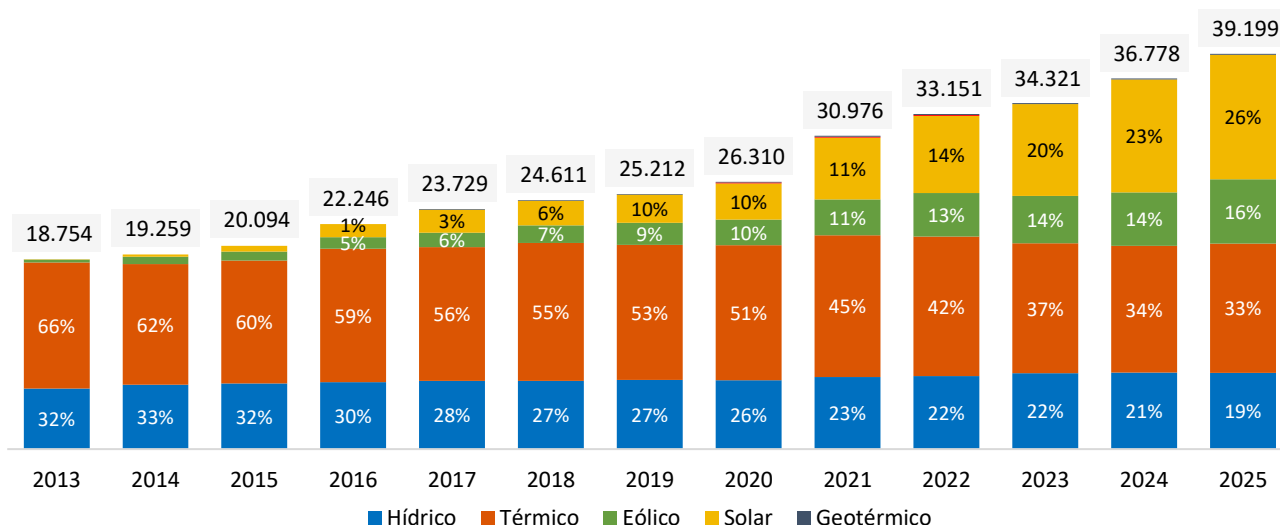


Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN (no considera BESS).

### II.2.- DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA

La Tabla 1 presenta un comparativo entre 2024 y 2025 para la generación bruta diaria máxima y las demandas horarias máxima y mínima del SEN.

Tabla 1: Comparación anual de generación Máx./Mín. horaria y Máx. diaria SEN.

	2024		2025		Variación %
<b>Máxima Horaria [MWh/h]</b>	12.190	31ene-16°°	13.093	29Dic-14Hrs	+7,41%
<b>Mínima Horaria [MWh/h]</b>	6.948	02ago-04°°	7.395*	14Sep-06Hrs	+6,43%
<b>Máxima Diaria [GWh]</b>	259,8	Martes-25-Jun	259,3	Martes-04-Feb	-0,20%

\* No se considera evento apagón total 25-feb-2025.

### II.3.- GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2025 alcanzó los 85.150 GWh, mostrando una disminución del 0,16% respecto al año anterior (85.519 GWh). Las siguientes gráficas presentan la distribución de la energía generada en el año 2025, por tipo de fuente y región.

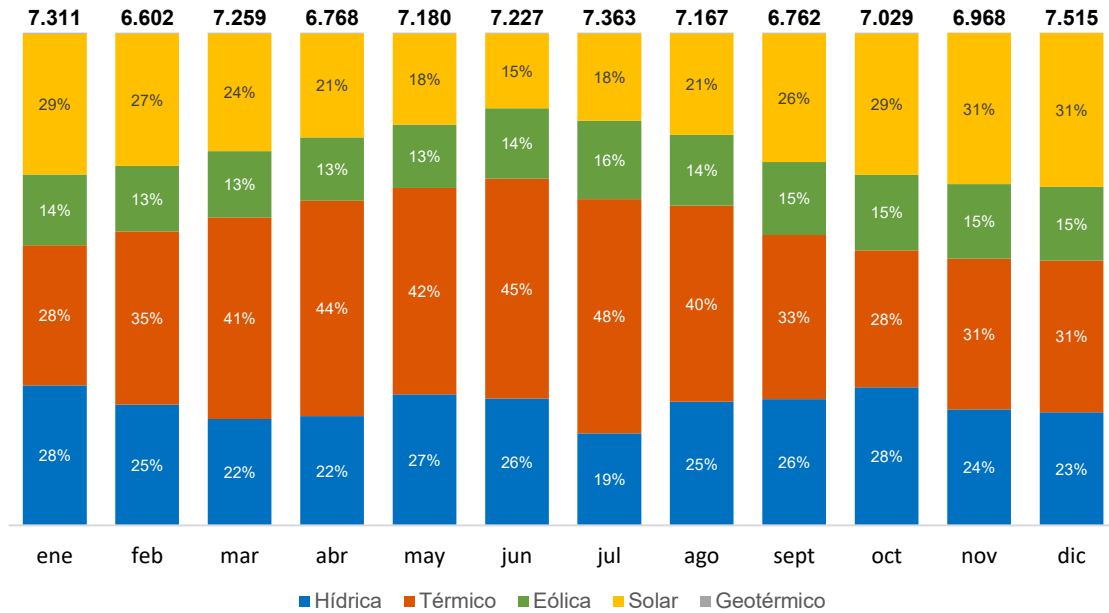


Figura 2: Generación mensual SEN 2025 desagregada por tipo de fuente.

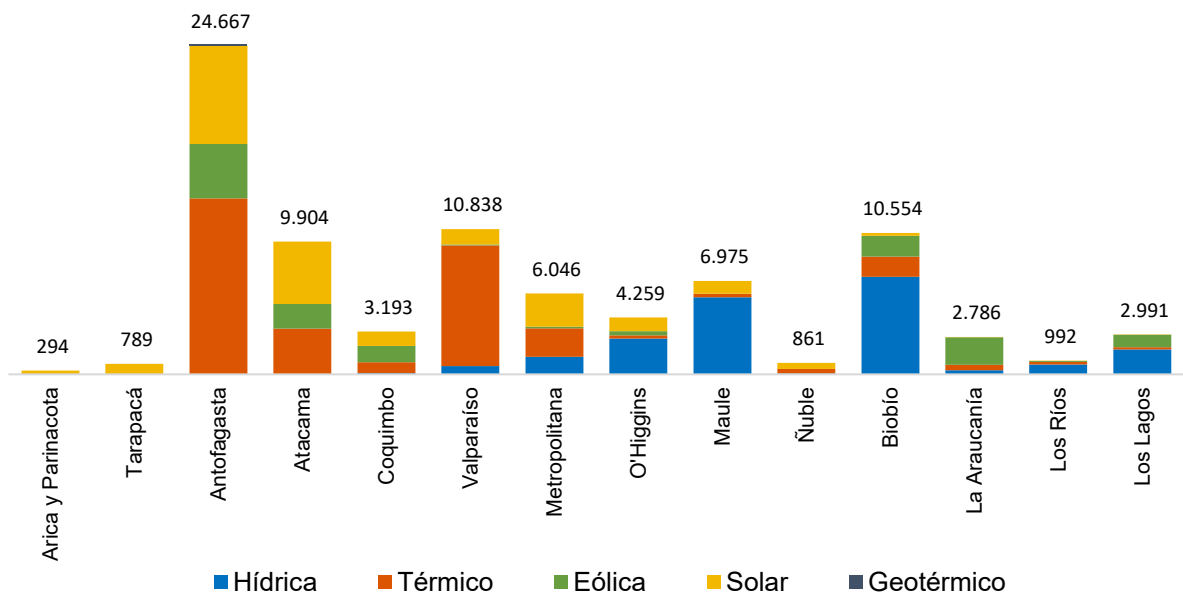


Figura 3: Generación SEN 2025, en GWh, desagregada por Región y tipo de fuente.

## II.4.- GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

La generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC, según Ley 20.257) en el SEN durante el 2025 alcanzó los 37.462,1 GWh, lo que representa una participación del 44% en la generación total, y un aumento del 8,8% respecto de 2024 (34.524,9 GWh). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 20.490,1 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 12.192,9 GWh. La Figura 4 presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2025.

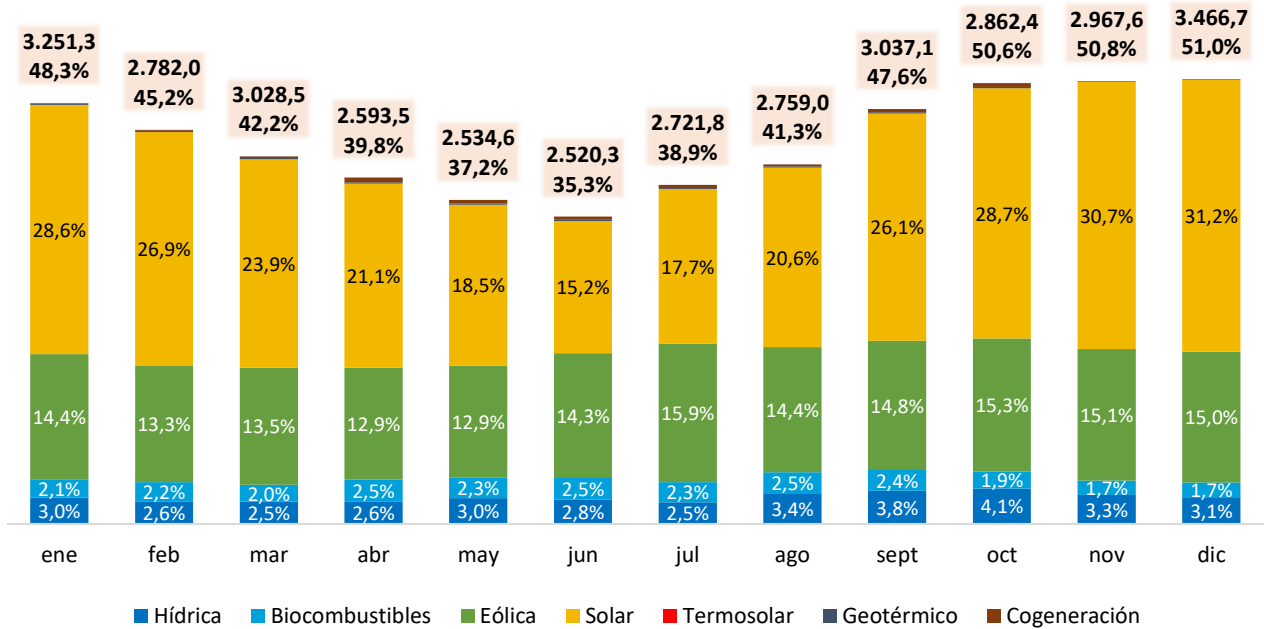


Figura 4: Generación ERNC SEN 2025, desagregada por tipo de fuente.

## II.5.- RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2025 desde el Sistema Eléctrico Nacional se retiraron 79.519,1 GWh en total, representando los clientes regulados un 38,3%, y los clientes libres un 61,7%. Respecto al año 2024 (79.730 GWh), se registra un aumento del 0,01% (ajustado por año 2024 bisiesto).

En las siguientes figuras se presentan los detalles mensuales de estos retiros, por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial, según clasificación en Res. Exta. CNE. N° 247-2018.

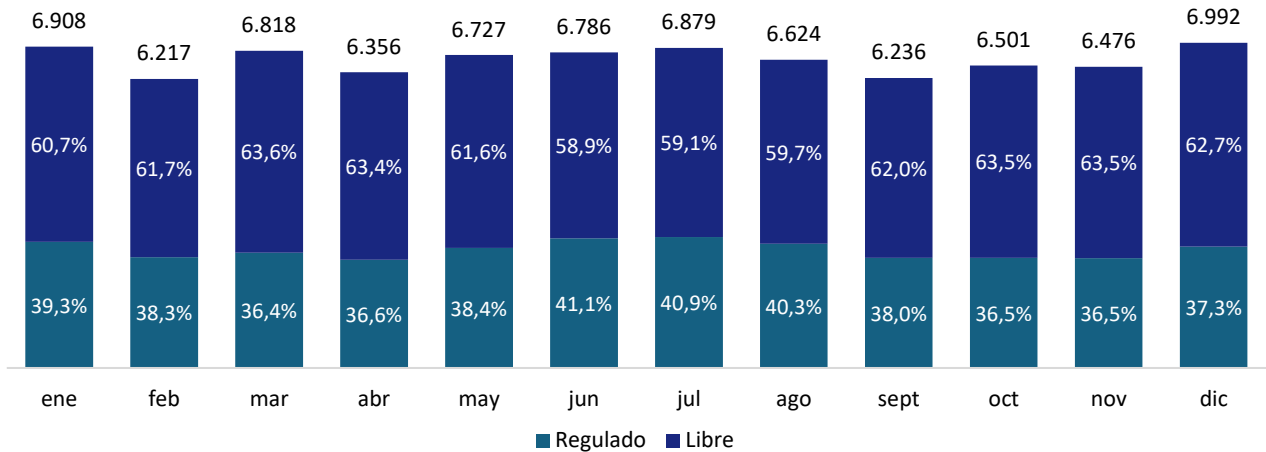


Figura 5: Retiro mensual de energía 2025, por tipo de cliente, en GWh.

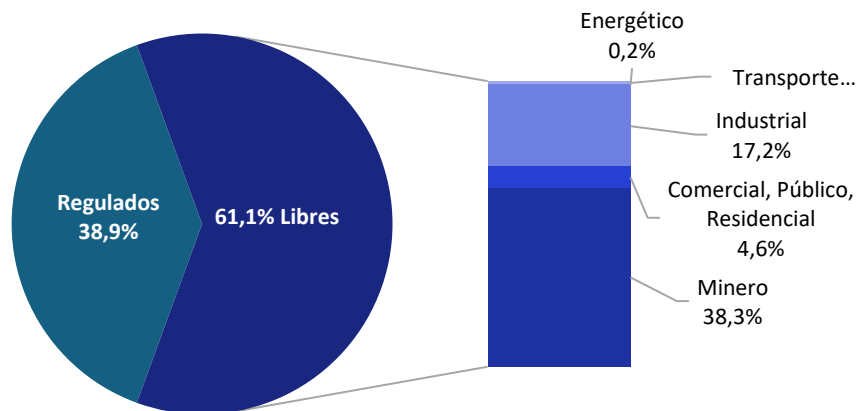


Figura 6: Retiros de energía 2025 por sector industrial.

nota: Clasificación de sector industrial según Res. Exta. CNE. N° 247-2018.

## II.6.- COSTO MARGINAL

A continuación, y para el año 2025, se presenta el Costo Marginal (CMg) promedio mensual de algunas barras representativas del SEN. Además, las Figuras 7 a la 10 muestran las variaciones % con respecto al CMg del mismo mes del año 2024.

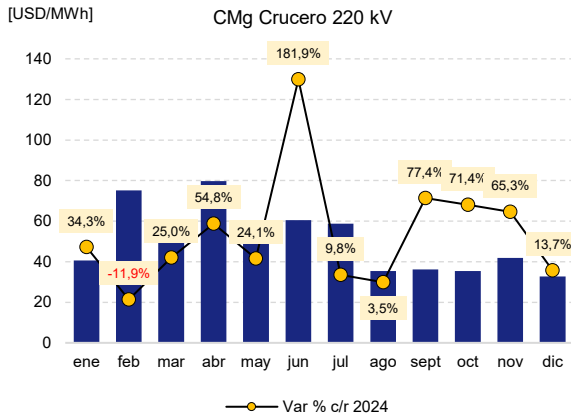


Figura 7: CMg promedio mensual barra Cruceiro 220 kV.

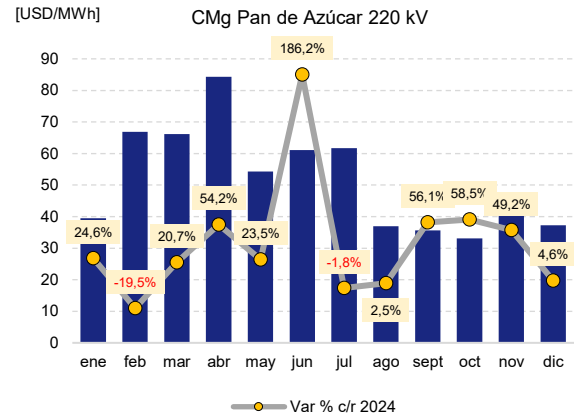


Figura 8: CMg promedio mensual barra Pan de Azúcar 220 kV.

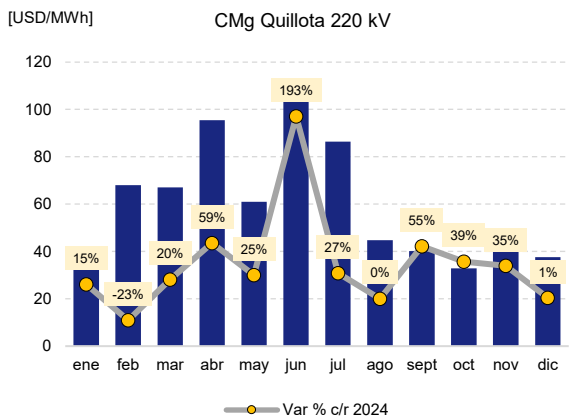


Figura 9: CMg promedio mensual barra Quillota 220 kV.

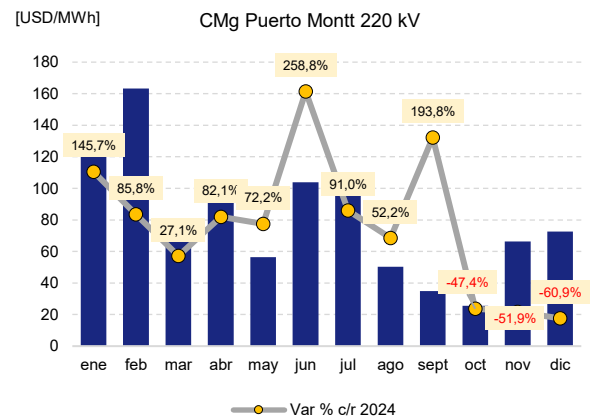


Figura 10: CMg promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV.

## II.7.- INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

Durante 2025 los envíos de energía al SADI Argentino a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes totalizaron 6,73 GWh, mientras que las importaciones hacia Chile a través de esa interconexión totalizaron 0 GWh, lo que resulta en un intercambio neto hacia el Sistema Argentino por un monto de 6,73 GWh.

## II.8.- TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR

Conforme lo indicado en el Anexo Técnico “Programa de Mantenimiento Mayor” de la NTSyCS, se entiende por mantenimiento mayor los trabajos declarados por un periodo mayor a 24 horas continuas. La Tabla 2 presenta los principales trabajos realizados en relación con mantenimiento mayor de unidades generadoras, durante el año 2025, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla 2: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado en el año 2025.

