

REPORTE ANUAL DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

(Art 72°-15, ley 20.936)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

ABRIL 2025

Tabla de contenido

I.- INTRODUCCIÓN	4
II.- OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	5
II.1.- CAPACIDAD INSTALADA	5
II.2.- DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA	5
II.3.- GENERACIÓN DE ENERGÍA	6
II.4.- GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	7
II.5.- RETIROS DE ENERGÍA	8
II.6.- COSTO MARGINAL	9
II.7.- INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA	9
II.8.- TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR	10
II.9.- COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	12
II.10.- REDUCCIONES DE GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA	14
II.11.- NIVELES DE TRANSFERENCIAS POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	15
II.12.- GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES	21
II.13.- COSTO MARGINAL PROYECTADO	23
III.- CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN	24
III.1.- CONTROL DE FRECUENCIA	24
III.2.- CONTROL DE TENSIÓN	25
BARRAS EN 500 KV INTERCONEXIÓN	25
BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR	26
BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE	26
BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO	27
BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO	27
BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR	28
IV.- SEGURIDAD DEL SEN	29
IV.1.- ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK y TTIK	29
IV.2.- ESTADÍSTICAS DE FALLAS	30
IV.3.- PÉRDIDAS DE CONSUMO	30
IV.4.- ENERGÍA NO SUMINISTRADA	30
V.- CUMPLIMIENTO NORMATIVO EMPRESAS COORDINADAS	31

V.1.- ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	31
V.2.- ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN	32
V.3.- TRAMOS DE TRANSMISIÓN	32
V.4.- EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN	34
V.5.- EQUIPOS DE COMPENSACIÓN	34
V.6.- DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)	35
TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	41
INFORMACIÓN TÉCNICA	42
VI.- CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA	43
<hr/>	
VI.1.- CADENA DE PAGOS	43
VI.2.- MONITOREO DE LA COMPETENCIA	43
VII.- PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS	45
<hr/>	
VII.1.- PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS	45
VII.2.- AUDITORÍAS A PROTECCIONES	45
VIII.- GESTIÓN DE ACCESO ABIERTO Y CONEXIONES	46
<hr/>	
VIII.1.- GESTIÓN DE SOLICITUDES DE ACCESO ABIERTO.	46
VIII.2.- GESTIÓN DE CONEXIONES	49
VIII.2.1.- EVOLUCIÓN DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)	50
IX.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN	55
<hr/>	
IX.1.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2024 Y EN PROCESO	55
IX.2.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN FINALIZADOS EN 2024	56
X.- EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	57
<hr/>	
X.1.- EVOLUCIÓN DE LAS CONGESTIONES EN SISTEMAS ZONALES POR PMGD.	57
X.2.- COSTOS MARGINALES EN BASE A PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO	57

I.- 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 Ley N° 20.936, 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, 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 2024, 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.

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 2024 alcanzó los 36.778 MW (considera centrales en pruebas y en operación), de los cuales el 34% es provisto por centrales térmicas y un 21% por centrales hidroeléctricas, tal como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2024 la capacidad instalada en base a energía renovable no convencional (ERNC, según ley 20.257) alcanzó los 18.522,5 MW, lo que equivale al 50,3% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 14% y la energía solar el 23%.

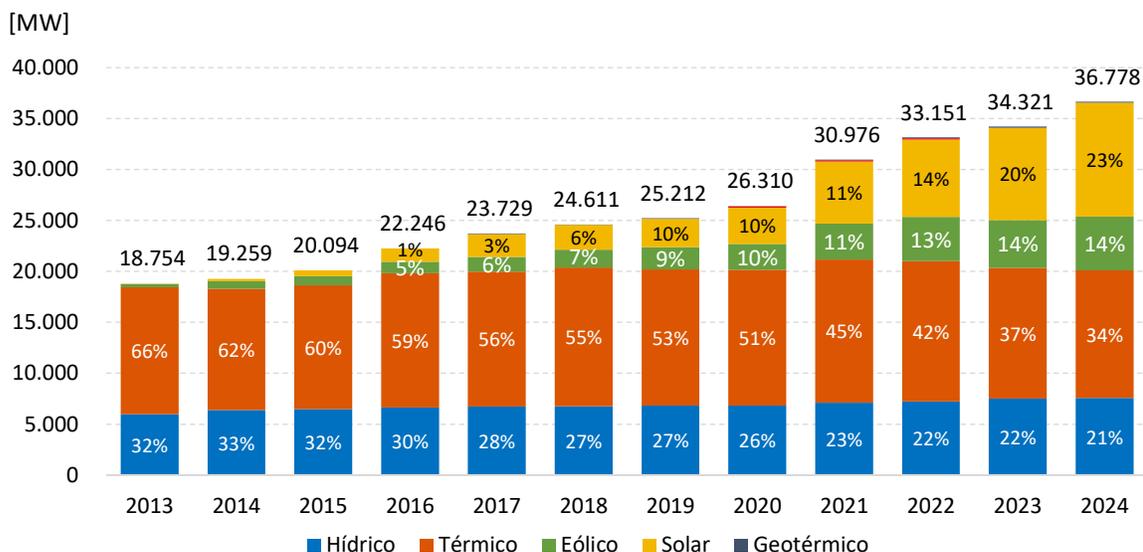


Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

II.2.- DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA

La Tabla 1 presenta un comparativo entre 2023 y 2024 para la generación diaria máxima y las demandas horarias máxima y mínima del SEN.

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

	2023		2024		Variación %
Máxima Horaria [MWh/h]	11.549,10	26dic-16°°	12.190,00	31ene-16°°	+5,55%
Mínima Horaria [MWh/h]	7.435,00	01ene-08°°	6.948,00	02ago-04°°	-6,55%
Máxima Diaria [GWh]	250,3	12 junio	259,8	25 junio	+3,82%

II.3.- GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2024 alcanzó los 85.519 GWh, mostrando un aumento del 1,97% respecto al año anterior (83.637 GWh). Las siguientes gráficas presentan la distribución de la energía generada en el año 2024, por tipo de fuente y región.