Unidad en Mantenimiento	Duración	Potencia MW	Inicio Efectivo	Fin efectivo
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	114	357,5	10-01-2025	03-05-2025
TER ANGAMOS U1	20	276,9	13-01-2025	01-02-2025
TER TALTAL U1	12	119,4	28-01-2025	08-02-2025
TER SAN ISIDRO CC1-TV	6	164,2	02-02-2025	08-02-2025
TER SAN ISIDRO CC1-TG	6	214,7	02-02-2025	08-02-2025
TER CAMPICHE U1	14	269,7	03-02-2025	16-02-2025
TER NEHUENCO II CC1-TG	1	250,0	08-02-2025	09-02-2025
TER NEHUENCO II CC1-TV	8	148,3	08-02-2025	15-02-2025
TER ATACAMA CC1-TG1	5	111,3	08-02-2025	12-02-2025
TER NEHUENCO II CC1-TG	4	250,0	11-02-2025	15-02-2025
TER NUEVA VENTANAS U1	21	267,1	24-02-2025	16-03-2025
HE PEHUENCHE U1	18	289,0	04-03-2025	21-03-2025
PE EL ARRAYAN (U1-U50)	2	115,0	05-03-2025	06-03-2025
PFV SAN PEDRO	4	104,5	10-03-2025	13-03-2025
TER GUACOLDA U1	26	154,2	12-03-2025	06-04-2025
TER LOS VIENTOS U1	7	129,4	17-03-2025	23-03-2025
HE PANGUE U2	10	233,5	17-03-2025	26-03-2025
TER QUINTERO U1	3	249,9	18-03-2025	21-03-2025
PE CALAMA (U1-U36)	3	163,1	21-03-2025	23-03-2025
HE ANGOSTURA U1	27	138,8	24-03-2025	19-04-2025
HE PANGUE U1	11	233,5	27-03-2025	06-04-2025
HE PEHUENCHE U2	18	286,5	01-04-2025	18-04-2025
HE COLBUN U2	29	232,0	02-04-2025	30-04-2025
TER QUINTERO U1	38	249,9	03-04-2025	11-05-2025
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	1	357,5	04-04-2025	04-04-2025
TER IEM U1	3	377,0	05-04-2025	07-04-2025
TER COCHRANE U1	6	276,1	09-04-2025	14-04-2025
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	1	357,5	09-04-2025	09-04-2025
TER LOS PINOS U1	3	107,7	11-04-2025	13-04-2025
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	3	131,1	18-04-2025	20-04-2025
HE RALCO U1	12	389,5	21-04-2025	02-05-2025
HE ANGOSTURA U2	33	138,8	21-04-2025	23-05-2025
TER NUEVA RENCA CC1-TV	10	170,0	26-04-2025	05-05-2025

Unidad en Mantenimiento	Duración	Potencia MW	Inicio Efectivo	Fin efectivo
TER NUEVA RENCA CC1-TG	10	210,0	26-04-2025	05-05-2025
HE RALCO U2	12	391,0	05-05-2025	16-05-2025
HE COLBUN U1	18	231,2	05-05-2025	22-05-2025
TER GUACOLDA U3	13	153,9	06-05-2025	18-05-2025
TER MEJILLONES CTM3-TG	13	158,4	09-05-2025	21-05-2025
TER TALTAL U2	5	119,5	10-05-2025	14-05-2025
PFV BOLERO	6	138,2	20-05-2025	25-05-2025
TER GUACOLDA U5	9	156,2	23-05-2025	31-05-2025
TER ATACAMA CC1-TG1	9	111,3	27-05-2025	04-06-2025
TER ATACAMA CC2-TV	2	119,0	05-06-2025	06-06-2025
TER COCHRANE U2	12	276,5	05-06-2025	16-06-2025
TER QUINTERO U1	5	249,9	07-06-2025	11-06-2025
TER QUINTERO U2	6	249,9	12-06-2025	17-06-2025
TER NEHUENCO CC1-TG	7	217,7	14-06-2025	20-06-2025
TER NEHUENCO CC1-TV	7	117,7	14-06-2025	20-06-2025
TER GUACOLDA U4	2	154,1	28-06-2025	29-06-2025
TER NEHUENCO II CC1-TG	41	250,0	05-07-2025	14-08-2025
TER GUACOLDA U1	5	154,2	05-07-2025	09-07-2025
TER NEHUENCO II CC1-TG	5	250,0	07-07-2025	11-07-2025
TER NEHUENCO II CC1-TV	5	148,3	07-07-2025	11-07-2025
HE EL TORO U2	7	112,0	07-07-2025	13-07-2025
PE SIERRA GORDA ESTE (U1-U56)	5	112,0	10-07-2025	14-07-2025
TER ATACAMA CC1-TG1	2	111,3	19-07-2025	20-07-2025
TER MEJILLONES CTM3-TG	3	158,4	20-07-2025	22-07-2025
HE ANTUCO U1	7	165,0	21-07-2025	27-07-2025
TER CARDONES U1	1	154,9	28-07-2025	29-07-2025
HE EL TORO U1	7	113,4	28-07-2025	03-08-2025
TER ATACAMA CC1-TG2	4	121,8	01-08-2025	04-08-2025
TER QUINTERO U1	10	249,9	11-08-2025	21-08-2025
TER GUACOLDA U4	8	154,1	14-08-2025	21-08-2025
TER CANDELARIA U1	4	125,1	14-08-2025	17-08-2025
HE ANTUCO U2	10	165,0	18-08-2025	27-08-2025
TER TALTAL U2	5	119,5	20-08-2025	24-08-2025
TER GUACOLDA U2	26	145,4	22-08-2025	16-09-2025
TER TALTAL U1	4	119,4	25-08-2025	28-08-2025
HE EL TORO U3	7	113,4	25-08-2025	31-08-2025
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	84	131,1	01-09-2025	23-11-2025
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	60	264,6	01-09-2025	30-10-2025
TER ATACAMA CC2-TG2	4	118,6	01-09-2025	04-09-2025
TER ATACAMA CC2-TV	8	119,0	01-09-2025	08-09-2025

Unidad en Mantenimiento	Duración	Potencia MW	Inicio Efectivo	Fin efectivo
HE EL TORO U4	7	113,4	01-09-2025	07-09-2025
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	12	357,5	02-09-2025	13-09-2025
TER HORNITOS U1	30	174,3	08-09-2025	07-10-2025
HE EL TORO U1	4	113,4	09-09-2025	12-09-2025
TER ANGAMOS U2	7	281,3	20-09-2025	26-09-2025
TER NUEVA RENCA CC1-TV	14	170,0	21-09-2025	05-10-2025
TER NUEVA RENCA CC1-TG	14	210,0	21-09-2025	05-10-2025
TER CARDONES U1	28	154,9	23-09-2025	20-10-2025
TER ATACAMA CC1-TG2	69	121,8	29-09-2025	06-12-2025
TER MEJILLONES CTM3-TG	65	158,4	10-10-2025	13-12-2025
TER KELAR CC1-TG1	5	180,1	13-10-2025	17-10-2025
TER KELAR CC1-TG2	5	177,1	13-10-2025	17-10-2025
TER KELAR CC1-TV	5	170,8	13-10-2025	17-10-2025
TER LOS GUINDOS U2	10	138,1	13-10-2025	22-10-2025
TER GUACOLDA U5	27	156,2	16-10-2025	11-11-2025
TER SAN ISIDRO CC1-TV	73	164,2	20-10-2025	31-12-2025
TER SAN ISIDRO CC1-TG	73	214,7	20-10-2025	31-12-2025
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	4	264,6	30-10-2025	02-11-2025
TER COCHRANE U1	21	276,1	05-11-2025	25-11-2025
TER NEHUENCO CC1-TG	32	217,7	08-11-2025	09-12-2025
TER NEHUENCO CC1-TV	32	117,7	08-11-2025	09-12-2025
TER CANDELARIA U1	10	125,1	10-11-2025	19-11-2025
TER ATACAMA CC1-TG1	5	111,3	13-11-2025	17-11-2025
TER ATACAMA CC1-TV	8	136,1	13-11-2025	20-11-2025
TER GUACOLDA U4	20	154,1	13-11-2025	02-12-2025
TER CAMPICHE U1	22	269,7	15-11-2025	06-12-2025
TER LOS PINOS U1	36	107,7	17-11-2025	22-12-2025
PFV SANTA ISABEL	5	170,2	17-11-2025	21-11-2025
PE LOS OLMOS (U1-U23)	2	111,9	18-11-2025	20-11-2025
TER CANDELARIA U2	9	124,7	20-11-2025	28-11-2025
TER GUACOLDA U3	26	153,9	03-12-2025	28-12-2025
PE EL ARRAYAN (U1-U50)	3	115,0	06-12-2025	08-12-2025
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	18	357,5	07-12-2025	24-12-2025
TER NEHUENCO II CC1-TG	13	250,0	13-12-2025	25-12-2025
TER NEHUENCO II CC1-TV	13	148,3	13-12-2025	25-12-2025
TER SANTA MARIA U1	7	374,0	13-12-2025	19-12-2025
PE MALLECO SUR	5	135,2	15-12-2025	19-12-2025

## II.9.- COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El costo de operación del SEN, obtenido como el producto entre la generación horaria de cada central térmica (real y/o programada) y su respectivo costo variable, corresponde a 1.704,7 MMUSD para el año 2025, un 2,3% mayor a los MMUSD 1.670,4 de 2024. Los costos mensuales se resumen en la Tabla 3:

Tabla 3: Costo de Operación del SEN del año 2025.

Costo de Operación del Sistema (millones de USD)		
Mes	Costo de Operación Programado	Costo de Operación Real
ene-25	101,17	109,89
feb-25	112,92	124,06
mar-25	148,92	166,71
abr-25	152,25	192,17
may-25	145,98	181,97
jun-25	169,85	194,11
jul-25	187,22	196,33
ago-25	145,85	139,13
sept-25	106,25	106,08
oct-25	91,67	87,80
nov-25	94,18	101,73
dic-25	92,22	104,14
<b>Promedio</b>	129,04	142,01
<b>Total</b>	<b>1.548,47</b>	<b>1.704,11</b>

Adicionalmente, en la Figura 11 se presentan las desviaciones entre el costo de operación determinado en el proceso de programación diaria y el costo de operación real, para el año 2025.

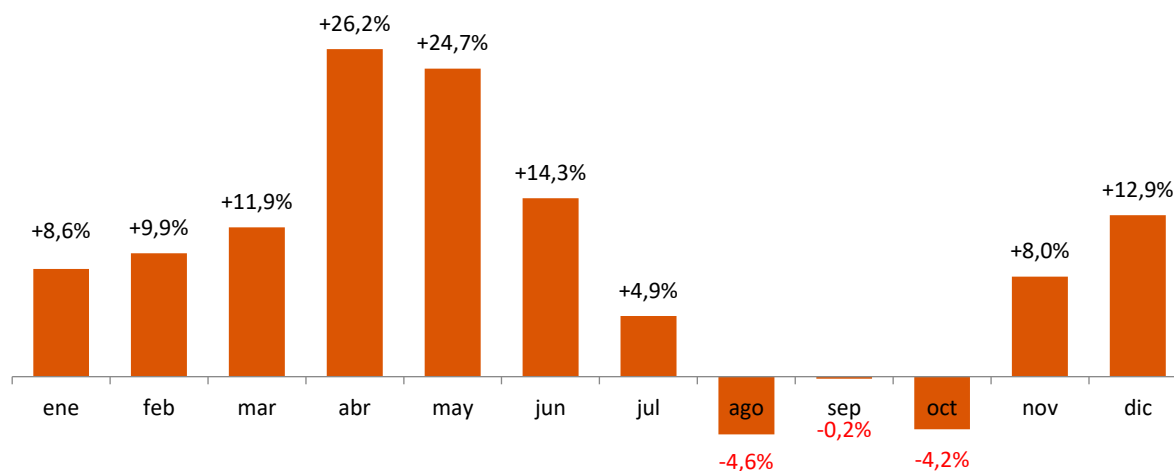


Figura 11: Desviación real vs programado, por mes, del costo de operación térmico del SEN, año 2025.

La Figura 12 muestra los pagos laterales unitarios correspondientes a los Servicios Complementarios (SSCC), y los pagos laterales relacionados al Balance de Energía, que incluye los sobrecostos de energía, sobrecostos de partida y detención, y compensación de precio nudo y precio estabilizado.

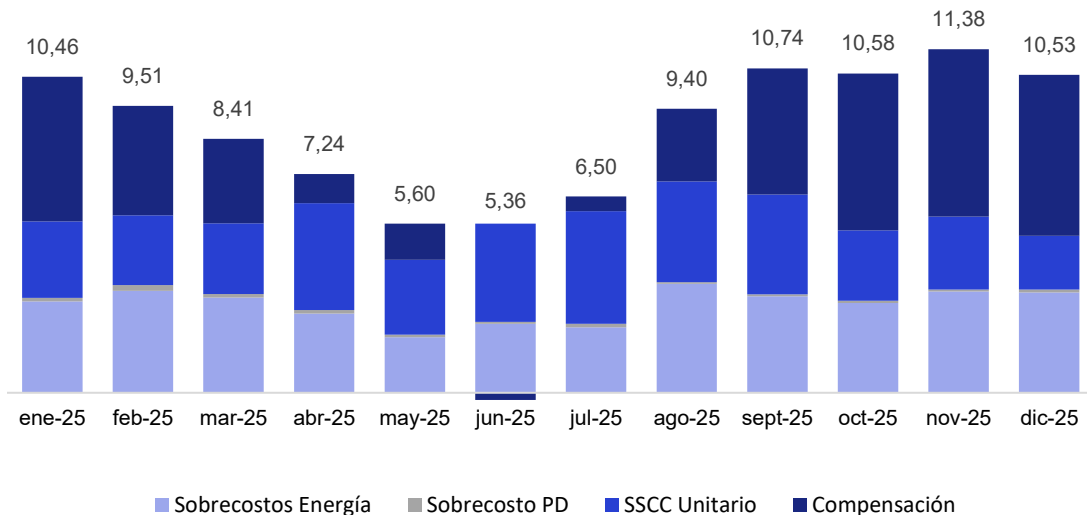


Figura 12: Pagos Laterales Unitarios de Energía y Servicios Complementarios, año 2025, en CLP/kWh.

## II.10.- REDUCCIONES DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA

En base al registro de instrucciones de reducción de generación renovable variable ERV (Energía Renovable Variable, eólica y solar) se ha estimado el monto de energía que no pudo ser inyectada al SEN producto de congestiones de tramos de la zona norte y sur del sistema eléctrico, o bien como resultado de un excedente generalizado de oferta, particularmente en días de baja demanda.

La Figura 13 muestra la distribución mensual de reducciones según fuente de generación, alcanzando un total acumulado anual de 6.084 GWh.

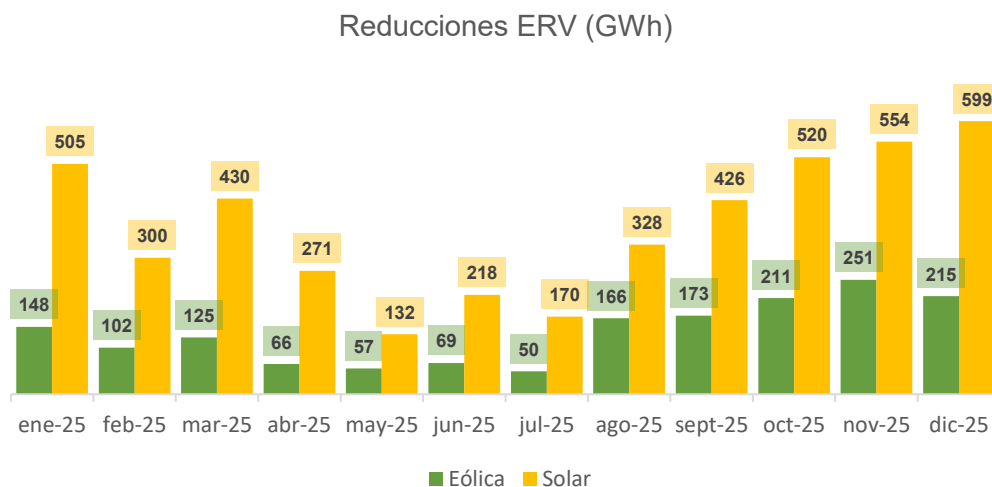


Figura 13: Reducción ERV en el SEN, año 2025.

## II.11.- NIVELES DE TRANSFERENCIAS POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Desde la Figura 14 a la Figura 19 se muestran curvas de duración e histogramas de los tramos del sistema de transmisión que estuvieron expuestos a una mayor incidencia de congestiones, y por lo cual se debieron tomar medidas operativas para controlar su transferencia a los límites establecidos para su debida operación con criterio N-1 (límites térmicos de líneas, capacidad de elementos series, entre otros, según lo establecido en el Estudio de Restricción del Sistema de Transmisión del año 2025).

En la siguiente tabla se muestra la cantidad de eventos de congestión que tuvieron las líneas, como cantidad de horas desacopladas del sistema para el año 2025.

Tabla 4: Líneas de transmisión con eventos de congestión durante el año 2025.

Línea de transmisión	Eventos	Horas
EL PEÑÓN 110 -> LA RUCA 110	338	2.771
LASTARRIA 220 -> CIRUELOS 220	290	1.797
POLPAICO 500 -> NUEVA PAN DE AZÚCAR 500	319	1.305
KIMAL 220 -> MARÍA ELENA 220	143	1.057
CHARRÚA 154 -> LOS ÁNGELES 154	169	710
CHARRÚA 220 -> SANTA CLARA 220	152	587

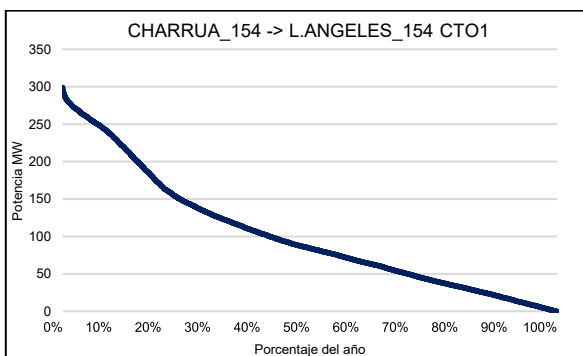


Figura 14: Transferencias Tramo Charrúa 154 kV – Los Ángeles 154 kV circuito 1.

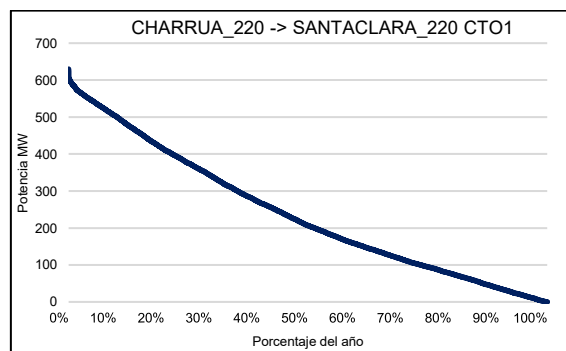


Figura 15: Transferencias Tramo Charrúa 220 kV – Santa Clara 220 kV circuito 1.

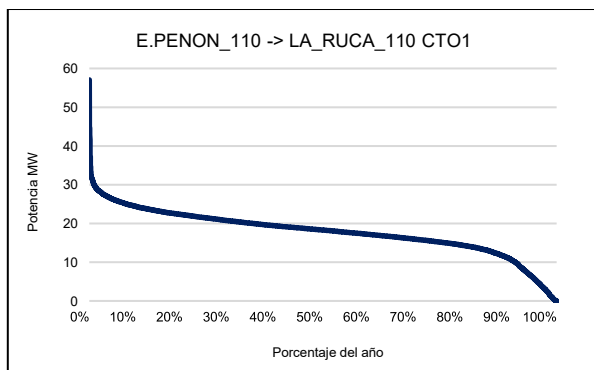


Figura 16: Transferencias Tramo El Peñón 110 kV – La Ruca 110 kV circuito 1.

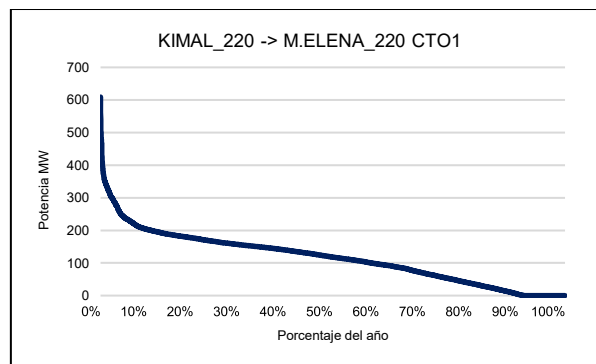


Figura 17: Transferencias Tramo Kimal 220 kV – María Elena 220 kV circuito 1.

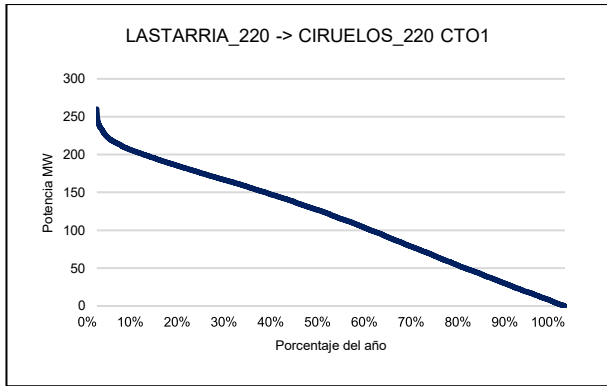


Figura 18: Transferencias Tramo Lastarria 220 kV – Ciruelos 220 kV, circuito 1.

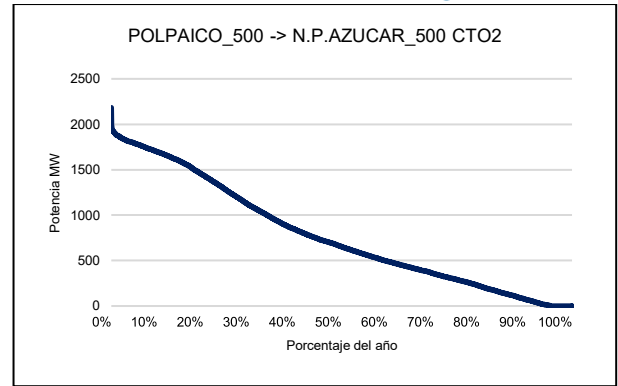


Figura 19: Transferencias Tramo Polpaico 500 kV – Nueva Pan de Azúcar 500 kV, circuito 2.

## II.12.- GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES

Para el período marzo 2026 a enero 2027, la planificación de la operación prevé abastecer la demanda de energía de acuerdo con las participaciones mostradas en los siguientes gráficos, que consideran para la estimación de caudales a centrales hidroeléctricas, lo siguiente:

- Marzo 2026: Pronóstico de deshielo N° 15.
- Abril 2026 – Enero 2027: Caudales estadísticos según hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

En la elaboración de este programa se han considerado los mantenimientos actualizados a marzo de 2026. Adicionalmente no se considera en todo el periodo de análisis la disponibilidad de Gas Natural importado desde Argentina.

Desde la Figura 20 a la Figura 22 se muestra el abastecimiento de energía esperado para los escenarios de hidrología seca, media y húmeda, como también la energía generada mensual (en GWh).

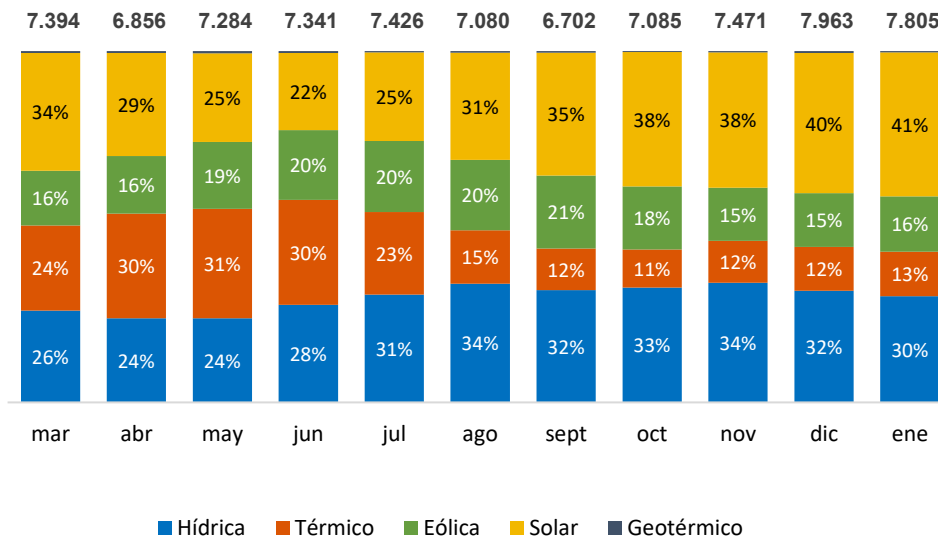


Figura 20: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología seca.

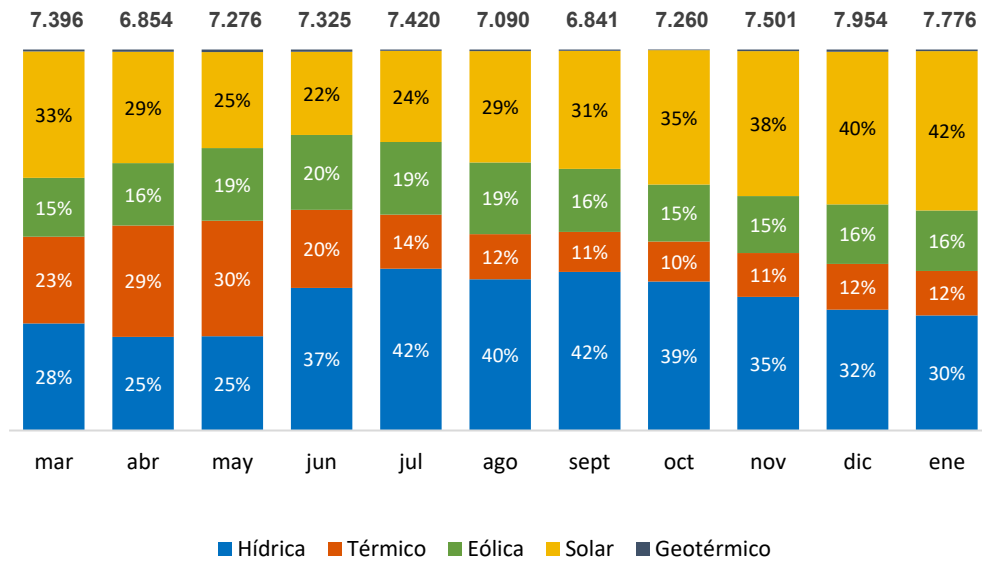


Figura 21: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología media.

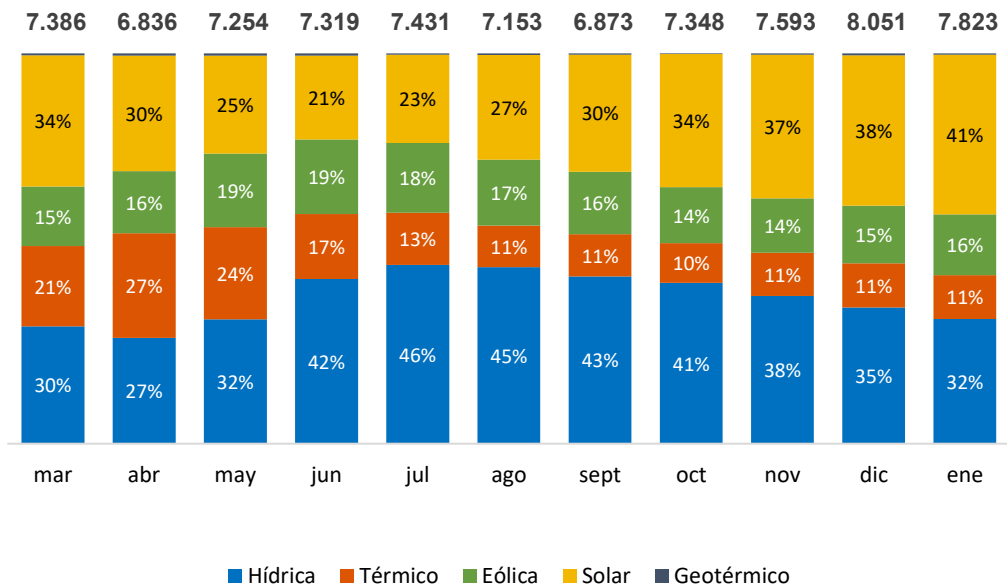


Figura 22: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología húmeda.

La Tabla 5 resume el porcentaje de participación promedio esperado por tecnología y por hidrología, para la ventana marzo-26 a enero-27.

Tabla 5: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio	TIPO DE HIDROLOGÍA		
	Seca (Prob Exc 90%)	Media (Prob Exc 50%)	Húmeda (Prob Exc 20%)
Hídrica	29,76%	34,04%	37,33%
Térmica	19,34%	16,72%	15,01%
Eólica	17,76%	16,93%	16,21%
Solar	32,68%	31,87%	31,02%
Geotérmica	0,46%	0,43%	0,43%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

### II.13.- COSTO MARGINAL PROYECTADO

A continuación, desde la Figura 23 a la Figura 26, se presentan la proyección de costos marginales, utilizando el promedio de hidrología seca, media y húmeda, para barras representativas del Sistema Eléctrico Nacional según Programa de Operación vigente a la fecha de emisión de este informe.

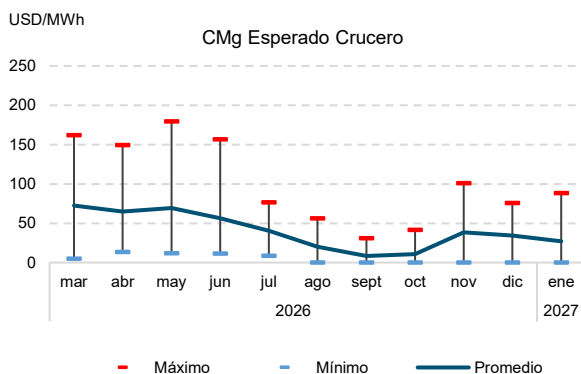


Figura 23: Costo Marginal proyectado en barra Cruceiro 220 kV

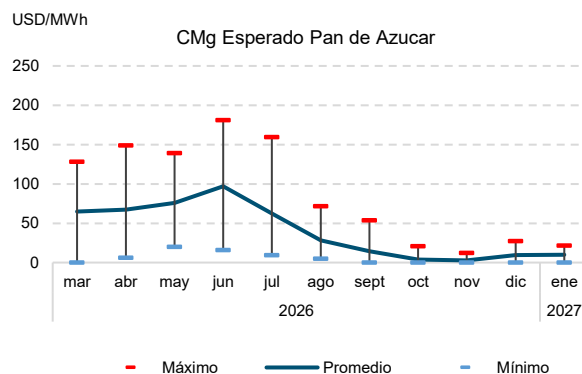


Figura 24: Costo Marginal proyectado en barra Pan de Azúcar 220 kV

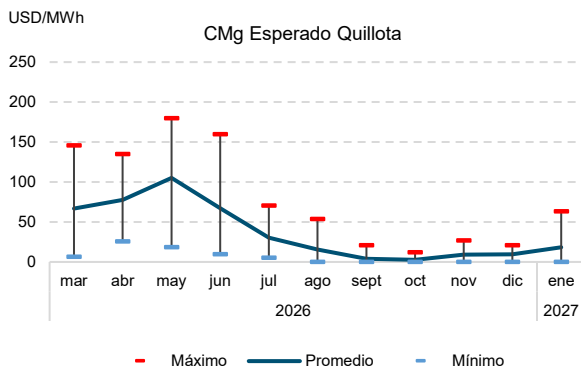


Figura 25: Costo Marginal proyectado en barra Quillota 220 kV

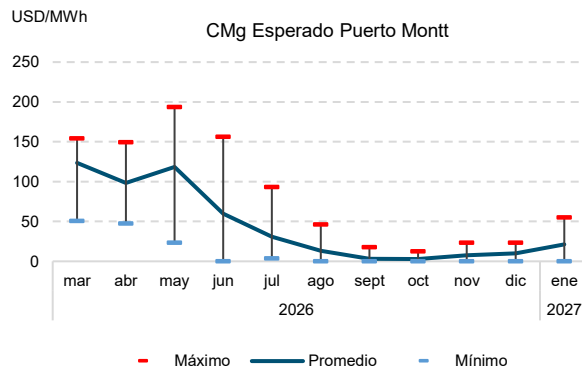


Figura 26: Costo Marginal proyectado en barra Puerto Montt 220 kV

### III.- CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN

El presente capítulo contiene el comportamiento de los índices frecuencia y tensión en el sistema eléctrico nacional durante el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2025, y la comparación con los estándares establecidos por la normativa vigente.

En lo sucesivo, el análisis del SEN considera su segmentación en 4 grandes zonas, con la siguiente cobertura regional indicada para cada una de ellas.

- |   |   |   |   |
|---|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Norte Grande</b></li> </ul> | Arica y Parinacota<br>Tarapacá<br>Antofagasta | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Centro</b></li> </ul> | Valparaíso<br>Metropolitana<br>O'Higgins<br>Maule     |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Norte Chico</b></li> </ul>  | Atacama<br>Coquimbo                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sur</b></li> </ul>    | Ñuble<br>Biobío<br>Araucanía<br>Los Ríos<br>Los Lagos |

#### III.1.- CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante el año 2025, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que durante este año se presentó una hidrología seca que alcanzó una Probabilidad de Excedencia del 93,8% con un aporte hidráulico menor al 60% haciéndose exigible, en consecuencia, el cumplimiento de las bandas para esa condición.

Tabla 6: Desempeño Mensual de Control de Frecuencia 2025.

	$49,3 \leq f \text{ [hz]} < 49,8$	$49,8 \leq f \text{ [hz]} \leq 50,2$	$50,2 < f \text{ [hz]} \leq 50,7$
<b>Aporte hídrico &lt; 60%</b>	<b>1,5%</b>	<b>97,0%</b>	<b>1,5%</b>
<b>Enero</b>	0,77%	98,38%	0,85%
<b>Febrero</b>	1,19%	97,53%	0,90%
<b>Marzo</b>	1,37%	97,37%	0,87%
<b>Abril</b>	1,35%	97,44%	1,20%
<b>Mayo</b>	0,97%	98,27%	0,75%
<b>Junio</b>	0,82%	98,41%	0,76%
<b>Julio</b>	1,33%	97,69%	0,98%
<b>Agosto</b>	1,69%	97,58%	0,74%
<b>Septiembre</b>	0,94%	98,66%	0,40%
<b>Octubre</b>	1,17%	98,29%	0,54%
<b>Noviembre</b>	1,17%	98,07%	0,75%
<b>Diciembre</b>	1,42%	97,71%	0,87%

### III.2.- CONTROL DE TENSIÓN

El artículo 5-24 de la NTSyCS establece lo siguiente:

“El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV]”

A efectos de medir el cumplimiento del artículo mencionado, un conjunto de Barras representativas del SEN es evaluada mensualmente, utilizando los registros de tensión disponibles en el SITR. Para realizar dicha evaluación, se ha definido que la tensión en las barras de control debe permanecer en las bandas descritas previamente al menos un 95% del período de evaluación, siendo este período el correspondiente a un mes calendario.

A continuación, se presenta el porcentaje de permanencia de tensión dentro de la banda permitida por la norma, desagregado según nivel de tensión de servicio (Vss). Los cumplimientos se miden con las tensiones de servicio vigentes a 2025. En el caso de las barras de la zona Centro Sur en 500 kV se aprecia una mayor incidencia de tiempo en que la tensión se encuentra fuera de la banda, sin perjuicio de lo anterior al analizar en detalle las sobretensiones que explican esta situación, se observa que el grueso de los excesos sobre la banda se encuentra en el intervalo 1.03 a 1.035 p.u. A modo de ejemplo, en el caso del mes de septiembre, si se ajusta el rango al intervalo señalado, el porcentaje de tiempo dentro de la banda pasa de un 68% a un 89%. Finalmente, resulta oportuno señalar que los valores de tensión de servicio de las barras Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel se encuentran cercanas a la tensión nominal por lo que el no encontrarse dentro de banda, desde el punto de vista de la seguridad del sistema no implica situaciones particularmente riesgosas, lo cual queda refrendado con las gráficas de los niveles de cumplimiento en las barras de 220 kV en la zona Centro Sur.

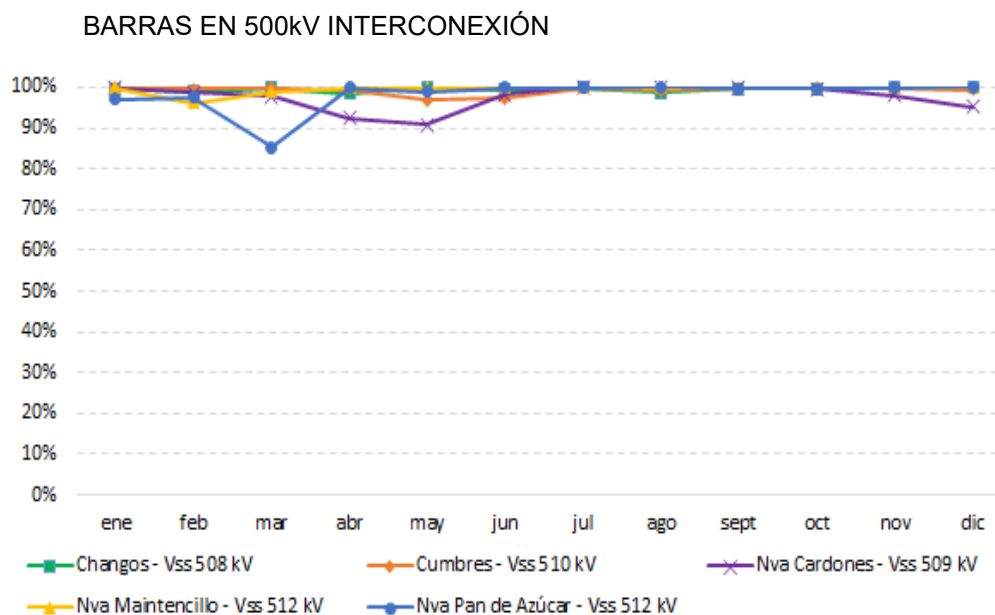


Figura 27: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

### BARRAS EN 500 kV CENTRO SUR

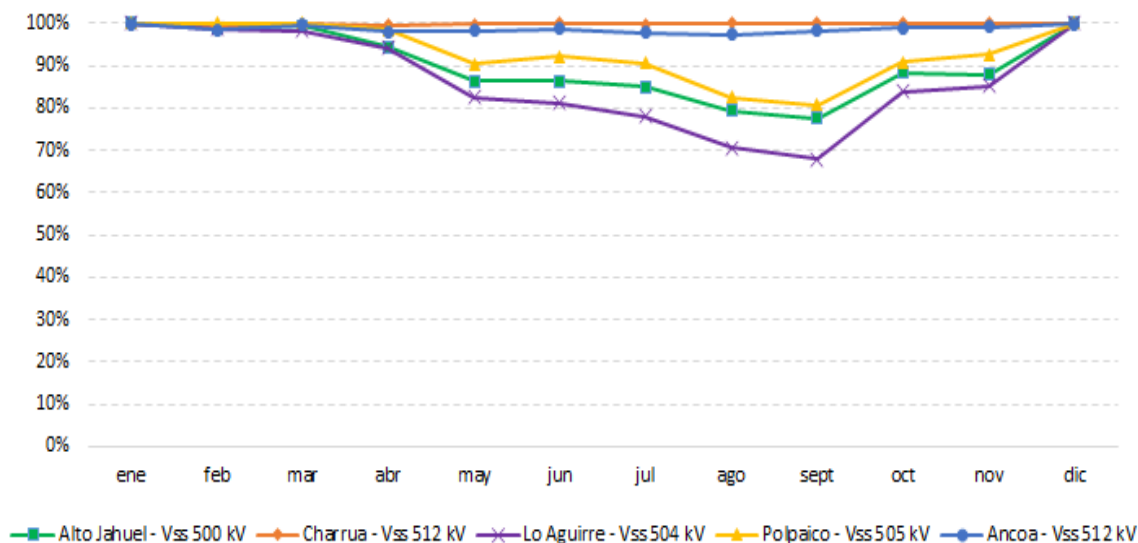


Figura 28: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV centro.