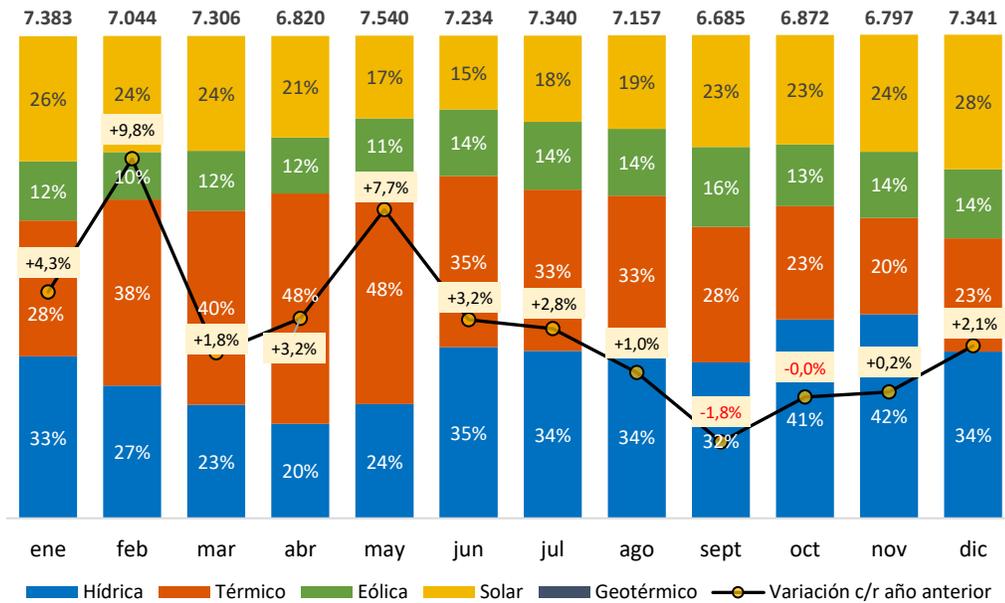


Figura 2: Generación mensual SEN 2024 desagregada por tipo de fuente.

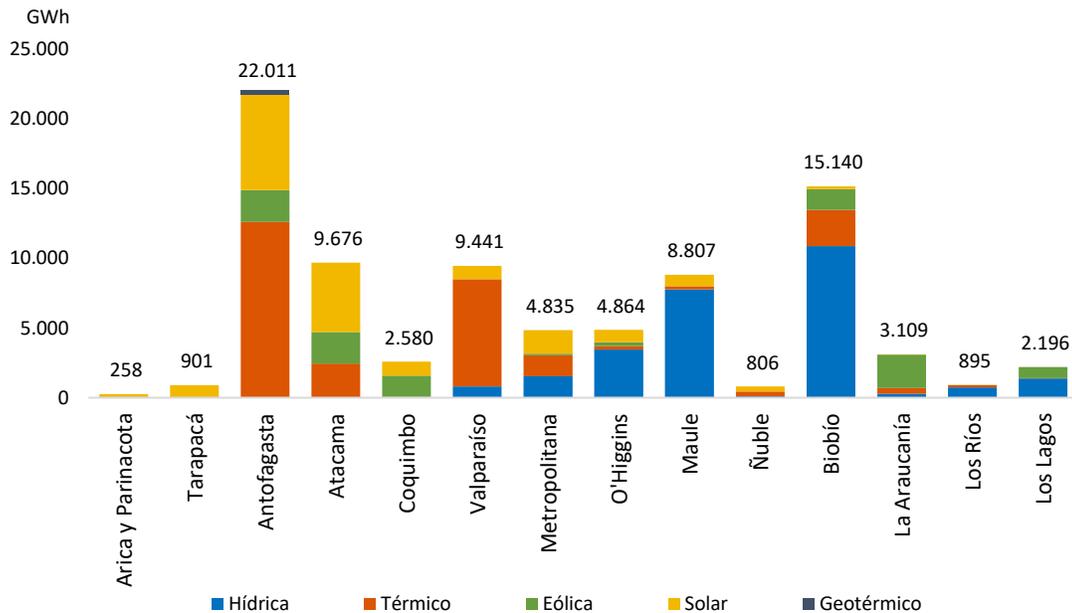


Figura 3: Generación SEN 2024 desagregada por Región y tipo de fuente.

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 2024 alcanzó los 34.524,9 GWh, lo que representa una participación del 40,4% en la generación total, y un aumento del 10,9% respecto de 2023 (31.059,1 GWh). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 18.612,9 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 11.083,0 GWh. La Figura 4 presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2024.