### BARRAS EN 220 kV SEN NORTE GRANDE

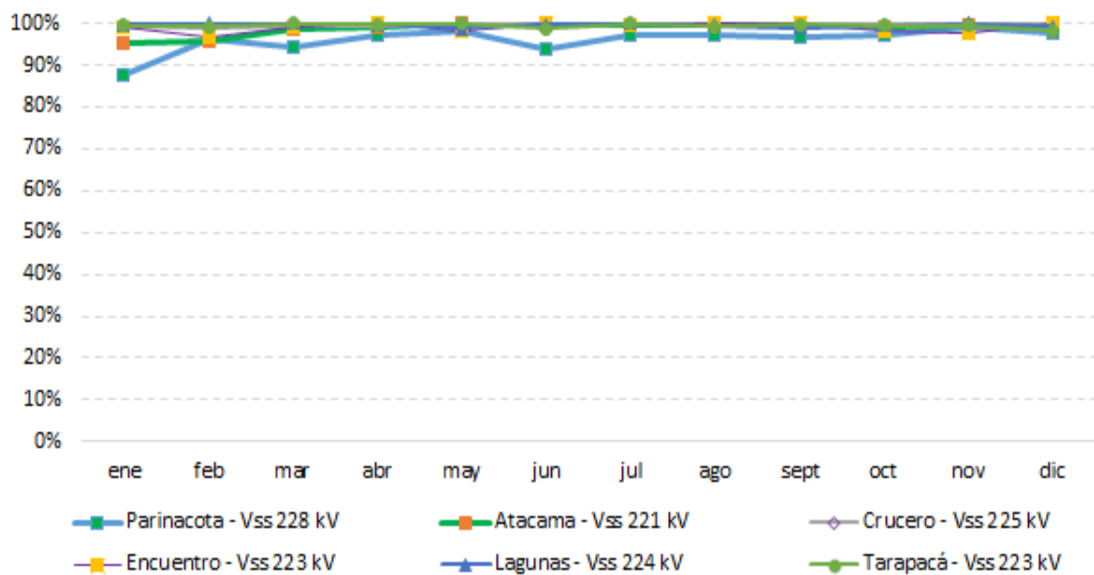


Figura 29: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

### BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

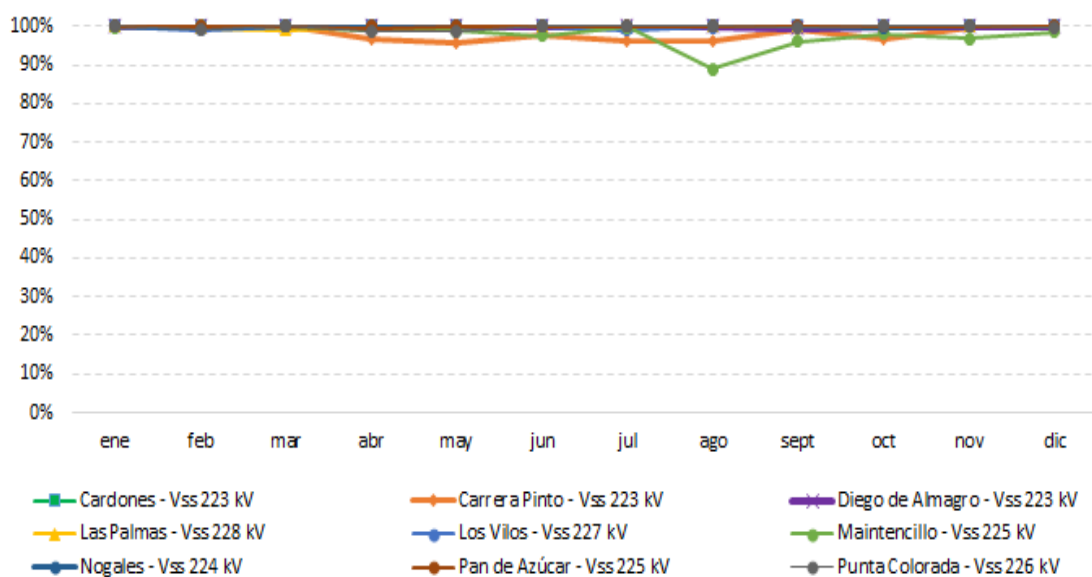


Figura 30: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

### BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

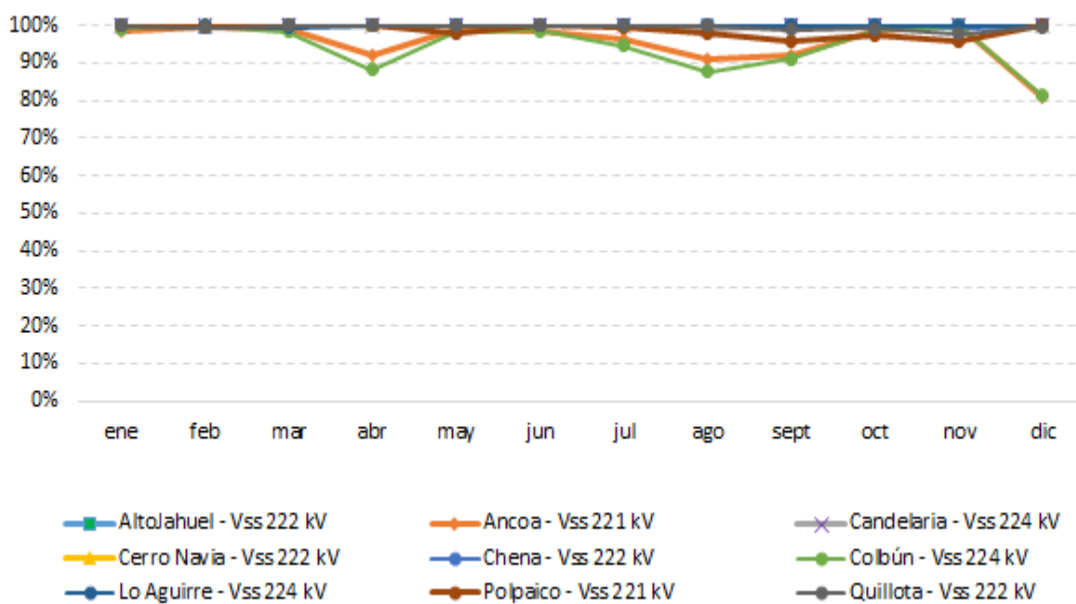


Figura 31: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

### BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

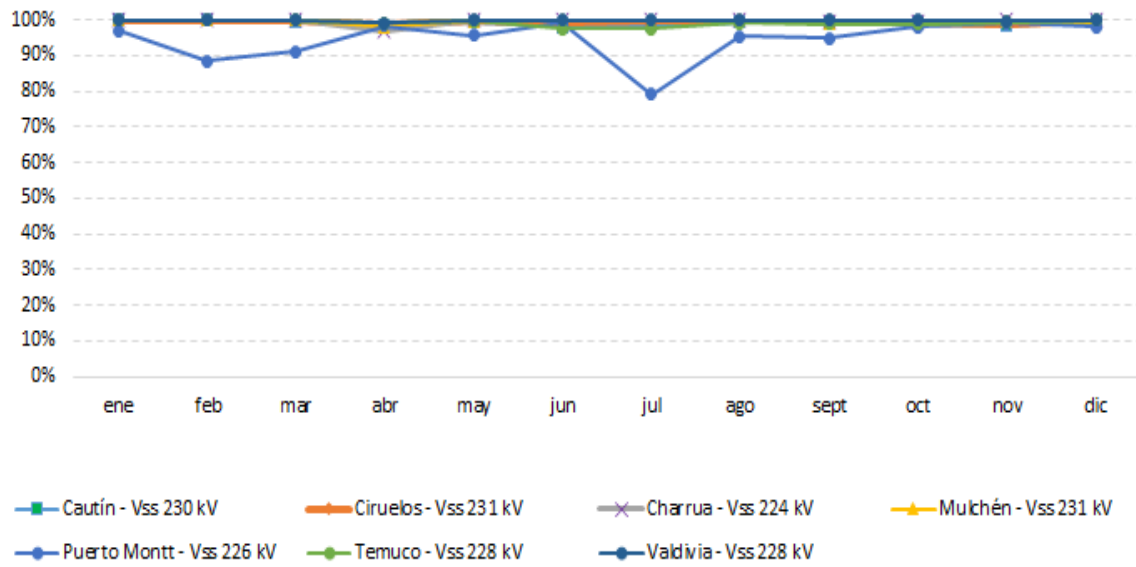


Figura 32: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur

## IV.- SEGURIDAD DEL SEN

### IV.1.- ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK

El artículo 5-62 de la NTSyCS establece que las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación real registrada, definidos como:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kWtot_i}$$

$$TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i Tfs_i}{kWtot_i}$$

en donde,

- n: Número de interrupciones en el período,
- kWfs<sub>i</sub>: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW], Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”,
- kWtot<sub>i</sub>: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- Tfs<sub>i</sub>: Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el CDC autoriza la normalización del suministro.
- FMIK: Frecuencia Media de Interrupción, definido como el número promedio de interrupciones de suministro de electricidad que ocurren en el año (medido en (veces/año)
- TTIK: Tiempo Total de Interrupción, definido como la duración total de las interrupciones del suministro en un período determinado (medido en horas/año).

A continuación, se presentan los índices de continuidad correspondientes a ventanas móviles de 12 meses que se indica (cumplidos al cierre de cada mes del año 2025), junto con la cantidad de interrupciones acumuladas registradas en los respectivos periodos.

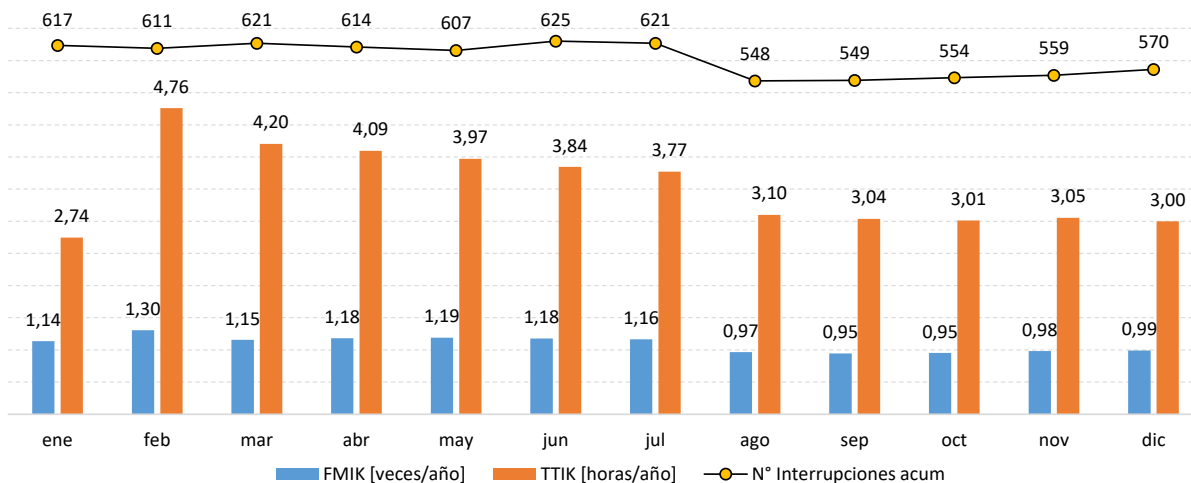


Figura 33: Índices de continuidad SEN 2025

nota: N° de EAF en cada ventana móvil con cierre al respectivo mes.

#### IV.2.- ESTADÍSTICAS DE FALLAS

A continuación, se presenta el resumen mensual estadístico de las fallas que derivaron en la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF) conforme la NTSyCS, y que en 2025 alcanzaron 570 EAF.

#### IV.3.- PÉRDIDAS DE CONSUMO

La siguiente figura presenta la pérdida de consumo mensual (Energía No Suministrada) originada en fallas que causaron pérdida de consumos por un tiempo mayor a 3 minutos y, en el gráfico de línea, la cantidad de estos eventos o fallas (EAF) del respectivo mes, utilizados en el cálculo del KPI - CNE sobre Energía No Suministrada.

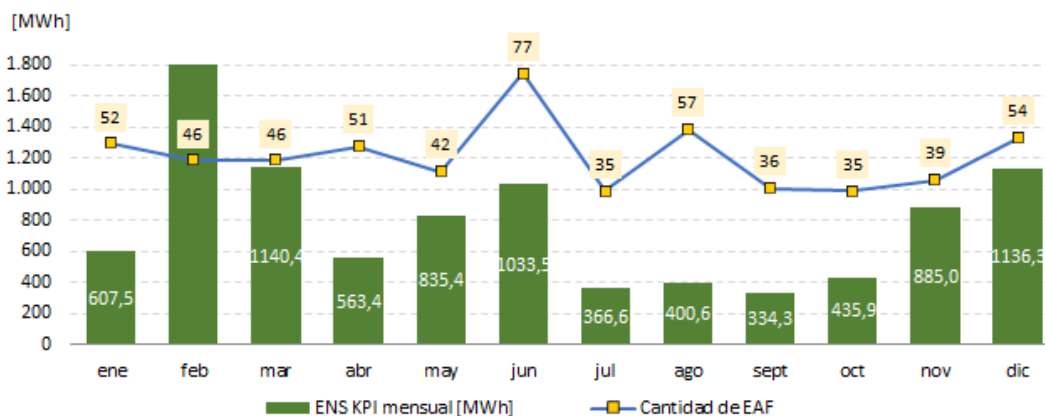


Figura 34: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2025.

#### IV.4.- ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se muestra la Energía No Suministrada (ENS) acumulada a partir del mes de enero 2025 (para el acumulado febrero 2024 – enero 2025), y el porcentaje respecto de las ventas móviles acumuladas 2025 del SEN, en base a todos los EAF elaborados durante el año, disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico.

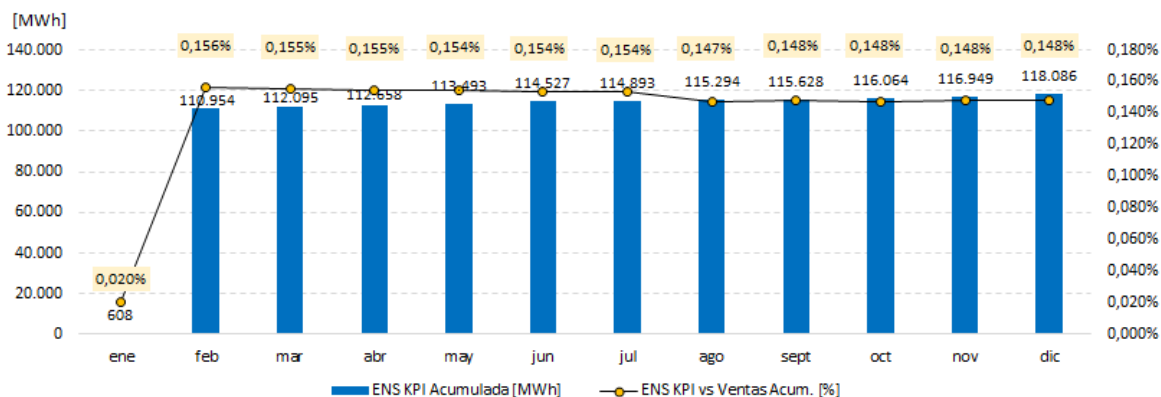


Figura 35: Energía no suministrada acumulada.

## V.- CUMPLIMIENTO NORMATIVO EMPRESAS COORDINADAS

---

A continuación, se presenta un resumen del cumplimiento normativo de las empresas coordinadas del Sistema Eléctrico Nacional. Mayores detalles sobre esta materia pueden ser consultados en el informe anual de cumplimiento de Coordinados según lo establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), publicado en el sitio web del Coordinador.

Para efectos de cuantificar la Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión, el Coordinador efectúa el cálculo de los índices de indisponibilidad forzada y programada en unidades de generación, transformadores de poder, líneas de transmisión y equipos de compensación. La metodología de cálculo de los índices se realiza de acuerdo con lo dispuesto en el Título 5-12 de la NTSyCS.

La evaluación del cumplimiento indicado y que se expone en las siguientes gráficas, ha sido realizada sobre la base de la información estadística del período enero 2021 – diciembre 2025.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, no se consideraron instalaciones con menos de 5 años de historia desde su puesta en servicio, ni equipos conectados a niveles de tensión inferiores a 23 kV.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 5-53, 5-54 y 5-55 y de la NTSyCS, el cálculo de los índices de indisponibilidades de Generación-Transmisión se realiza mensualmente y sus resultados quedan a disposición de los interesados en el sitio web del Coordinador. El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2025.

### V.1.- ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

De acuerdo con el artículo 5-54 de la NTSyCS se tiene la siguiente definición de índices para unidades o parques generadores:

**HPROg:** Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.

**HFORg:** Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

**FFORg:** Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

Sobre un universo de 616 unidades generadoras, de las cuales 471 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo se presentan a continuación, en la Figura 36, las estadísticas asociadas a estos indicadores al cierre de 2025, visualizándose una disminución en el nivel de cumplimiento de los índices señalados respecto de 2024. En efecto, mientras el índice HPROg disminuye su nivel de cumplimiento en un 9,1%, los índices HFORg y FFORg lo hacen en un 2,7% y 3,8%, respectivamente. Para fines de contextualizar estas variaciones, se presenta a continuación un cuadro resumen por tecnología incluido en el punto sobre Indisponibilidad de Generación del Estudio de Continuidad de Suministro 2025, informe elaborado por el Coordinador Eléctrico y disponible en su sitio WEB.

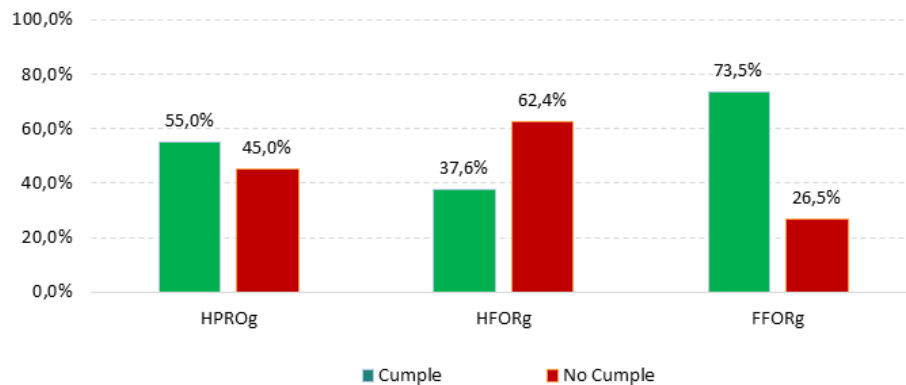


Figura 36: Cumplimiento de Índices de Generación.

Tabla 7: Resumen de estadísticas de indisponibilidad de generación para el SEN (fuente: Estudio de Continuidad de Suministro 2025)

Sistema	N° Elementos	Indicador	Promedio	Desviación Estándar	Mu	Sigma	Lambda	Percentil 0.8
Embalse	29	HProg	92,5	55,7	4,38	0,54		125,5
Embalse	29	HForG	40,5	69,5	2,84	1,26		49,8
Embalse	29	FForg	1,1	0,8			0,88	1,8
Pasada	132	HProg	91,2	124,1	4	1,05		132,3
Pasada	132	HForG	121,7	252,2	3,17	2,03		131,1
Pasada	132	FForg	1,1	1			0,9	1,8
Vapor	54	HProg	100,2	79,7	3,87	1,68		196,1
Vapor	54	HForG	182,9	205,4	4,32	1,69		312,2
Vapor	54	FForg	1,7	1,6			0,59	2,7
Turbina Gas	44	HProg	75,4	113,5	3,61	1,32		112,4
Turbina Gas	44	HForG	104,4	191,7	3,07	2,25		143,3
Turbina Gas	44	FForg	0,8	1			1,29	1,3
CC	10	HProg	183,5	104,1	5,06	0,57		252,9
CC	10	HForG	168,8	56,8	5,08	0,3		207,3
CC	10	FForg	2,4	1,6			0,42	3,8
Motores Diésel	105	HProg	104,8	241,9	2,5	2,33		86,8
Motores Diésel	105	HForG	219,3	427,1	2,76	2,97		191,5
Motores Diésel	105	FForg	0,9	1,2			1,05	1,5
Parque de Motores Diésel	8	HProg	15,5	8,8	2,57	0,6		21,7
Parque de Motores Diésel	8	HForG	16,6	20,6	2,07	1,36		24,9
Parque de Motores Diésel	8	FForg	0,1	0,1			7,95	0,2
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	58	HProg	12,9	19,1	1,76	1,41		19
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	58	HForG	31	45,2	2,19	1,83		41,5
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	58	FForg	0,3	0,2			3,11	0,5

## V.2.- ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN

En instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 [km] de longitud, transformadores, equipos serie y compensación, se tienen las siguientes definiciones según el artículo 5-55 de la NTSyCS:

- HPROt:** Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- HFORT:** Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- FFORT:** Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

## V.3.- TRAMOS DE TRANSMISIÓN

Sobre un universo de 2.240 tramos, de los cuales 1.853 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación, desde la Figura 37 a la Figura 39, las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia. Al cierre de 2025, se visualiza lo siguiente:

- Transmisión Nacional: disminución en el nivel de cumplimiento del índice HPROt de un 10,1%, mejora del índice HFORT de un 1,2%, y permanencia en 100% de cumplimiento del índice FFORT.
- Transmisión Zonal: mejora en el nivel de cumplimiento del índice HPROt de un 7,3%, mejora del índice HFORT de un 0,3%, y permanencia en 100% de cumplimiento del índice FFORT.
- Transmisión Dedicada: mejora en el nivel de cumplimiento del índice HPROt de un 0,3%, mejora del índice HFORT de un 3,1%, y permanencia en 100% de cumplimiento del índice FFORT.

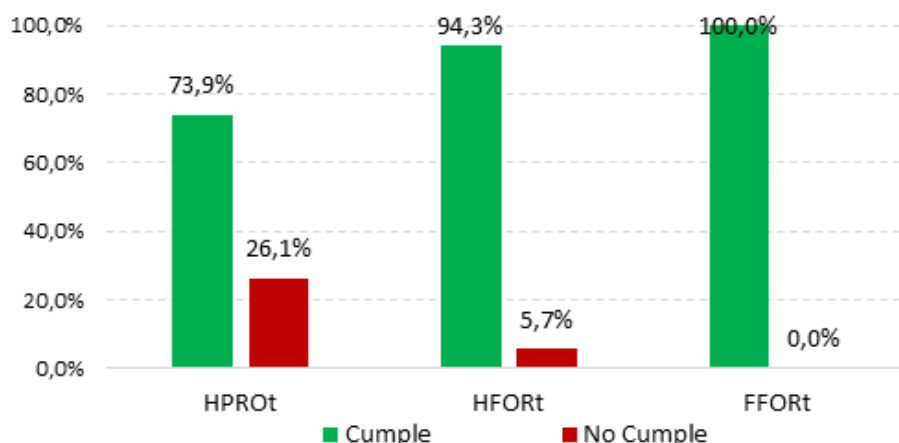


Figura 37: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

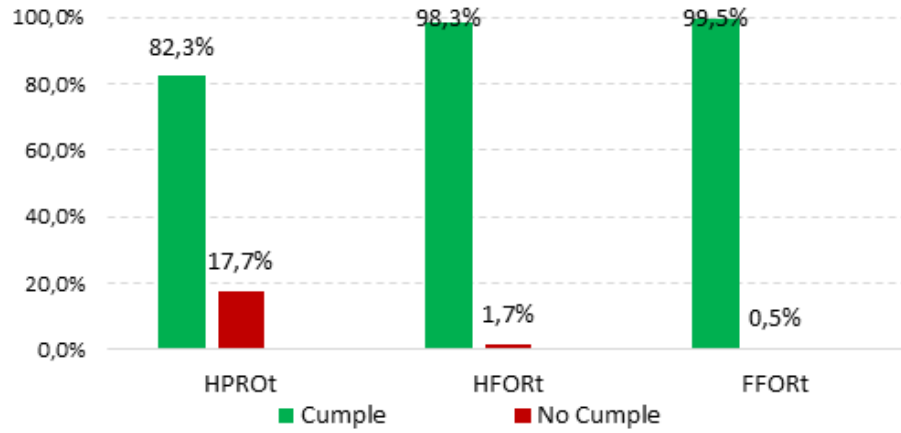


Figura 38: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

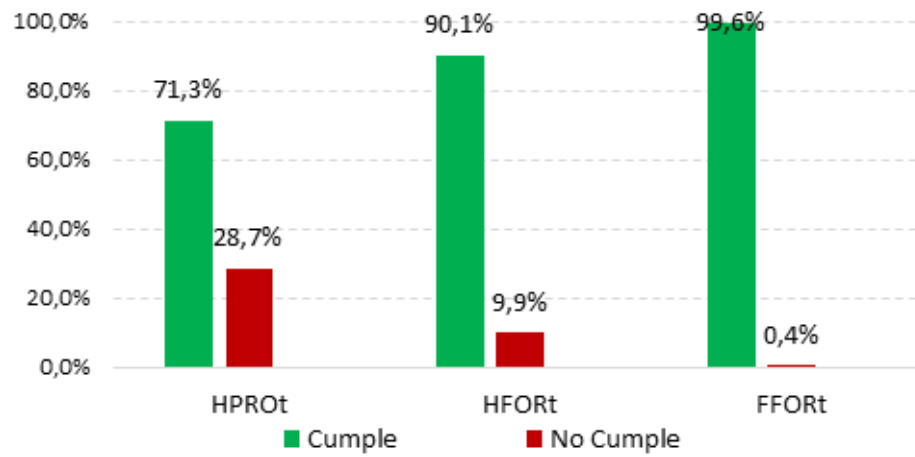


Figura 39: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

#### V.4.- EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 2.490 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.882 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación, en la Figura 40, las estadísticas asociadas a estos indicadores. A partir del comparativo 2025 vs 2024, se concluye que aumenta el nivel de cumplimiento de los índices HPROt, HFORT y FFORt en un 4,7%, 5,2% y 5,6%, respectivamente.

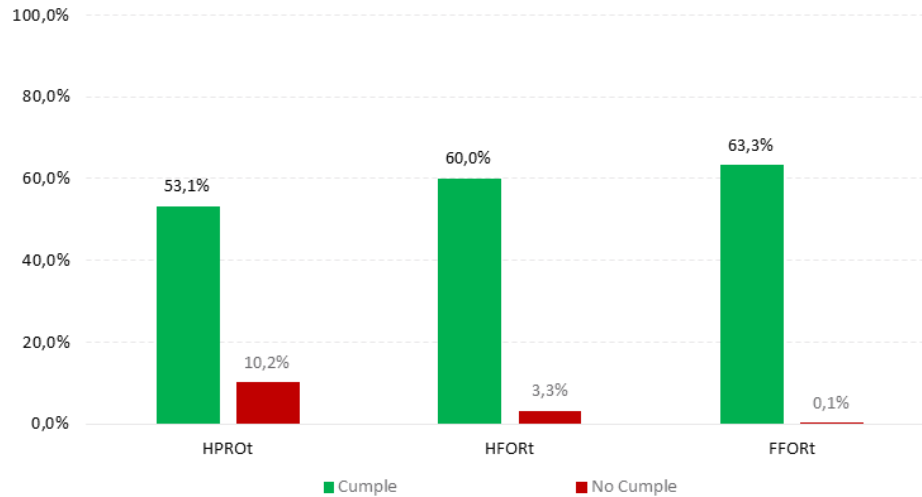


Figura 40: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación

#### V.5.- EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 673 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 580 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, como se muestra en la Figura 41, se concluye a partir del comparativo 2025 vs 2024, que disminuye el nivel de cumplimiento del índice HPROt en un 0,7%, mejora el índice HFORT en un 0,7%, y permanece con un 99% de cumplimiento del índice FFORt.

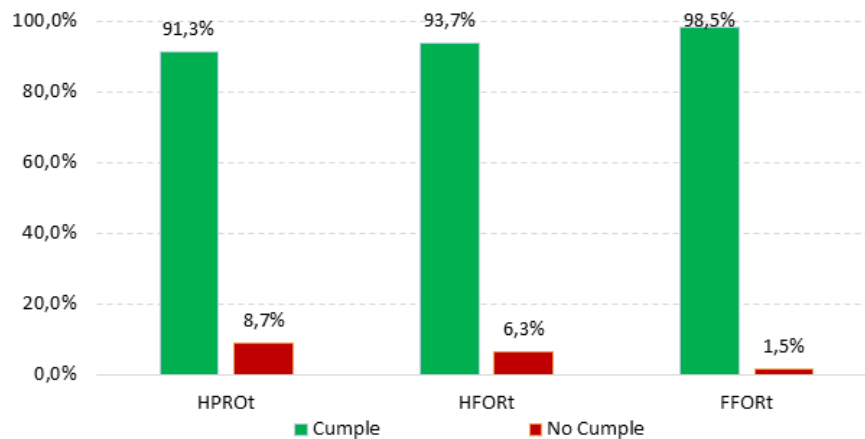


Figura 41: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

## V.6.- DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)

El Artículo 4-12 de la NTSyCS establece que los Coordinados deben disponer del equipamiento para establecer el enlace de datos con el CDC y deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en el CC como en el CDC, mayor o igual a 99,5% medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos.

A diciembre de 2025, se dispone de la información correspondiente a 254 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento de esta exigencia: un total de 82 Coordinados cumplen y un total de 172 Coordinados no cumplen esta exigencia, como se ve en la Figura 42. Esto implica una mejora del 6,9% en el cumplimiento de Coordinados respecto del 2024.

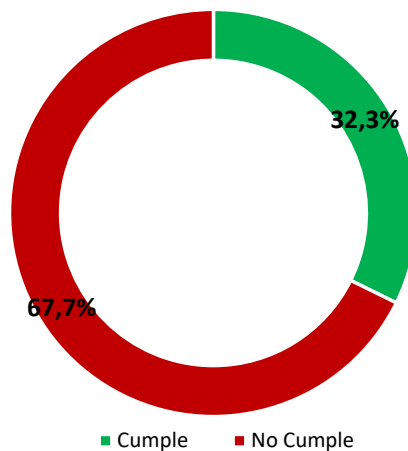


Figura 42: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2025.

Durante el ejercicio correspondiente al año 2025 el Coordinador solicitó a los coordinados un plan de trabajo para lograr cumplir con el requerimiento normativo. Como resultado, 125 coordinados han informado al Coordinador que se encuentran trabajando en la implementación de sus planes de mejora.

En base a los resultados obtenidos, al analizar el grado de cumplimiento de las señales críticas utilizadas para la operación del CDC del Coordinador (Potencia Activa “P”, Potencia Reactiva “Q”, Voltaje “V” y Estados de Interruptor), se presenta a continuación, desde la Figura 43 a la Figura 47, una apertura de la disponibilidad por Nivel de tensión, generando los siguientes resultados.

Como se observa en los diferentes gráficos por nivel de tensión, el mayor porcentaje de los coordinados presenta sobre el 95,8% del cumplimiento (columna en verde que indica el porcentaje de cumplimiento por nivel de tensión). Por otra parte, el Estimador de Estado del SCADA/EMS del Coordinador presenta un alto promedio anual de resultados válidos correspondiente al promedio anual de convergencia, el que alcanza un valor del 99,4% (columna en azul), lo que permite preservar la disponibilidad del monitoreo de la operación en tiempo real y de las herramientas de confiabilidad en todo momento, mejorando la observabilidad del sistema y la seguridad de operación del CDC para tomar las mejores decisiones en tiempo real.

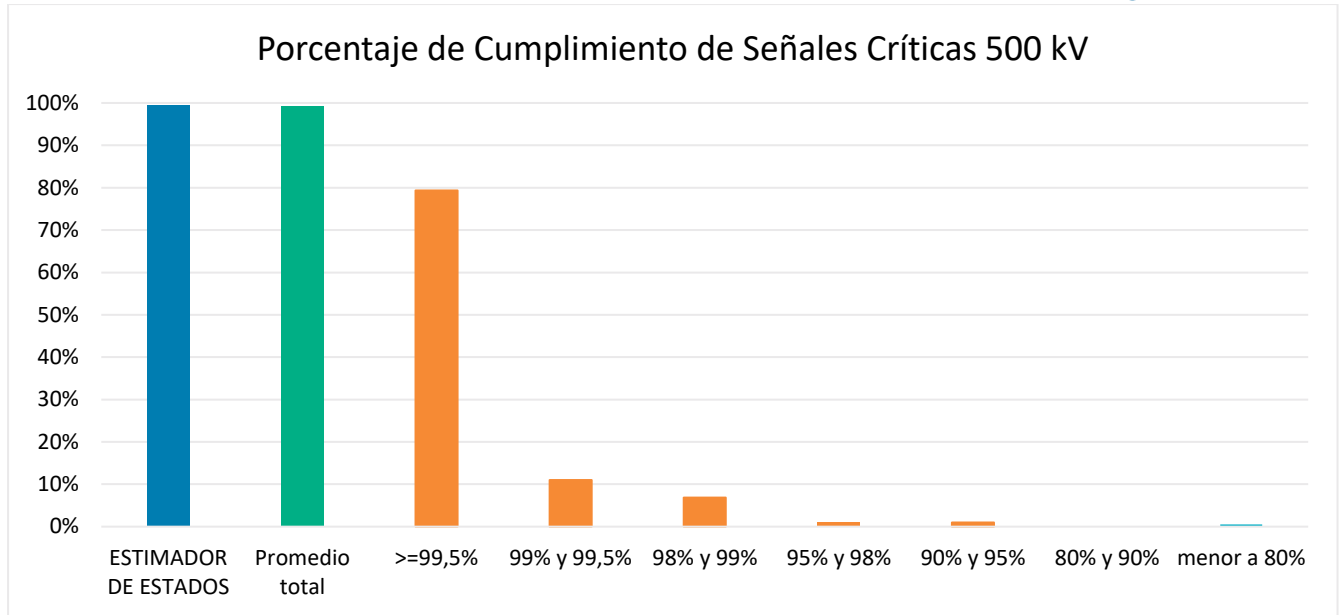


Figura 43: Nivel de 500 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 43 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 500 kV del 99,3% (barra verde), en comparación con un porcentaje de convergencia del Estimador de Estados de 99,4% (barra azul). Adicionalmente, se muestra la distribución de las señales según las bandas de cumplimiento, representada mediante la barra de color naranja.

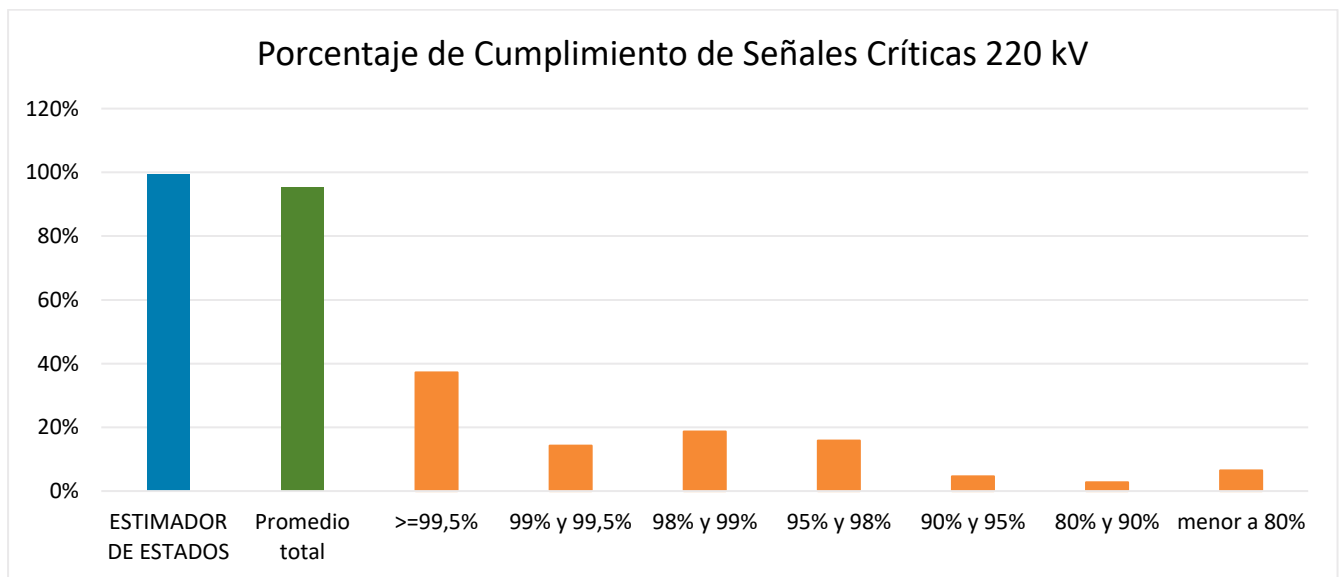


Figura 44: Nivel de 220 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 44 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 220 kV del 95,3% (barra verde), en comparación con un porcentaje de convergencia del Estimador de Estados de 99,4% (barra azul). Adicionalmente, se muestra la distribución de las señales según las bandas de cumplimiento, representada mediante la barra de color naranja.

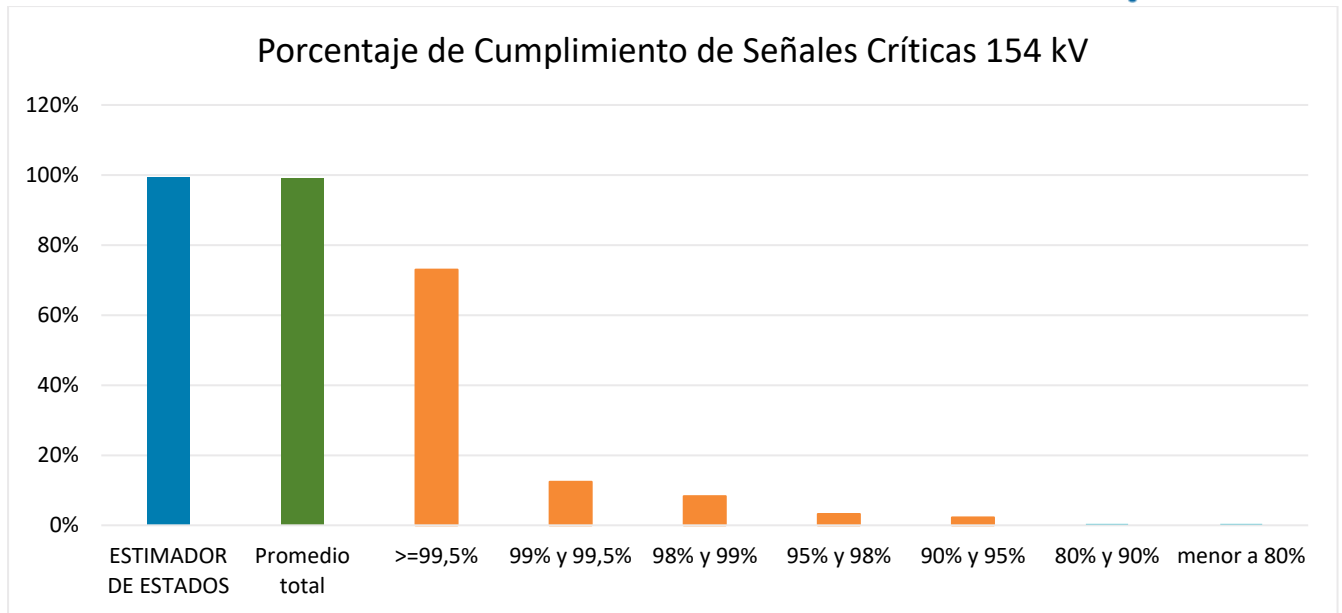


Figura 45: Nivel de 154 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 45 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 154 kV del 99,2% (barra verde), en comparación con un porcentaje de convergencia del Estimador de Estados de 99,4% (barra azul). Adicionalmente, se muestra la distribución de las señales según las bandas de cumplimiento, representada mediante la barra de color naranja.