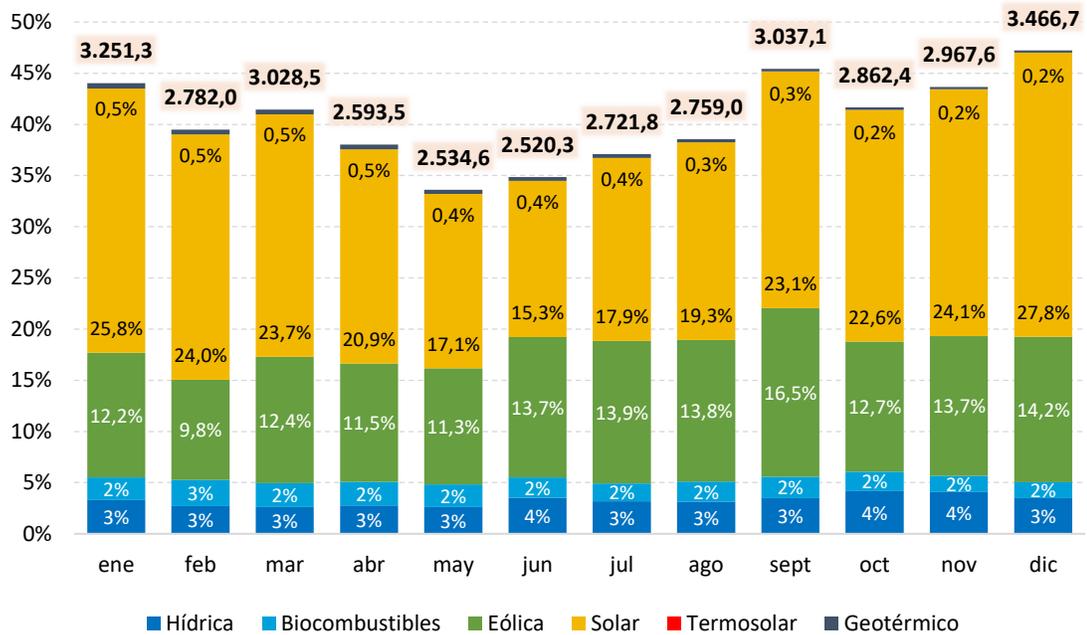


Figura 4: Generación ERNC SEN 2024 desagregada por tipo de fuente.

II.5.- RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2024 se retiraron 79.689,5 GWh de energía entre clientes regulados (38,9%) y libres (61,1%), representando un 2,83% de aumento respecto de 2023 (77.280,9 GWh). En las siguientes figuras se presenta el detalle mensual de estos retiros por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial, según clasificación en Res. Exta. CNE. N° 247-2018. Ver Figura 5 y Figura 6.

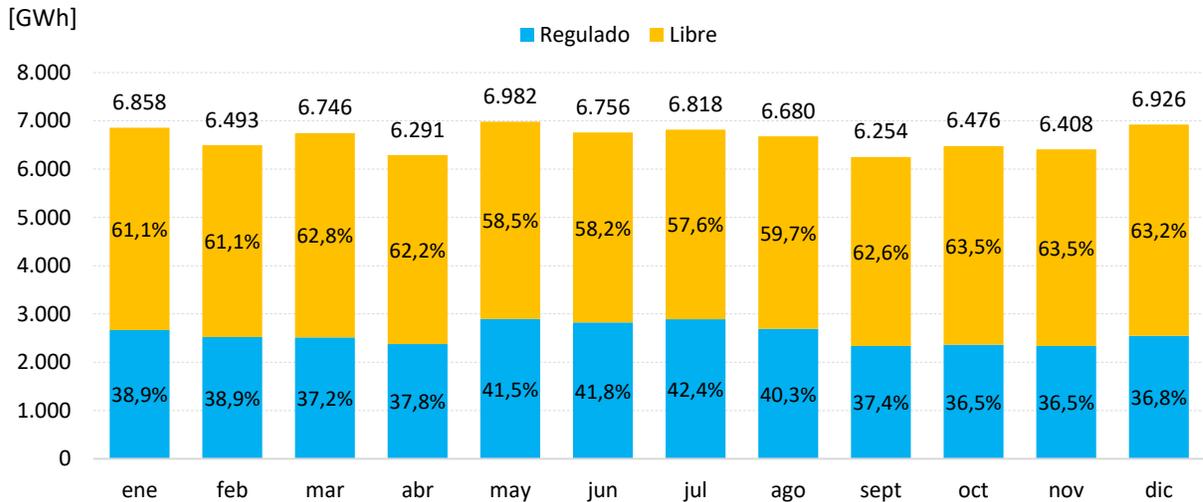


Figura 5: Retiro mensual de energía 2024 por tipo de cliente.

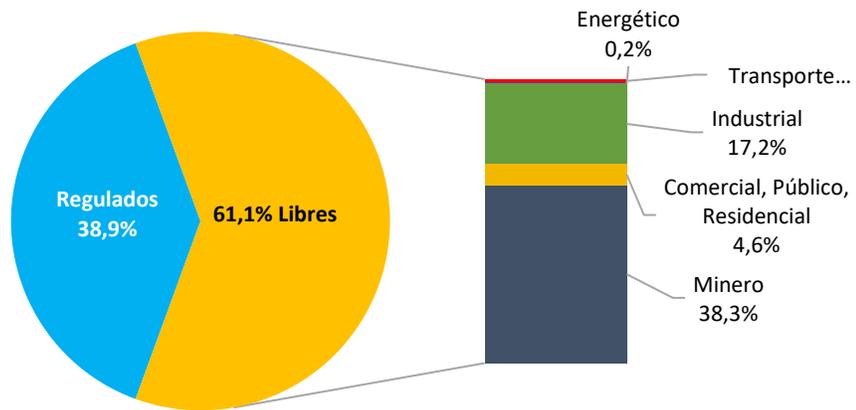


Figura 6: Retiros de energía 2024 por sector industrial.

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

II.6.- COSTO MARGINAL

A continuación, y para el año 2024, se presenta el Costo Marginal (CMg) promedio mensual de algunas barras representativas del SEN. Además, se muestran las variaciones % con respecto al CMg del mismo mes del año 2023. Ver Figura 7 a la Figura 10.

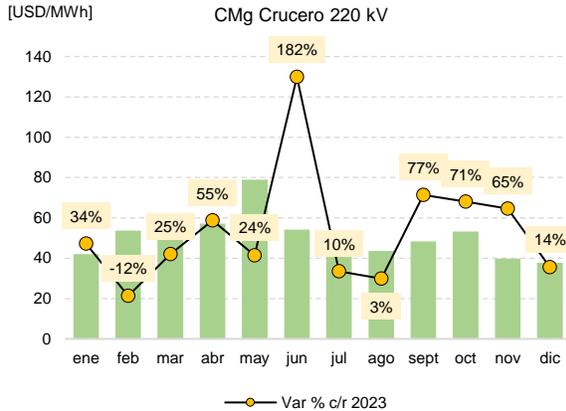


Figura 7: CMg promedio mensual barra Cruceiro 220 kV.

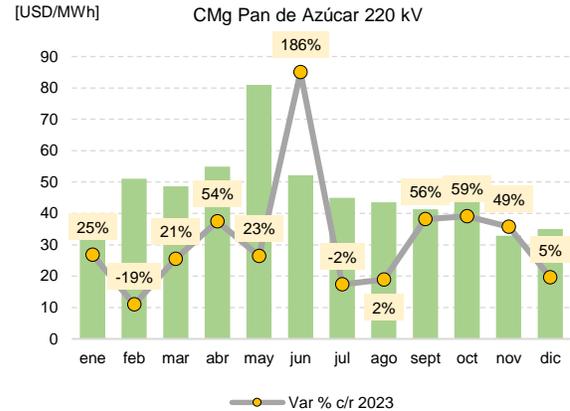


Figura 8: CMg promedio mensual barra Pan de Azúcar 220 kV.

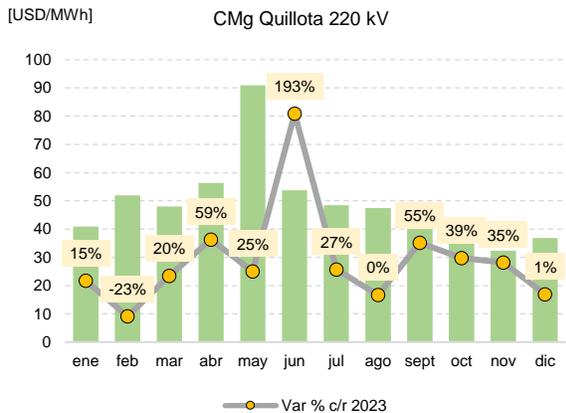


Figura 9: CMg promedio mensual barra Quillota 220 kV.

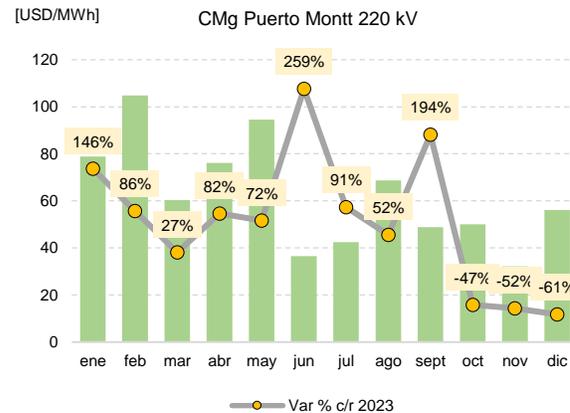


Figura 10: CMg promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV.

II.7.- INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

Durante 2024 los envíos de energía al SADI Argentino a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes totalizaron 58,87 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 58,87 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 2024, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla 2: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado en el año 2024.

Unidad en Mantenimiento	Duración (Días)	Potencia (MW)	Inicio efectivo	Fin efectivo
TER SANTA MARIA U1	76	374	28-10-2023	11-01-2024
TER GUACOLDA U1	21	154,2	05-01-2024	26-01-2024
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	5	264,57	08-01-2024	14-01-2024
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	5	131,1	08-01-2024	14-01-2024
TER CAMPICHE U1	53	269,7	10-01-2024	02-03-2024
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	6	357,5	24-01-2024	29-01-2024
TER GUACOLDA U4	12	153,9	27-01-2024	08-02-2024
TER NEHUENCO II CC1-TG	5	250	27-01-2024	01-02-2024
TER NEHUENCO II CC1-TV	5	148,3	27-01-2024	01-02-2024
TER ATACAMA CC1-TG2	2	121,8	05-02-2024	07-02-2024
HE EL TORO U2	11	112	05-02-2024	16-02-2024
TER GUACOLDA U3	20	153,9	14-02-2024	04-03-2024
TER ANGAMOS U2	31	281,3	16-02-2024	19-03-2024
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	6	357,5	18-02-2024	23-02-2024
TER KELAR CC1-TG1	7	180,1	19-02-2024	25-02-2024
TER KELAR CC1-TV	18	170,82	19-02-2024	08-03-2024
TER LOS PINOS U1	17	107,7	19-02-2024	07-03-2024
TER KELAR CC1-TG2	7	177,09	22-02-2024	28-02-2024
TER NEHUENCO CC1-TG	6	217,7	28-02-2024	05-03-2024
TER NEHUENCO CC1-TV	6	117,7	28-02-2024	05-03-2024
HE ANGOSTURA U1	18	138,8	04-03-2024	21-03-2024
HE PEHUENCHE U1	10	287	05-03-2024	15-03-2024
TER GUACOLDA U5	22	156,2	06-03-2024	27-03-2024
TER SAN ISIDRO CC1-TV	6	164,2	07-03-2024	12-03-2024
TER SAN ISIDRO CC1-TG	6	214,7	07-03-2024	12-03-2024
TER ATACAMA CC1-TG1	3	115	12-03-2024	16-03-2024
TER NEHUENCO CC1-TG	4	217,7	16-03-2024	20-03-2024
TER NEHUENCO CC1-TV	4	117,7	16-03-2024	20-03-2024
TER ATACAMA CC1-TG2	3	121,8	16-03-2024	18-03-2024
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	4	357,5	16-03-2024	20-03-2024
PFV DOMEYKO	3	207,3	18-03-2024	21-03-2024
TER LOS VIENTOS U1	7	129,3	19-03-2024	26-03-2024
TER COCHRANE U1	24	274,9	20-03-2024	13-04-2024
TER COCHRANE U2	4	274,8	24-03-2024	28-03-2024
HE ANGOSTURA U2	52	138,8	25-03-2024	16-05-2024
TER QUINTERO U2	3	121,9	01-04-2024	05-04-2024
HE PEHUENCHE U2	9	286,5	02-04-2024	11-04-2024
TER MEJILLONES CTM3-TG	56	158,4	05-04-2024	31-05-2024
TER QUINTERO U1	3	115,2	05-04-2024	09-04-2024
TER NUEVA RENCA CC1-TG	7	210	06-04-2024	12-04-2024
TER NUEVA RENCA CC1-TV	7	170	06-04-2024	12-04-2024
TER ATACAMA CC2-TG2	114	118,6	09-04-2024	01-08-2024
TER ATACAMA CC2-TG2	114	118,6	09-04-2024	01-08-2024
TER ATACAMA CC2-TV	54	119	09-04-2024	01-06-2024
HE COLBUN U1	29	231,2	15-04-2024	14-05-2024
HE PANGUE U1	3	233,5	15-04-2024	17-04-2024
TER LOS PINOS U1	2	107,7	17-04-2024	19-04-2024
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	6	357,5	21-04-2024	27-04-2024
HE PANGUE U2	3	233,5	22-04-2024	24-04-2024
HE RALCO U1	6	389,5	13-05-2024	19-05-2024
HE COLBUN U2	10	232	14-05-2024	24-05-2024
TER CANDELARIA U2	2	119,8	15-05-2024	16-05-2024