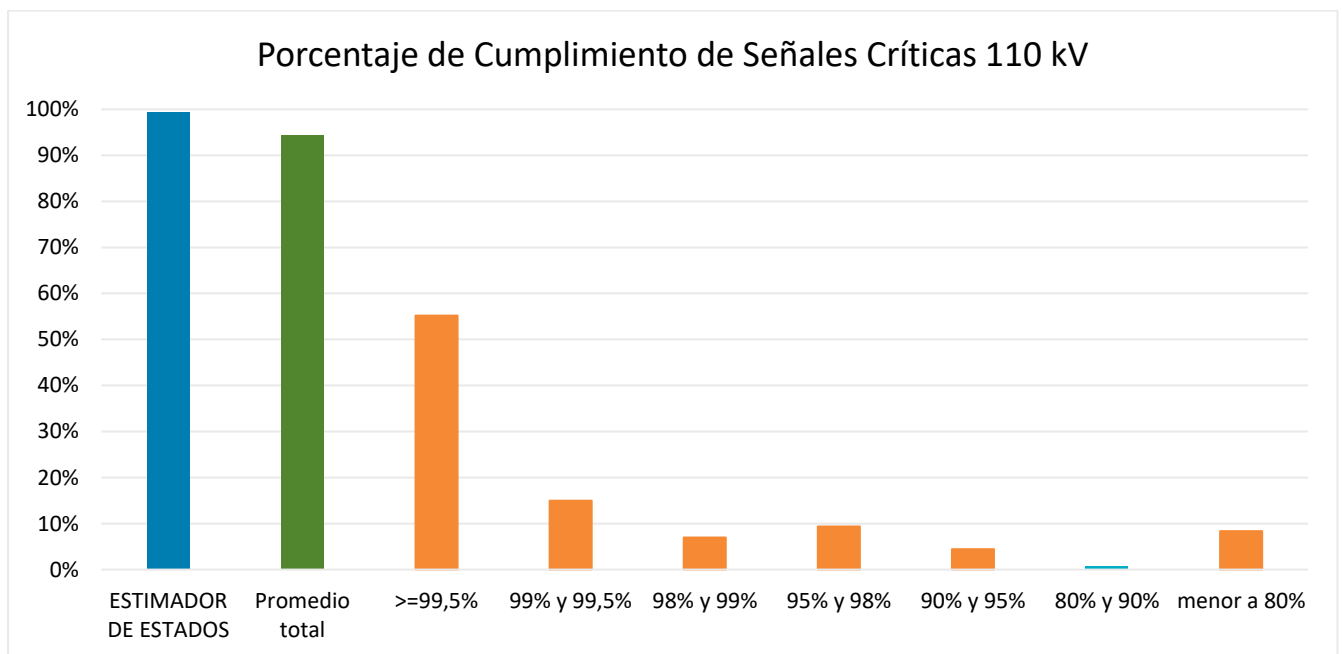


Figura 46: Nivel de 110 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 46 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 110 kV del 94,5% (barra verde), en comparación con un porcentaje de convergencia del Estimador de Estados de 99,4% (barra azul).

Adicionalmente, se muestra la distribución de las señales según las bandas de cumplimiento, representada mediante la barra de color naranja.

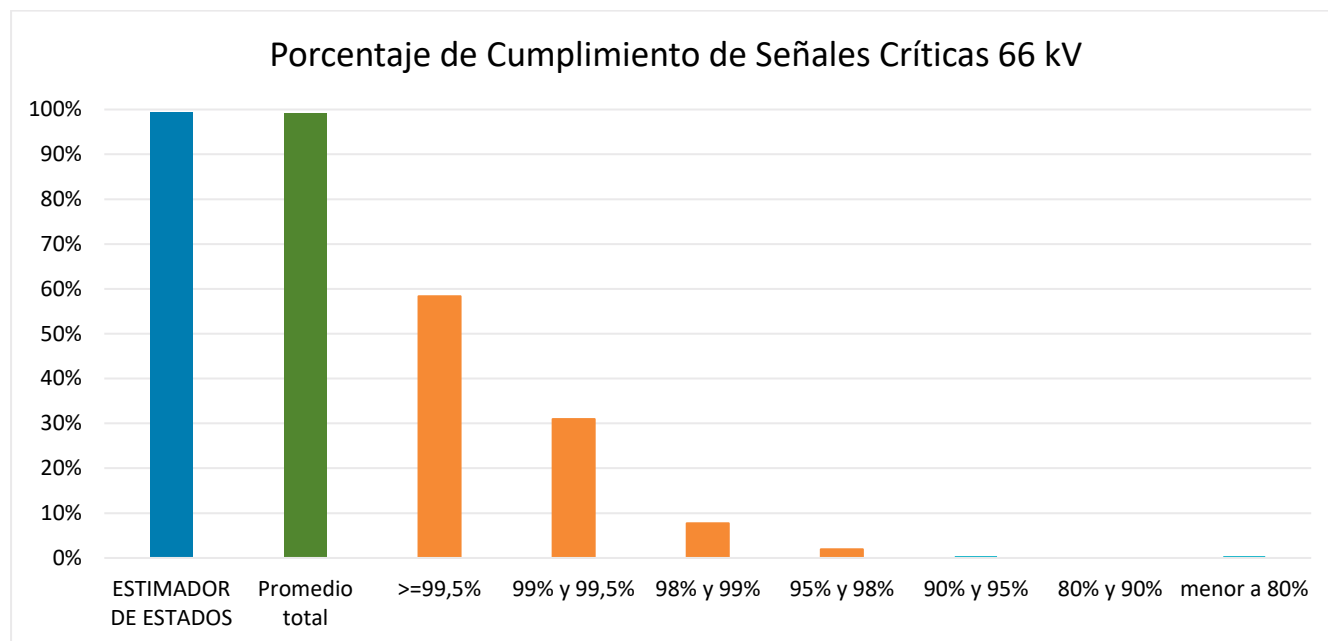


Figura 47: Nivel de 66 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 47 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 66 kV del 99,2% (barra verde), en comparación con un porcentaje de convergencia del Estimador de Estados de 99,4% (barra azul). Adicionalmente, se muestra la distribución de las señales según las bandas de cumplimiento, representada mediante la barra de color naranja.

#### V.7.- TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR

De acuerdo con lo definido en el artículo 4-16 de la NTSyCS, los tiempos de actualización de la información requerida para el SITR deberán ser menores a 5 segundos y contar con la debida sincronización horaria. Para el año 2025, se tiene el siguiente cumplimiento de las empresas Coordinadas, como se aprecia en la Figura 48. En comparación a 2024, el cumplimiento de Coordinados ha disminuido en un 12,4%.

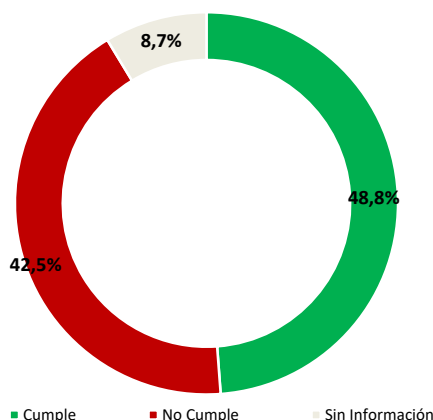


Figura 48: Cumplimiento de actualización del SITR año 2025.

## V.8.- INFORMACIÓN TÉCNICA

De acuerdo con lo dispuesto en el Título 6-2 información técnica de instalaciones y equipamientos de la NTSyCS, el Coordinador evalúa la entrega de la Información Técnica midiendo la cantidad de datos entregados por Coordinado como porcentaje del total de información que debe ingresar a las fichas técnicas de sus instalaciones.

El porcentaje de cumplimiento consolidado de los Coordinados para el año 2025 calculado y publicado en el sitio Web del Coordinador (incluido en Anexo que acompaña Informe Anual de Cumplimiento Coordinados NTSyCS (Art. 1-14)), es de 94% en lo referido a su dimensión completitud, lo que implica una mejora en el nivel de cumplimiento de un 4% respecto de 2024.

A continuación, se muestra la distribución del cumplimiento de información técnica de los coordinados para el año 2025, agrupados respecto de distintos niveles de completitud y de calidad de la información.

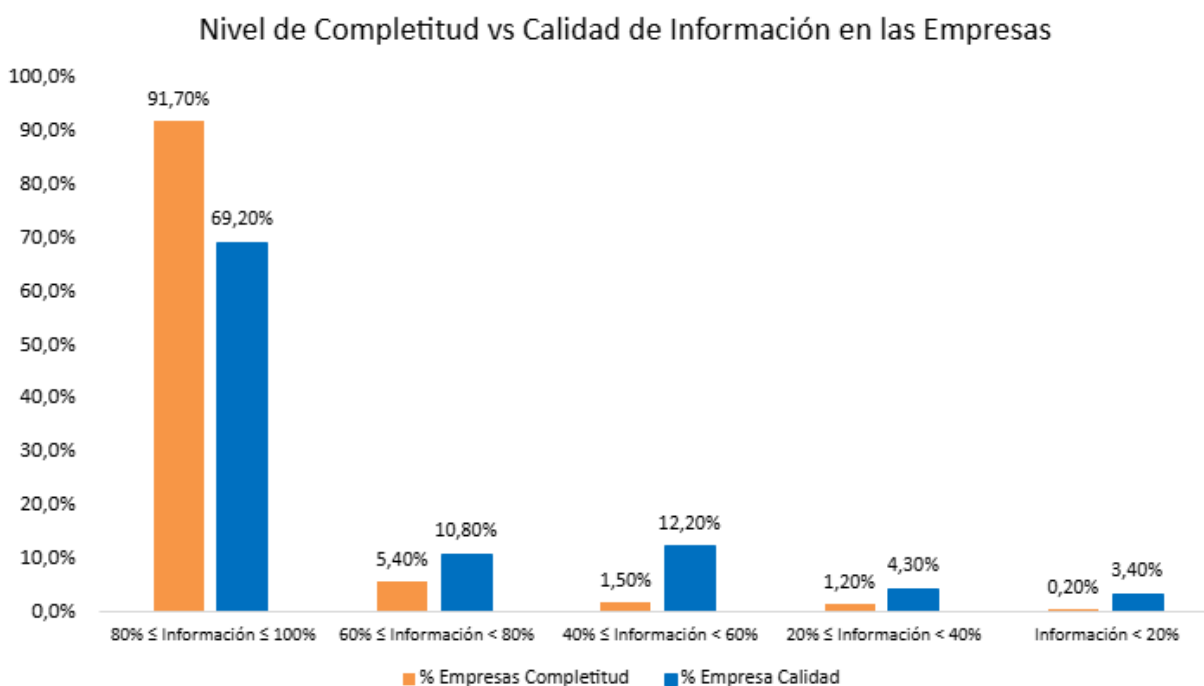


Figura 49: Distribución del cumplimiento de la entrega de información de coordinados para el año 2025

## VI.- CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA

---

### VI.1.- CADENA DE PAGOS

En el año 2025 se emitió la versión preliminar de la actualización del Procedimiento Interno “Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo”, la cual fue publicada el 24 de diciembre del 2025 y actualmente se encuentra en proceso de observaciones una versión actualizada que ha recogido las observaciones de los coordinados y que se espera tener durante el mes de mayo la versión definitiva de dicho Procedimiento.

Respecto de la vigilancia del Coordinador sobre la Cadena de Pagos, se realiza semanalmente un proceso de seguimiento y monitoreo, con el fin de resguardar eventuales incumplimientos que puedan poner en riesgo la Cadena de Pagos. Este proceso permite identificar a las empresas con mayores niveles de incumplimiento de pago en el Mercado de Corto Plazo según los montos de sus deudas con respecto a las garantías y también por magnitud de las deudas. Las empresas clasificadas como de mayor riesgo son notificadas mediante carta -con copia a sus clientes, a la SEC y a la CNE- informando su incumplimiento y solicitando la regularización de la deuda e indicando que, en caso de no cumplir dentro de un plazo de 10 días desde el envío de dicha carta, se exponen a la ejecución de su garantía y a la suspensión del Mercado de Corto Plazo.

Desde enero de 2025 a la fecha se han suspendido nueve empresas del Mercado del Corto Plazo debido a la falta de respuesta en la subsanación de su deuda registrada en el portal de disconformidades. De estas, únicamente Santa Catalina Solar SpA, RTS Energía S.A, Chester Solar IV SpA y Enernuevas S.A. subsanaron su deuda y reingresaron al mercado. En cambio, Sunenergreen S.A, Parque Solar Los Puquios SpA, Duero Energía Copiulemu SpA, EERM Energías del Futuro y On-Group S.A permanecen en estado de suspensión.

Este último coordinado contaba con garantías vigentes y suministraba energía a dos clientes libres. Debido a la suspensión, se emitió el aviso de desconexión a sus Clientes -Atacama Minerals Chile S.C-M y Minera BMR SpA-, quienes presentaron oportunamente un nuevo contrato de suministro y por ende se encuentran retirando energía desde el Sistema Eléctrico. En cuanto a la boleta de garantía, esta fue ejecutada por el Coordinador, quien realizó un llamado al mercado para verificar la existencia de otros casos de incumplimiento de pago y elaborar el cuadro de pago para el prorrateo. La deuda informada por los Coordinados a la fecha de cierre establecida en el Procedimiento Interno fue cubierta por la garantía, realizándose la primera semana de abril de 2026 el primer pago. El remanente de la garantía será ejecutado en una segunda prorrata que será informada al mercado a la brevedad.

En relación con las suspensiones de años anteriores, los coordinados María Elena Solar S.A y Cabo Leones II S.A fueron suspendidos y sus garantías fueron ejecutadas en su totalidad. Posteriormente, Cabo Leones II logró subsanar la totalidad de su deuda reingresando al mercado, mientras María Elena Solar entró en un proceso de liquidación concursal. Por su parte, los coordinados Antuko Generación, Copihue Energía SpA y Likana Solar SpA también fueron suspendidos, encontrándose actualmente en proceso de gestión de pago con sus acreedores.

En el proceso de determinación de garantías para el año 2025, se realizó el cálculo anual junto con dos revisiones realizadas en los meses de febrero y julio. El monto total garantizado alcanzó a \$ 328.858 millones, de los cuales 85 corresponden a boletas de garantía y siete a póliza de seguro de crédito.

En cuanto al proceso de cálculo anual 2026 realizado a fines del año 2025, el monto garantizado alcanza a \$ 355.974 millones, habiéndose recibido y aceptado hasta la fecha 64 boletas de garantía y siete pólizas de seguro de crédito. Cabe hacer presente que este proceso es dinámico y se revisa durante todo el año porque puede modificarse la situación de los coordinados si incorporan o terminan nuevos contratos con clientes o modificaciones a las proyecciones de producción de las plantas de generación de las empresas que ameriten el valor de las garantías.

## VI.2.- MONITOREO DE LA COMPETENCIA

La Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) tiene por función la vigilancia permanente de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico nacional, con el objetivo de resguardar la operación económica del sistema. En ejercicio de sus facultades legales y según su procedimiento interno, ante el hallazgo de indicios de eventuales conductas contrarias a la libre competencia, la UMC recomienda al Consejo Directivo remitir los antecedentes a la Fiscalía Nacional Económica (FNE) en caso de que lo amerite.

Con la entrada en vigencia de la Ley N° 21.721, que modificó el régimen de licitaciones de transmisión, la ejecución de las licitaciones de obras de ampliación corresponde ahora a los propietarios de las instalaciones. En este ámbito, la UMC realiza un monitoreo permanente para asegurar el cumplimiento de las condiciones de competencia en dichos procesos y del acceso abierto a los sistemas de transmisión. Asimismo, la reciente Ley N° 21.804 extendió las funciones de monitoreo que se realizan en el Sistema Eléctrico Nacional hacia los Sistemas Medianos.

Esta labor de monitoreo se materializa en el envío de antecedentes a las autoridades, propuestas de recomendaciones normativas al Consejo Directivo y la elaboración de reportes periódicos. Conforme al Reglamento de Coordinación y Operación (DS 125), se publica anualmente el Informe de Monitoreo de la Competencia, los cuales se remiten al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la FNE, los cuales también se encuentran disponibles en la página web del Coordinador.

A partir de 2021, se incorporó un informe semestral y, desde diciembre de 2024, un reporte específico sobre Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

Adicionalmente, la UMC monitorea la cadena de pagos, la operación del sistema, la evaluación de las condiciones de competencia en los servicios complementarios y los procesos de licitación de obras de transmisión que realiza tanto el Coordinador como los propietarios de instalaciones de transmisión. Durante 2025, el Consejo Directivo envió dos comunicaciones a la FNE por eventuales indicios de prácticas anticompetitivas y se presentaron recomendaciones al Ministerio de Energía y la CNE sobre mejoras al monitoreo operativo de PMGD y propuestas de mejoras a las bases de licitaciones de suministro para clientes regulados.

A lo anterior y a solicitud del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia o de la FNE, el Coordinador proporciona la información técnica necesaria en expedientes relacionados con el mercado eléctrico nacional.

## VII.- PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS

### VII.1.- PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS

Durante el año 2025 se desarrolló el proceso de validación de parámetros técnicos de unidades generadoras, las cuales se presentan en la Tabla 8, y cuyos antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web del Coordinador.

Tabla 8: Determinación de Parámetros Técnicos de unidades generadoras 2025.

PARÁMETROS	UNIDADES APROBADAS
Consumo Específico Neto	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durante el año 2025 se aprobaron parámetros de 14 centrales, incluyendo todas sus unidades generadoras y configuraciones existentes.</li> </ul>
Potencia Máxima	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durante el año 2025 se aprobaron parámetros de 47 centrales, incluyendo todas sus unidades generadoras, 17 asociados a pruebas programadas y 30 asociados a conexión de nuevos proyectos o actualizaciones.</li> </ul>
Parámetros de Partida y Detención	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durante el año 2025 se aprobaron parámetros de 47 centrales, 25 asociados a nuevos proyectos y 22 asociados a actualización de instalaciones existentes.</li> </ul>
Mínimo Técnico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durante el año 2025 se aprobaron parámetros de 41 centrales, 28 asociados a conexión de nuevas centrales y 13 asociados a actualización de parámetros vigentes.</li> </ul>

### VII.2.- AUDITORÍAS A PROTECCIONES

#### **Auditorías SS/EE primarias de Distribución (Instruida por la SEC):**

Durante el año 2025 se continuó el trabajo relacionado con las 278 auditorías a subestaciones (SSEE) Primarias de Distribución instruidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a los siguientes coordinados:

- Compañía General de Electricidad S.A. → 177 SSEE
- STM <sup>1</sup> → 47 SSEE
- Engie Energía Chile S.A. → 4 SSEE
- Sistema de Transmisión del Sur S.A.<sup>2</sup>. → 50 SSEE

De las auditorías mencionadas, a diciembre de 2025 se han realizado 214, de las cuales 7 han sido finalizadas y el resto han sido observadas por el Coordinador encontrándose en proceso de revisión.

#### **Auditoría a protecciones línea 2x500 kV N. Maitencillo – N. P. de Azúcar de Interchile (correctiva tras apagón 25F):**

<sup>1</sup> STM II es propietario de las SSEE que pertenecían a ENEL Distribución S.A.

<sup>2</sup> Incluye las auditorías que estaban asignadas a Empresa Eléctrica la Frontera S.A.