Unidad en Mantenimiento	Duración (Días)	Potencia (MW)	Inicio efectivo	Fin efectivo
TER TALTAL U2	3	119,5	24-05-2024	26-05-2024
TER GUACOLDA U4	8	153,9	24-05-2024	01-06-2024
TER TALTAL U1	3	119,35	28-05-2024	30-05-2024
TER NEHUENCO 9B U1	9	108	01-06-2024	09-06-2024
TER LOS VIENTOS U1	5	129,3	03-06-2024	07-06-2024
HE RALCO U2	5	390,9	03-06-2024	08-06-2024
TER ATACAMA CC2-TV	4	119	20-06-2024	23-06-2024
TER ATACAMA CC2-TV	4	119	20-06-2024	23-06-2024
TER ATACAMA CC1-TG1	12	115	24-06-2024	06-07-2024
TER ATACAMA CC1-TG1	12	115	24-06-2024	06-07-2024
HE COLBUN U2	12	232	01-07-2024	13-07-2024
HE COLBUN U2	12	232	01-07-2024	13-07-2024
TER NEHUENCO II CC1-TV	45	148,3	06-07-2024	20-08-2024
TER NEHUENCO II CC1-TG	2	250	06-07-2024	07-07-2024
TER NEHUENCO II CC1-TG	2	250	06-07-2024	07-07-2024
TER NEHUENCO II CC1-TV	45	148,3	06-07-2024	20-08-2024
PE SIERRA GORDA ESTE (U1-U56)	3	112	11-07-2024	14-07-2024
TER NUEVA RENCA CC1-TV	3	170	13-07-2024	15-07-2024
TER NUEVA RENCA CC1-TG	3	210	13-07-2024	15-07-2024
HE ANTUCO U2	4	164,5	15-07-2024	19-07-2024
HE ANTUCO U2	4	164,5	15-07-2024	19-07-2024
TER GUACOLDA U5	9	156,2	19-07-2024	28-07-2024
HE ANTUCO U1	4	164,6	22-07-2024	25-07-2024
HE ANTUCO U1	4	164,6	22-07-2024	25-07-2024
TER NEHUENCO II CC1-TG	25	250	26-07-2024	20-08-2024
TER NEHUENCO II CC1-TV	25	148,3	26-07-2024	20-08-2024
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	6	357,5	28-07-2024	03-08-2024
TER ATACAMA CC2-TV	4	119	08-08-2024	12-08-2024
TER QUINTERO U2	24	121,9	13-08-2024	06-09-2024
TER ATACAMA CC1-TG1	3	115	20-08-2024	22-08-2024
TER ANDINA U1	27	176,6	23-08-2024	18-09-2024
TER SAN ISIDRO CC1-TV	5	164,2	29-08-2024	03-09-2024
TER SAN ISIDRO CC1-TG	5	214,7	29-08-2024	03-09-2024
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	10	357,5	01-09-2024	11-09-2024
PFV VALLE DEL SOL	8	153,2	02-09-2024	10-09-2024
TER ANGAMOS U1	1	276,9	07-09-2024	09-09-2024
TER IEM U1	43	377	21-09-2024	02-11-2024
TER NEHUENCO II CC1-TG	73	250	22-09-2024	03-12-2024
TER NEHUENCO II CC1-TV	73	148,3	22-09-2024	03-12-2024
TER NUEVA RENCA CC1-TV	103	170	23-09-2024	03-01-2025
TER NUEVA RENCA CC1-TG	103	210	23-09-2024	03-01-2025
TER CARDONES U1	7	150,2	24-09-2024	30-09-2024
TER GUACOLDA U2	19	145,4	27-09-2024	15-10-2024
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	6	357,5	06-10-2024	12-10-2024
TER SAN ISIDRO CC1-TG	10	214,7	08-10-2024	17-10-2024
TER LOS PINOS U1	10	107,7	08-10-2024	18-10-2024
TER LOS GUINDOS U1	4	135	14-10-2024	18-10-2024
TER ATACAMA CC1-TG1	3	115	15-10-2024	18-10-2024
TER GUACOLDA U4	55	153,9	18-10-2024	12-12-2024
TER ATACAMA CC2-TG1	2	115,6	18-10-2024	20-10-2024
TER TALTAL U1	1	119,35	22-10-2024	22-10-2024
PFV SANTA ISABEL	4	170,2	22-10-2024	25-10-2024
TER ANGAMOS U1	4	276,9	23-10-2024	26-10-2024
TER SANTA MARIA U1	112	374	01-11-2024	20-02-2025
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	29	357,5	08-11-2024	07-12-2024
HE EL TORO U4	4	113,2	11-11-2024	15-11-2024
HE EL TORO U1	4	113,4	25-11-2024	29-11-2024

Unidad en Mantenimiento	Duración (Días)	Potencia (MW)	Inicio efectivo	Fin efectivo
TER ATACAMA CC1-TG1	34	115	26-11-2024	30-12-2024
TER NEHUENCO CC1-TG	20	217,7	30-11-2024	20-12-2024
TER NEHUENCO CC1-TV	20	117,7	30-11-2024	20-12-2024
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	8	131,1	01-12-2024	09-12-2024
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	6	264,57	01-12-2024	07-12-2024
HE EL TORO U3	3	113,5	16-12-2024	19-12-2024

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 1.670 MUSD para el año 2024, 39,1% menor a los MMUSD 2.745 de 2023. Los costos mensuales se resumen en la Tabla 3:

Tabla 3: Costo de Operación del SEN, en millones de dólares, en el ejercicio 2024.

Costo de Operación del Sistema (millones de USD)		
Mes	Costo de Operación Programado	Costo de Operación Real
ene-24	109,09	123,59
feb-24	151,98	166,87
mar-24	169,79	197,22
abr-24	174,73	198,10
may-24	196,25	241,07
jun-24	132,88	152,68
jul-24	113,98	126,95
ago-24	111,91	122,66
sept-24	83,87	96,74
oct-24	73,94	85,13
nov-24	60,42	72,40
dic-24	79,75	87,01
Promedio	121,55	139,20
Total	1.458,57	1.670,42

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.

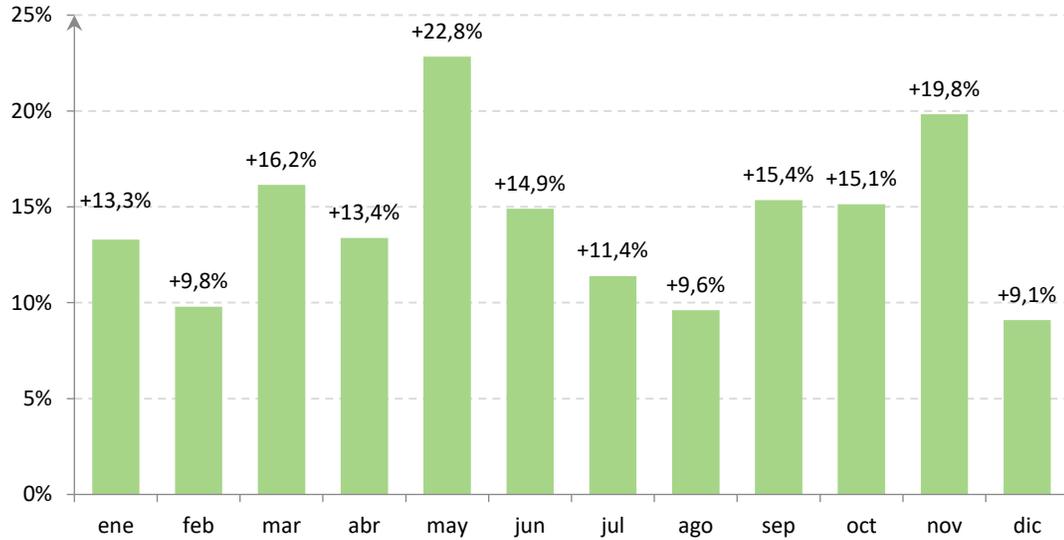


Figura 11: Desviación real vs programado de costo operación térmico 2024.

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 precio estabilizado:

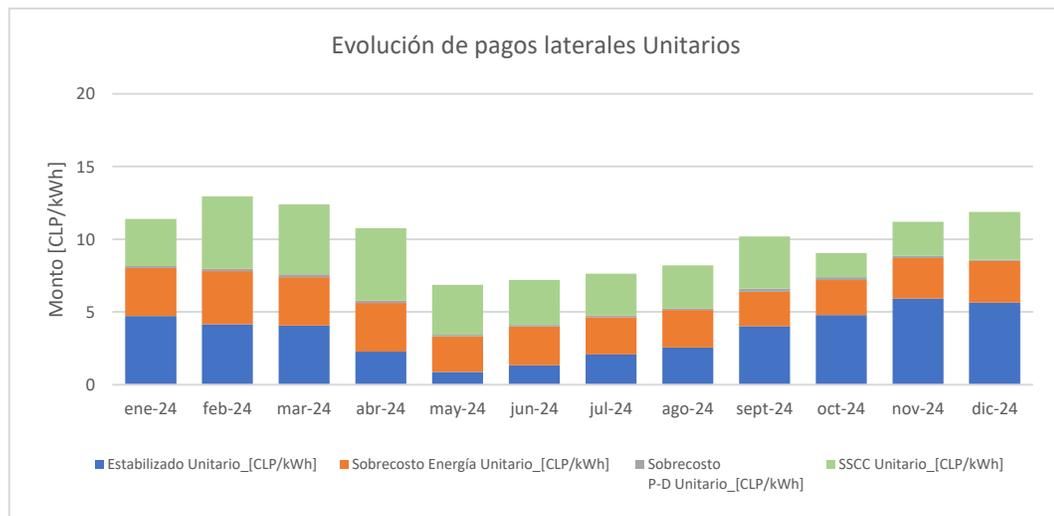


Figura 12: Pagos Laterales Unitarios de Energía y Servicios Complementarios.

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.