Adicionalmente, durante el año 2025, producto del apagón del 25F se instruyó una auditoría correctiva a los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar de Interchile S.A. Este proceso fue notificado al coordinado y a la SEC mediante cartas DE02660-25 y DE02661-25, de fecha 5 de mayo de 2025, contratando como Auditor Técnico a DNV Chile SpA. Luego de la ejecución de las pruebas en terreno y de la emisión del informe de auditoría, el cierre del proceso fue comunicado a la SEC, mediante carta DE06877-25 de fecha 28 de octubre de 2025, compartiendo el informe de auditoría. Finalmente, el 24 de noviembre de 2025, mediante cartas DE7497-25 y DE07407-25, fue solicitado a Interchile la normalización de los hallazgos levantados por el auditor, y fue informado a la SEC la detección de los posibles incumplimientos normativos levantados en el proceso de auditoría, respectivamente.

## VIII.- GESTIÓN DE ACCESO ABIERTO Y CONEXIONES

### VIII.1.- GESTIÓN DE SOLICITUDES DE ACCESO ABIERTO.

En el transcurso del año 2025, el Coordinador recibió un total de 462 solicitudes de conexión para ser tramitadas bajo el marco del régimen de Acceso Abierto. Dicho número resultó similar al total de 469 solicitudes de conexión recibidas en el año 2024, con una disminución del orden de 1,5% respecto de dicho año, como se muestra en la Figura 50 y 51, donde se identifican las siguientes categorías de acuerdo con los artículos 79°, 80° y de la ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 48 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación e la Transmisión:

- SAC: Solicitudes de Autorización de Conexión.
- SUCTD: Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible
- Fehaciente: Proyecto propio fehaciente para uso de capacidad de sistemas dedicados.

**Solicitudes ingresadas en 2025 según tipo de proceso (MW y Cantidad)**

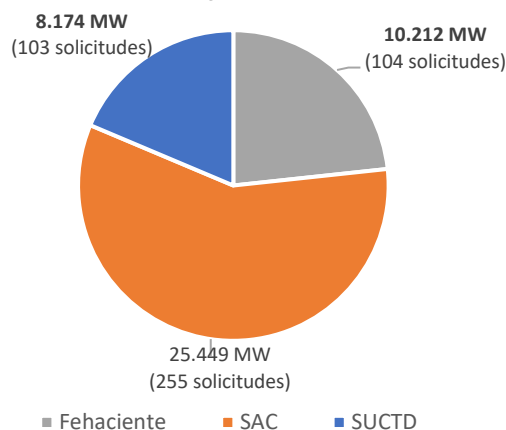


Figura 50: Solicitudes ingresadas al proceso de acceso abierto el año 2025.

En cuanto a las aprobaciones en el año 2025, el Coordinador autorizó un total de 303 solicitudes de conexión, la que representa la cifra más alta de aprobaciones en un año calendario desde el inicio de aplicación del régimen de acceso abierto. El número anterior da cuenta de un aumento de un 38% respecto de la cantidad de solicitudes aprobadas en el año 2024, en el que se autorizaron 219 solicitudes.

La potencia total aprobada para nuevos proyectos en el año 2025 suma un total de 35.044 MW, destacando 216 solicitudes de conexión para proyectos que consideran almacenamiento, ya sea como Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA) o Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), las que representan un 71% del total de las aprobaciones otorgadas por el Coordinador durante el año 2025, lo cual a su vez representa un 78% de la potencia total.

### Solicitudes aprobadas según Tipo de Proyecto (MW y Cantidad)

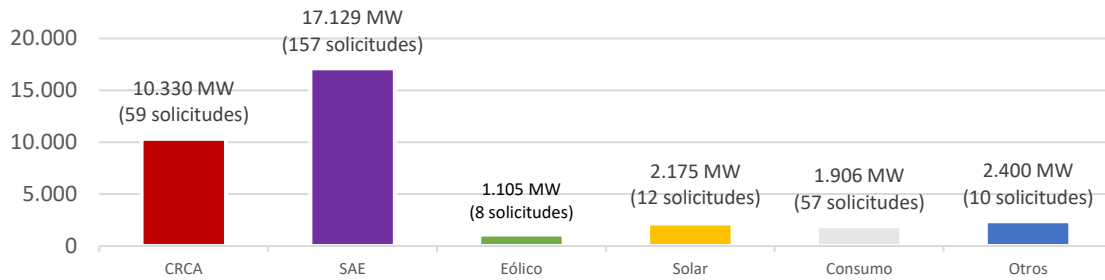


Figura 51: Solicitudes aprobadas en el proceso de acceso abierto el año 2025.

Durante el año 2025, en términos de capacidad de energía de almacenamiento, los proyectos SAE explicaron el 64% y los proyectos CRCA el 36%, distribuidos como se muestra en el siguiente gráfico.

### Capacidad de Almacenamiento aprobada (MWh)

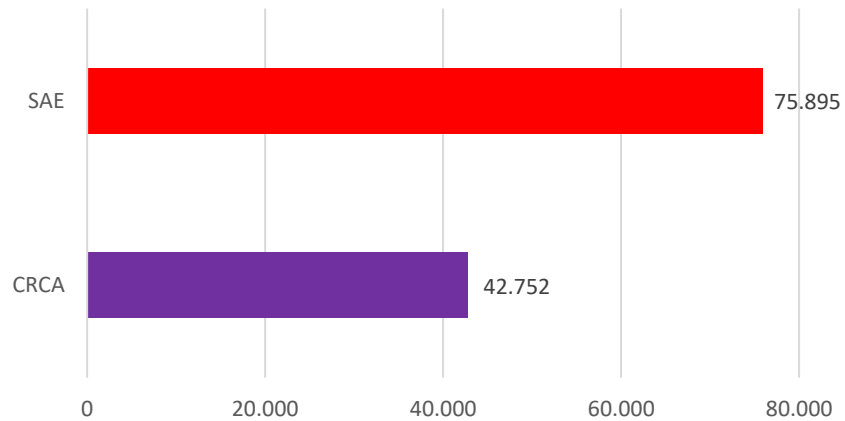


Figura 52: Energía aprobada [MWh] de proyectos que consideran almacenamiento en el proceso de acceso abierto el año 2025.

Finalmente, cabe mencionar que las solicitudes de conexión aprobadas bajo el régimen de acceso abierto para proyectos que contemplan almacenamiento se concentran principalmente en la zona norte del SEN, como se muestra en la Figura 53.

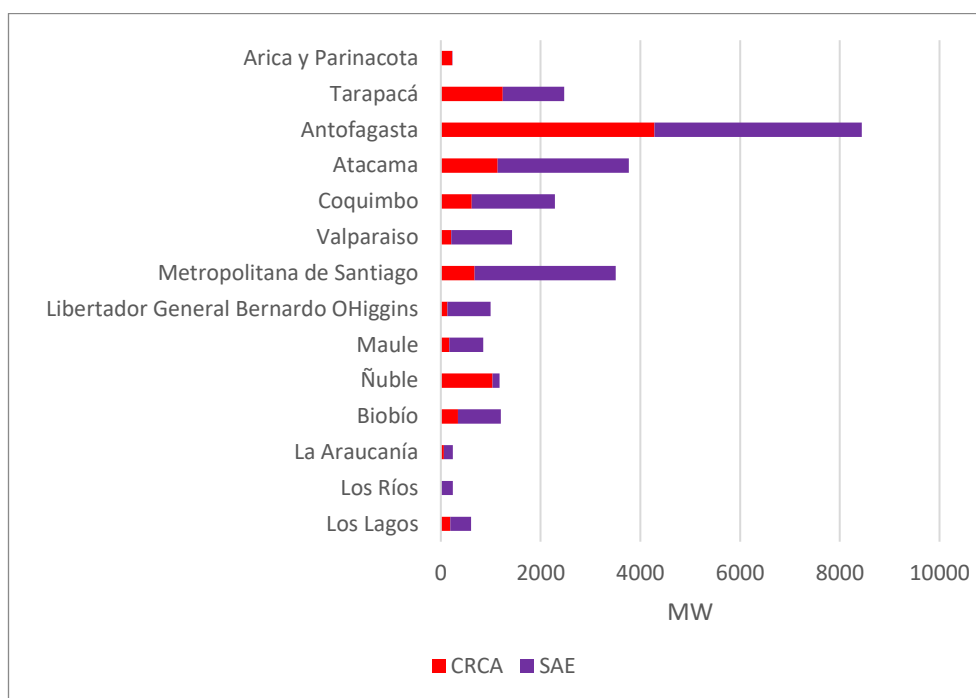


Figura 53:Emplazamiento geográfico de proyectos con almacenamiento aprobados bajo régimen de acceso abierto el año 2025.

## VIII.2.- GESTIÓN DE CONEXIONES

Durante el año 2025, el Coordinador gestionó el proceso de conexión de 294 proyectos. De este total de proyectos, se otorgó la Entrada en Operación a 77 proyectos de Modificaciones Relevantes (MR) de instalaciones existentes y Nuevas Instalaciones (NI), así como a 73 proyectos PMGD, además se completaron los procesos de 140 proyectos de Modificaciones No Relevantes y 4 Retiros.

Es importante destacar que, de los ingresados entre 2018 y 2025, la mayoría corresponden a Modificaciones No relevantes (MNR), representando un 39,7% del total de proyectos.

Este patrón también se refleja en la cantidad actual de proyectos en gestión de conexiones, que incluye 872 proyectos, de los cuales cerca del 62% son de tipo PMGD y Modificaciones No Relevantes.

Desde el punto de vista geográfico las solicitudes se concentran en 4 regiones, a saber: Región Metropolitana, de Valparaíso, Biobío y Antofagasta.

### VIII.2.1.- EVOLUCIÓN DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)

Al 31 de diciembre de 2025, se actualizó el conjunto de proyectos PMGD en gestión de conexión, considerando aquellos que cumplieron con enviar la totalidad de los antecedentes según el Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos para iniciar el proceso ante el Coordinador, teniendo en gestión de conexión un total de 75 proyectos PMGD, distribuidos en distintas etapas, desde el inicio de proceso hasta el envío de antecedentes para la obtención de la Entrada en Operación.

En cuanto a la distribución por tipo de tecnología, el 90% de estos proyectos, corresponde a tecnología solar, un 5,6% a proyectos diésel, 2,2 % a proyectos biogás, 1,1 % proyectos biomasa y un 1,1 % proyectos hidroeléctricos.

Tabla 9: Proyectos de generación PMGD en gestión 2018-2025.

<b>Proyectos de Generación (Gx) PMGD en Gestión 2018-2025</b>	<b>Cantidad</b>
Gx Biomasa	1
Gx Biogás	2
Gx Diesel	5
Gx Fotovoltaico	66
G Hidroeléctrico	1

A su vez, durante el ejercicio 2025 se otorgó la Entrada en Operación a 73 proyectos PMGD, lo que resultó en una capacidad total de 349,5 MW netos.

Tabla 10: Proyectos con Entrada en Operación por tecnología en 2025.

<b>Proyectos con Entrada en Operación por tecnología en 2025</b>	<b>Cantidad</b>
Gx Fotovoltaico	67
Gx Diesel	5
Gx Hidroeléctrico	1

En la siguiente figura se muestra la distribución de los proyectos en operación indicados previamente, distribuidos por región y tecnología.

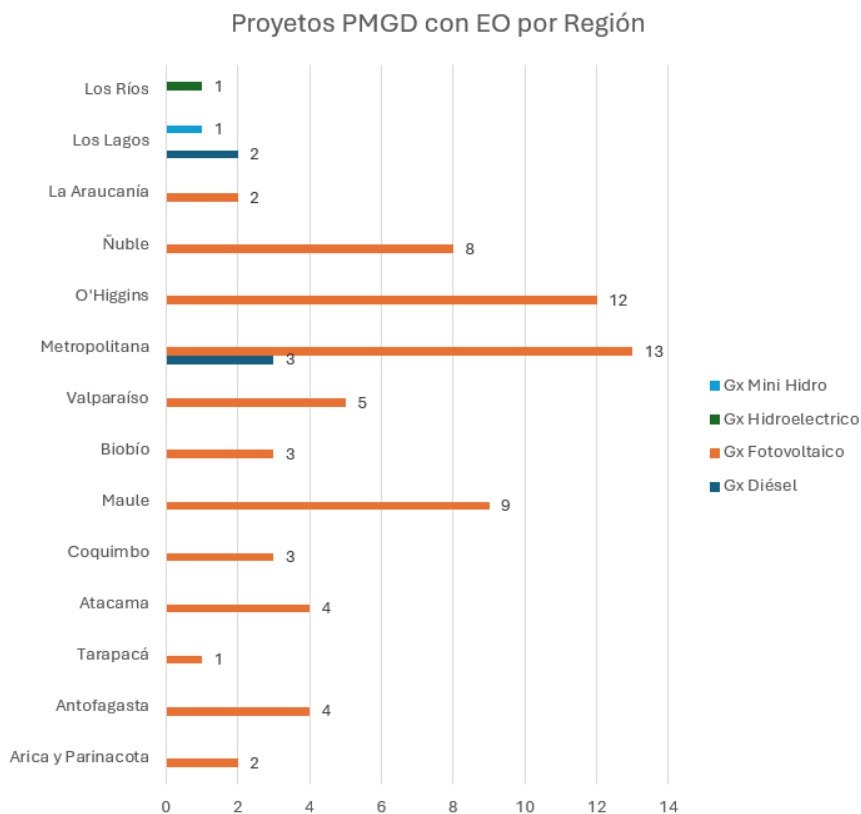


Figura 54: Proyectos PMGD con Entrada en Operación por región.

A continuación, se muestran los proyectos PMGD con almacenamiento (BESS) con entrada en operación (1) y en proceso (8) durante el 2025.

Tabla 11 Proyectos PMGD con almacenamiento.

NUP	Proyecto	Estado
5271	PFV BESS Fragata	En Operación
5700	PSF BESS Rita del Maitén (Ex Los Maitenes)	En Proceso
5981	PMGD BESS Sol de Valle Hermoso	En Proceso
6114	PSF BESS Las Violetas	En Proceso
6149	PMGD BESS Parque Solar Aris	En Proceso
6228	BESS Planta Solar El Membrillar	En Proceso
7051	BESS Doña Florinda (Ex PSF BESS San Ramón)	En Proceso
7070	PSF BESS Dominga	En Proceso
7202	PSF BESS Lota II	En Proceso

### VIII.2.2.- PROYECTOS BESS EN PROCESO DE CONEXIÓN

A continuación, se presentan las tablas que muestran los proyectos de baterías tipo BESS en proceso de conexión al 31 de diciembre de 2025 y aquellos terminados durante el 2025, distribuidos por región, con su capacidad en potencia y en energía.

Tabla 12: Proyectos BESS en proceso de conexión en 2025.

NUP	Nombre	Nombre Proyecto	Región	Puesta en Servicio	Potencia	Energía
					[MW]	[MWh]
3306	Parque Cristales	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		340	1360
3849	PFV Gabriela + BESS 220 MW	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		220	1100
4276	BESS Arenales	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		300	900
4749	Arena BESS	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		220	1100
5155	BESS Kallpa	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		57	285
4832	BESS Tocopilla	En Proceso (con puesta en servicio real)	Antofagasta	08-09-2025	116	580
4857	Parque Andes Solar III + BESS y Adecuaciones en S/E Futuro	En Proceso (con puesta en servicio real)	Antofagasta	02-07-2025	171,3	513,9
4877	BESS Lile	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		140	798
4914	BESS Estepa Solar	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		188	752
5001	BESS Bolero	En Proceso (con puesta en servicio real)	Antofagasta	06-08-2025	146	438
5203	PV + BESS Elena	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		485	2795
4359	BESS CHACA	En Proceso (Construcción)	Arica y Parinacota		228	912
4437	Proyecto BESS Arica II	En Proceso (Construcción)	Arica y Parinacota		30	150
4390	Proyecto BESS Parque Fotovoltaico Desierto de Atacama.	En Proceso (con puesta en servicio real)	Atacama	14-04-2025	110	220
4671	BESS Luz del Norte	En Proceso (Construcción)	Atacama		141,04	423,1
5152	BESS Los Loros	En Proceso (Construcción)	Atacama		46	230
5499	BESS II San Andrés	En Proceso (Construcción)	Atacama		42	210
5261	Punta de Talca BESS	En Proceso (Construcción)	Coquimbo		60	240
5459	El Pelicano BESS	En Proceso (Construcción)	Coquimbo		50	200
5692	BESS Gran Teno	En Proceso (Construcción)	Maule		200	800
5087	BESS Libélula	En Proceso (Construcción)	Metropolitana		199,2	960,1
5153	BESS Santa Marta	En Proceso (Construcción)	Metropolitana		10	50
4320	BESS Huatacondo	En Proceso (Construcción)	Tarapacá	15-09-2025	98	312
4635	BESS Victor Jara 200MW	En Proceso (Construcción)	Tarapacá	04-10-2025	200	1000
4848	BESS Estela Solar	En Proceso (Construcción)	Tarapacá		187	935

NUP	Nombre	Nombre Proyecto	Región	Puesta en Servicio	Potencia	Energía
					[MW]	[MWh]
1211	Proyecto Híbrido Pampas - BESS	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		340	1360
1301	Copiapó Solar	En Proceso (Construcción)	Atacama		233	932
4674	BESS Willka	En Proceso (Construcción)	Arica y Parinacota		61	306,5
4702	BESS Taira 34.5 kV	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		124	618,8
4703	BESS Doña Antonia 33 kV	En Proceso (Construcción)	Coquimbo		47	233,52
4704	BESS Tamarico 33 kV	En Proceso (Construcción)	Atacama		90	449,5
4778	CRCA Luna de Verano	En Proceso (Construcción)	Atacama		300	600
5074	BESS Diego de Almagro Sur II (DAS II)	En Proceso (Construcción)	Atacama		228	912
5091	PMG BESS Ravilo (9 MW)	En Proceso (Construcción)	Atacama		9	49,5
5092	PMG BESS Huascoaltino (9 MW)	En Proceso (Construcción)	Atacama		9	49,5
5114	BESS Sol de Los Andes	En Proceso (Construcción)	Atacama		89,71	448,55
5481	BESS Estepa II	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		230	920
5710	Aumento de Inyección y Retiro desde la Red VR1 y VR2	En Proceso (Construcción)	Metropolitana		60	250
5760	BESS GRANJA SOLAR	En Proceso (Construcción)	Tarapacá		105	420
5961	BESS Algarrobal	En Proceso (Construcción)	Atacama		200	1300
5785	BESS II Salvador	En Proceso (Construcción)	Atacama		20	100
5647	BESS Las Salinas	En Proceso (Construcción)	Antofagasta		200	800
5654	BESS Mandarinos	En Proceso (Construcción)	Ñuble		8	32
5442	PFV+ BESS Planchón	En Proceso (Construcción)	Maule		75	300
				<b>Total</b>	<b>6413,25</b>	<b>27112,45</b>

### VIII.2.3 PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (BESS) EN OPERACIÓN

A continuación, se muestran los proyectos de almacenamiento con entrada en operación durante el año 2025 con Entrada en Operación de 8 proyectos BESS, con una capacidad total de 689,7 MW y 2957,2 MWh.

Tabla 13: Proyectos BESS en operación durante el 2025.

NUP	Nombre	Estado	Región	Entrada en Operación	Potencia	Energía
					[MW]	[MWh]
4428	BESS Tamaya	En Operación	Antofagasta	17-01-2025	68,2	420
4695	BESS Proyecto Piloto de almacenamiento de energía 3MW / 6MWh	En Operación	Coquimbo	24-02-2025	3	6
4755	BESS Capricornio	En Operación	Antofagasta	19-05-2025	48	264,2
4364	Quillagua BESS 95 MW y Reemplazo de TR1 en S/E Parque Eólico Quillagua	En Operación	Antofagasta	30-06-2025	95	475
4476	BESS del Desierto	En Operación	Antofagasta	08-08-2025	200	800
4637	Quillagua II: Parque Fotovoltaico + BESS de 105 MW	En Operación	Antofagasta	26-08-2025	105	651
4786	BESS de Generación Solar	En Operación	Antofagasta	11-11-2025	60,5	121
4390	Proyecto BESS Parque Fotovoltaico Desierto de Atacama.	En Operación	Atacama	03-12-2025	110	220
				<b>Total</b>	<b>689,7</b>	<b>2957,2</b>

A continuación, se muestra una gráfica con la evolución anual de los proyectos de almacenamiento (BESS) con entrada en operación en cada año (2023-2025).