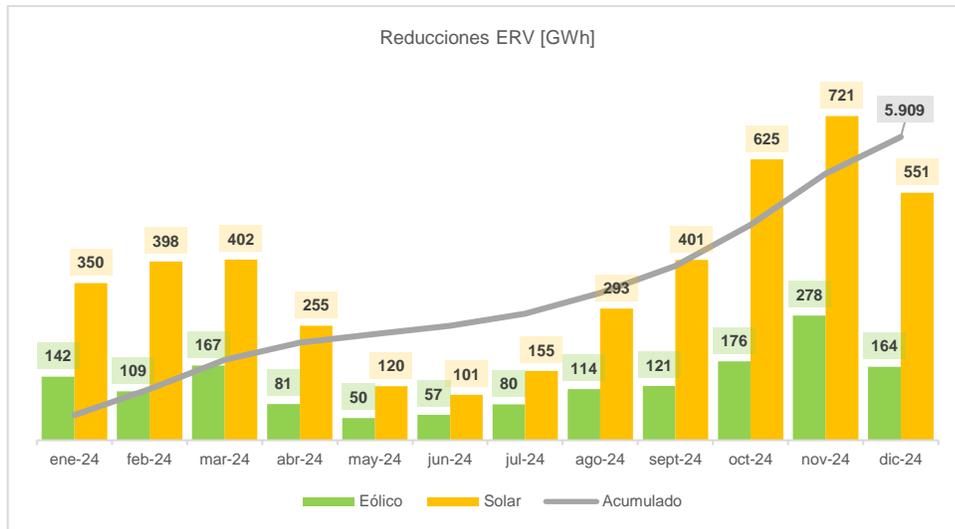


Figura 13: Reducción generación renovable variable en 2024 (Eólica y Solar).

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, operaciones, de TTCC, entre otros, según lo establecido en el Estudio de Restricción del Sistema de Transmisión del año 2024).

Las transferencias por estos tramos muestran una distribución bimodal, explicada fundamentalmente por el ciclo diario de generación solar de la **Zona Norte Grande y Zona Norte Chico** del corredor. Ese comportamiento se va atenuando en la medida que se avanza hacia los tramos del sur, llegando a una distribución más uniforme en el caso de tramo Polpaico-Lo Aguirre, de la **Zona Norte Chico** a la **Zona Centro**.

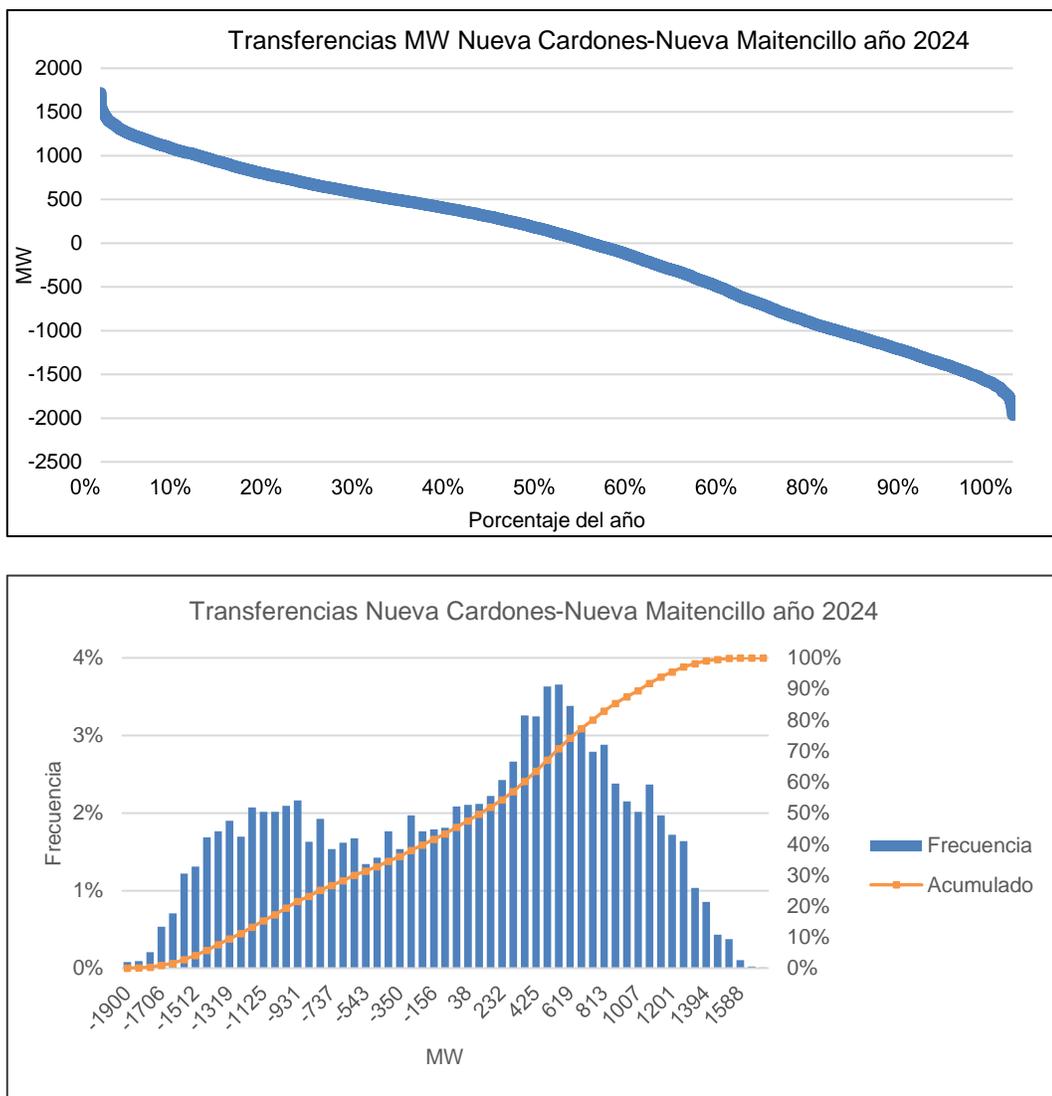


Figura 14: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Cardones-Nueva Maitencillo.