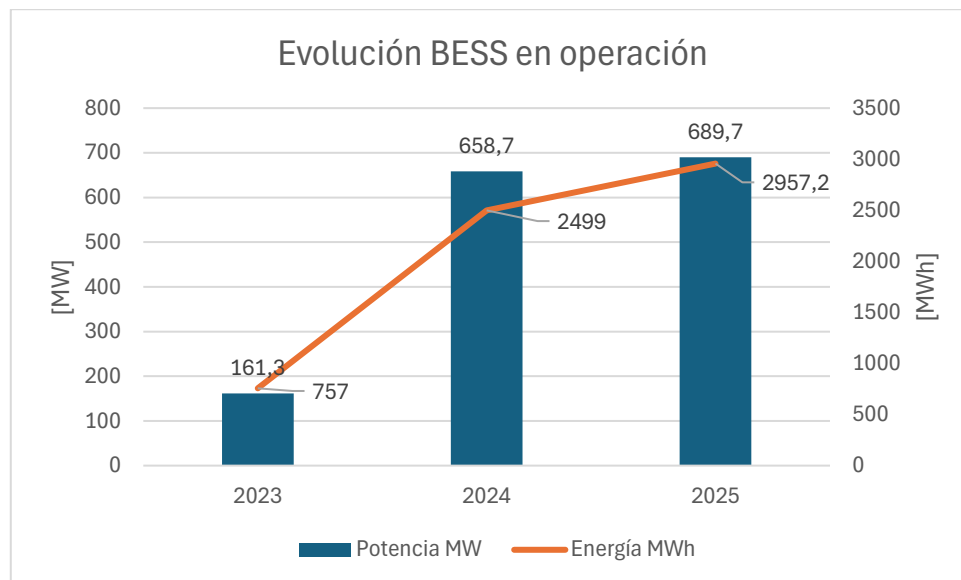


Figura 55: Evolución de los proyectos BESS con entrada en operación 2023-2025.

Finalmente, durante el año 2025 ingresaron 5 solicitudes de retiro de instalaciones al Sistema Eléctrico Nacional, los cuales se encuentran concluidos. Dichos retiros cumplieron con la normativa eléctrica asociada a las prevenciones respecto del impacto de su exclusión del sistema eléctrico.

Tabla 14: Retiros de Instalaciones gestionados durante el 2025.

NUP <sup>3</sup>	Instalaciones
5690	Retiro de equipos de paños J6A, J7A, J6B y J7B de S/E Crucero
6122	Retiro y cese de operación de la planta Generadora Sauce Andes
6150	Desconexión y cese de Operación Línea Navío
5024	El retiro, desconexión y cese de operaciones de la Unidad Generadora Tarapacá TGTAR
6269	Retiro de unidades de generación CTM1 y CTM2 de Complejo Térmico Mejillones

---

<sup>3</sup> NUP: Número Único de Proyecto

## IX.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN

---

Desde la entrada en vigencia de la Ley N° 21.721, de fecha 27 de diciembre de 2024, denominada Ley de Transición Energética, la responsabilidad de licitar las obras de ampliación recae en los propietarios de las respectivas instalaciones, mientras que el Coordinador es responsable de efectuar el seguimiento de dichos procesos y velar por el cumplimiento de la libre competencia.

En consecuencia, el Coordinador Eléctrico Nacional asume la responsabilidad de llevar a cabo las licitaciones públicas internacionales exclusivamente para la adjudicación de Obras Nuevas contempladas en los decretos asociados a los Planes de Expansión de la Transmisión, así como Obras Necesarias y Urgentes (artículo 91° Bis), así como la supervisión de los procesos licitatorios de Obras de Ampliación que son llevados a cabo por los propietarios.

### IX.1.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO.

A continuación, se describen resumidamente los procesos de licitación de transmisión que se encuentran actualmente en curso:

#### Procesos Licitados por el CEN:

- **Obras Nuevas Fijadas por Decreto Exento N°354/2025 del Ministerio de Energía.**
  - El llamado a licitación fue efectuado el 26 de marzo de 2026 y contempla un total de 17 Obras Nuevas, con un VI referencial total de USD 480 millones. La adjudicación del proceso se encuentra programada para el mes de noviembre de 2026.
- **Obras Nuevas Necesarias y Urgentes Fijadas por Decreto Exento N°10/2026 del Ministerio de Energía, de acuerdo con el artículo 91° Bis de la Ley.**
  - El llamado a licitación fue efectuado el 18 de marzo de 2026 y contempla un total de 2 Obras Nuevas, con un VI referencial total de USD 28 millones. La adjudicación del proceso se encuentra programada para el mes de julio de 2026.

#### Procesos Licitados por el por el Propietario y supervisados por el CEN:

A continuación, se describen resumidamente los procesos de Obras de Ampliación en curso de supervisión, considerados desde enero de 2025 hasta abril de 2026:

- **[DE266 - 2024] Corresponde a las obras pertenecientes al Plan de Expansión 2023 y al Decreto Exento N°266/2024, de acuerdo con el listado de obras publicado por CNE en marzo 2025, referente al artículo transitorio de la Resolución Exenta N°98, de 2025, de la Comisión Nacional de Energía.**
  - Contempla un total de 12 procesos de licitación, ejecutados por 9 propietarios, que abarcan 38 Obras de Ampliación, con una inversión referencial total de USD 132,3 millones.
- **[Of.912 - 2025] Corresponde a las obras indicadas por la CNE mediante Oficio Ord. N° 912 del 10 de octubre de 2025, en el cual se actualiza el listado de obras de expansión señalado en proceso “DE266 – 2024”, y aclara acciones a seguir para la ejecución de estas.**

- Contempla un total de 4 procesos de licitación, ejecutados por 3 propietarios, que abarcan 14 Obras de Ampliación, con una inversión referencial total de USD 37,4 millones.
- **[DE276 - 2025] Corresponde a las obras pertenecientes al Plan de Expansión 2024 y al Decreto Exento N°276/2025, publicado el 2 de diciembre de 2025.**
  - Contempla un total de 7 procesos de licitación, ejecutados por 7 propietarios, que abarcan 48 Obras de Ampliación, con una inversión referencial total de USD 202,9 millones.
- **[DE10/26 OA Urgentes] Obras de Ampliación Necesarias y Urgentes Fijadas por Decreto Exento N°10/2026 del Ministerio de Energía, de acuerdo con el artículo 91° BIS de la Ley, publicado el 17 de enero de 2026.**
  - Contempla un total de 3 procesos de licitación, ejecutados por 3 propietarios, que abarcan 5 Obras de Ampliación, con una inversión referencial total de USD 41,5 millones.

## IX.2.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN FINALIZADAS EN 2025.

De los procesos de licitación de transmisión, durante 2025 se realizó la adjudicación de las obras de los siguientes procesos:

1. Obras Nuevas Fijadas Por El Decreto Exento N°58/2024 y los Derechos de Construcción de las Obras de Ampliación fijadas por Decreto Exento N°04/2024.
2. Obras Nuevas Fijadas por Decreto Exento N°13/2025 y Decreto Exento N°58/2024, ambos del Ministerio de Energía.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados de los procesos previamente mencionados. Cabe destacar que dicha información se encuentra disponible en el sitio web del Coordinador.

Tabla 15: Resultados de licitación en 2025.

PROCESO	OBRAS LICITADAS	OBRAS DESIERTAS	OBRAS ADJUDICADAS	EMPRESAS OFERENTES	VATT ADJUDICADO (MMUSD)
Obras Nuevas Fijadas Por El Decreto Exento N°58/2024 y los Derechos de Construcción de las Obras de Ampliación fijadas por Decreto Exento N°04/2024.	20	11	9	8	25,8
Obras Nuevas Fijadas por Decreto Exento N°13/2025 y Decreto Exento N°58/2024, ambos del Ministerio de Energía.	8	4	4	7	9,12

### IX.3.- RESOLUCIONES A SOLICITUDES DE APLICACIÓN DE ARTÍCULO 151 DEL REGLAMENTO

Durante el 2025 se resolvieron, favorablemente, 4 solicitudes de aplicación de Art. 151 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Trasmisión. Dicho mecanismo faculta al Ministerio de Energía para modificar los decretos de adjudicación de obras de expansión, cuando exista acuerdo unánime entre la empresa adjudicataria, la Comisión, el Coordinador y, en el caso de obras de ampliación, su respectivo propietario, y se acredite la imposibilidad de materializar el proyecto en los términos originalmente decretados, sin alterar el valor adjudicado. Estas resoluciones se suman a las dos aprobaciones registradas en el año 2022.

Tabla 16: Resoluciones de aplicaciones de Art. 151 del Reglamento

Ítem	Tipo Obra	Obra	Nuevo Decreto (Fecha Publicación)
1	Nueva	S/E Quepe 220/66 kV (ex Subestación Nueva Metrenco 220/66 kV)	Decreto 5T (28-10-22)
2	Nueva	Línea 2x66 kV Quepe – Las Violetas (ex Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial)	Decreto 5T (28-10-22)
3	Nueva	Subestación Las Dichas (ex Nueva Casablanca 220/66 kV)	Decreto 4T (19-02-25)
4	Nueva	Subestación Nueva Cauquenes 220/66 kV	Decreto 16T (05-09-25)
5	Nueva	Nueva S/E Seccionadora Buenavista	Decreto 21T (07-11-25)
6	Ampliación	Ampliación en S/E Casablanca	Decreto 22T (29-11-25)

### IX.4.- APLICACIÓN DE RESOLUCIONES N°99 Y N°100 DE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Durante el año 2025 entraron en vigor las Resoluciones N°99 y N°100 de la Comisión Nacional de Energía, las cuales establecen el mecanismo para la revisión del Valor de Inversión (V.I.) adjudicado de obras de ampliación, con el objeto de dar continuidad de su ejecución.

La Resolución N°99 regula los casos en que se produce el término anticipado de la relación contractual entre el adjudicatario y el propietario, asumiendo este último la ejecución directa de la obra hasta su finalización. Por su parte, la Resolución N°100 aplica a situaciones en que se mantiene vigente la relación contractual entre ambas partes.

En el marco de los instrumentos señalados anteriormente, durante el 2025 se registraron 3 obras bajo la aplicación de la Resolución N°99 y 17 obras bajo la aplicación de la Resolución N°100, las cuales a la fecha se encuentran en proceso de ejecución considerando los nuevos V.I. determinados por la Comisión a partir de la recomendación del Coordinador asociado a los grados de avance financiero y físico. La recomendación del Coordinador, aporta a la necesidad de lograr la continuidad de estos proyectos de transmisión.

# X.- EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

## X.1.- EVOLUCIÓN DE LAS CONGESTIONES EN SISTEMAS ZONALES POR PMGD.

En febrero de 2026 se actualiza la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión (NTCO), publicada mediante Resolución Exenta N°69 de la CNE, la cual mandata al Coordinador, a calcular semestralmente las posibles congestiones en el sistema de transmisión teniendo a la vista aquellas impuestas en sus ICC (Informe de Criterios de Conexión), y a liberar dichas restricciones (ICC) a aquellos PMGD que puedan utilizar capacidad de transmisión disponible, de acuerdo con los resultados del estudio. La siguiente figura muestra la evolución de las posibles congestiones en subestaciones.

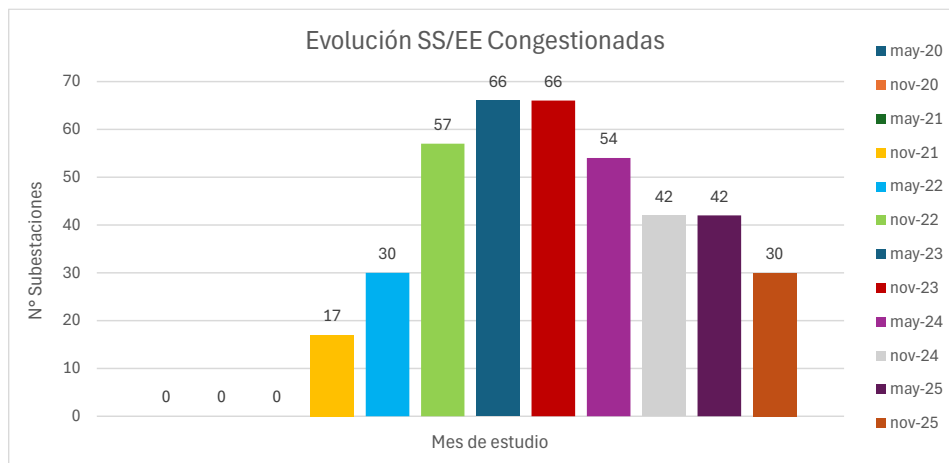


Figura 56: Evolución de las subestaciones congestionadas en los Sistemas Zonales por PMGD.

El análisis mostrado en la figura anterior contempla el conjunto de PMGD en servicio a mayo de 2026, por un total de 2.947 MW. Adicionalmente, incluye los PMGD declarados en construcción a mayo 2026 por un total de 570 MW.

## X.2.- COSTOS MARGINALES EN BASE A PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO

A continuación, la Figura 57 y la Figura 58 presentan la proyección de costos marginales de energía para la condición hidrológica media en el período 2027-2045, en las barras de 500 kV de las Subestaciones Kimal, Polpaico y Charrúa, localizadas en la zona norte, centro y sur del SEN respectivamente. La proyección corresponde a la simulación de uso del sistema de transmisión realizada a fines de 2025, la cual fue desarrollada en el contexto de la propuesta anual de expansión de los sistemas de transmisión enviada a la CNE por parte del Coordinador en enero de 2026.

La Figura 57 presenta la proyección de los posibles costos marginales de energía en las horas de día, donde se puede apreciar que en los meses de verano los valores a nivel de todo el SEN podrían ser cercanos a cero, producto del excedente de generación de energía renovable en la zona norte. También se identifica la posibilidad de congestiones, debido a la capacidad de transmisión existente entre la zona norte y centro del país, reflejada en los menores costos marginales en Kimal, respecto de Polpaico. Esta situación mejora con la entrada de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre esperada al año 2029, la cual aportará 3.000 MW de capacidad adicional de transmisión entre el norte y el centro del SEN.

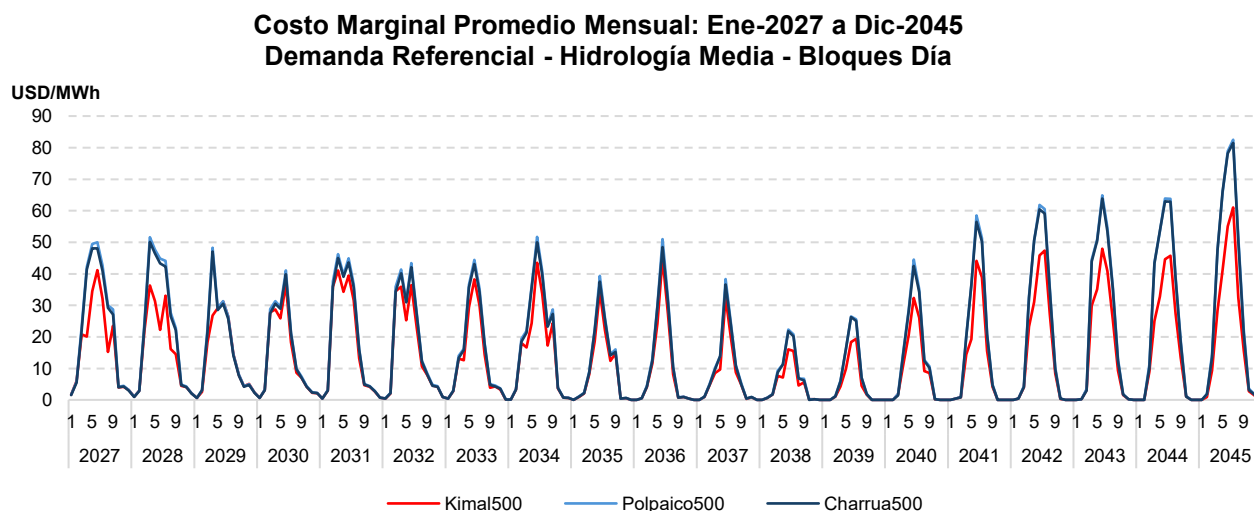


Figura 57: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Día.

La Figura 58 presenta la proyección de costos marginales de energía en las horas de noche, donde solo en el largo plazo se aprecian valores nulos en los meses de verano, debido a generación eólica y a la complementariedad solar fotovoltaica – almacenamiento de un gran volumen de capacidad instalada prevista para el largo plazo; de igual forma que en el horario diurno se observa una tendencia estacional, relacionada con los aportes de energía renovable hidroeléctrica y renovable variable durante los meses de invierno y primavera.

A diferencia del caso anterior, no se observan desacoples en horario diurno en el largo plazo, no obstante, las estimaciones del costo marginal en el Sistema Eléctrico Nacional asumen el ingreso a operación de obras habilitantes de dicha situación, tales como son el aumento de capacidad de las líneas 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre y 2x220 kV Ciruelos – Cautín, además de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

**Costo Marginal Promedio Mensual: Ene-2027 a Dic-2045  
Demanda Referencial - Hidrología Media - Bloques Noche**

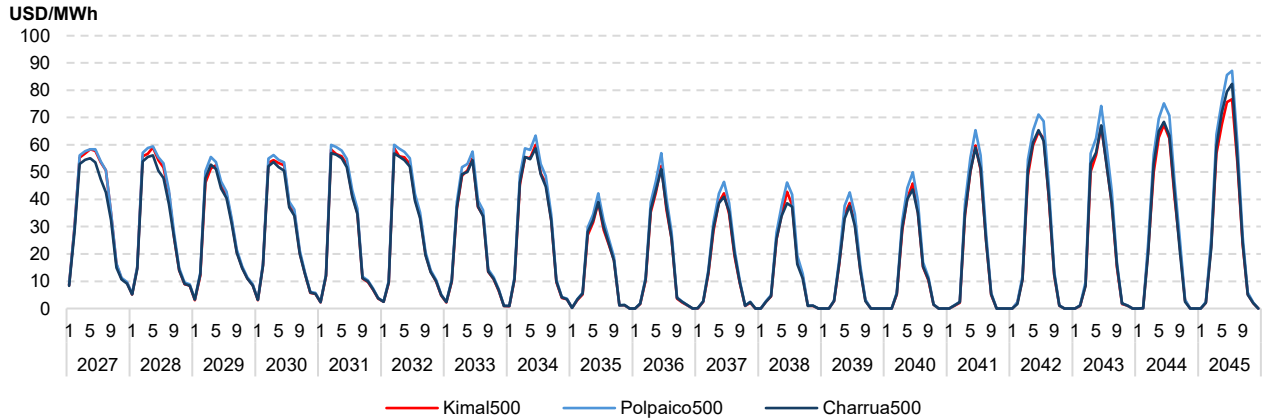


Figura 58: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Noche.

Es importante señalar que estas proyecciones de costos marginales de energía son realizadas con modelos de simulación orientados a estudios de planificación de largo plazo, en el contexto de la recomendación anual de la expansión de los sistemas de transmisión que el Coordinador realiza de acuerdo con el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Para lo anterior, se consideran proyecciones de precios y disponibilidad de combustibles con visión de largo plazo, y no incorporan la granularidad temporal, ni situaciones de restricción operacional que ocurren en el corto plazo.