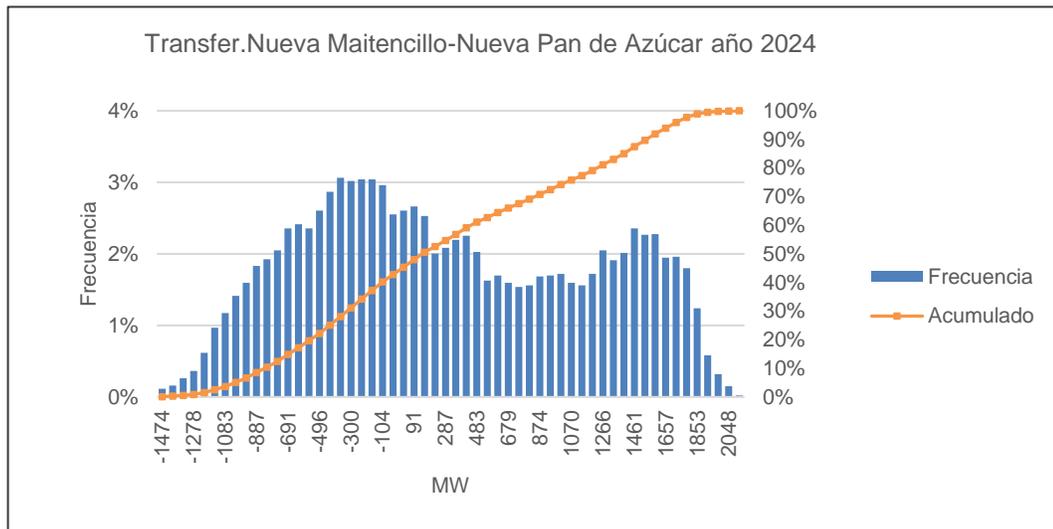
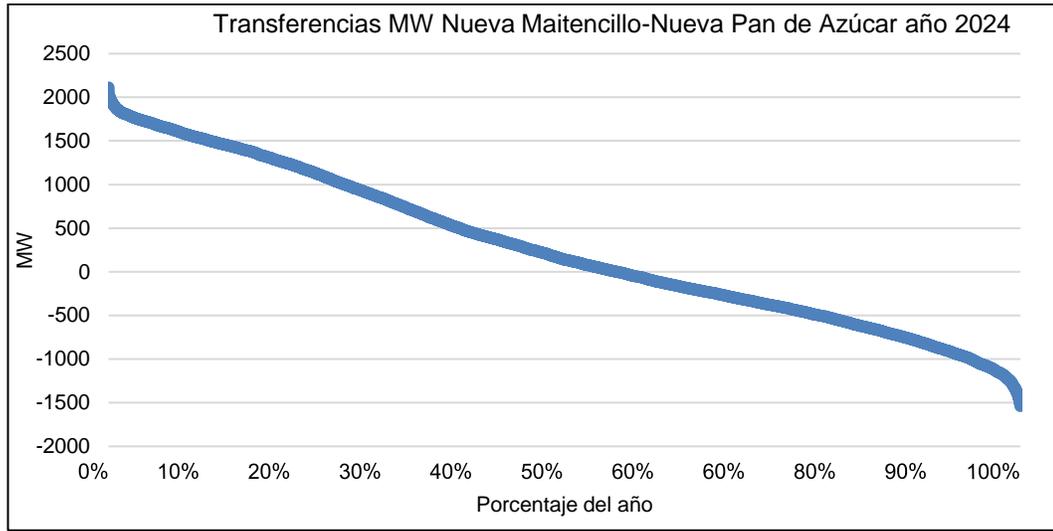


Figura 15: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar

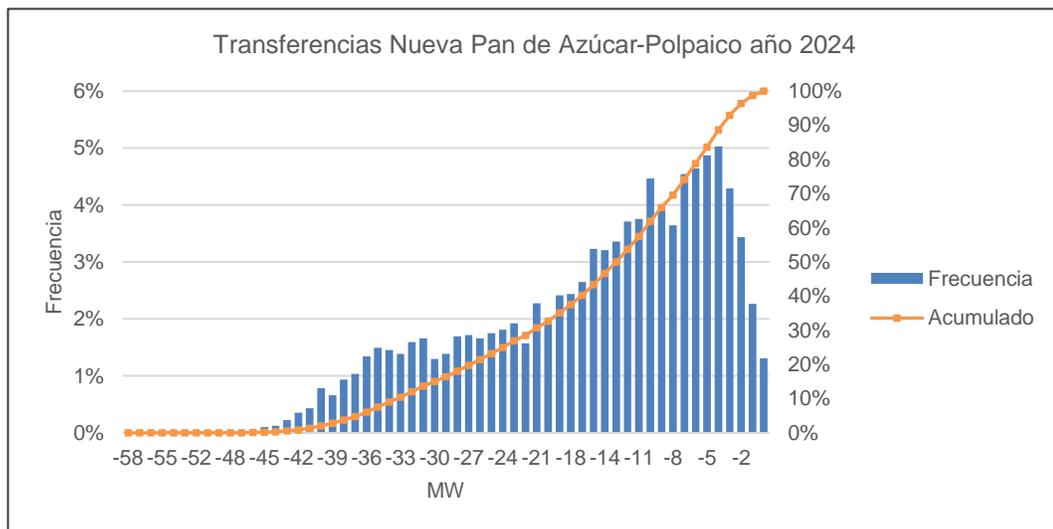
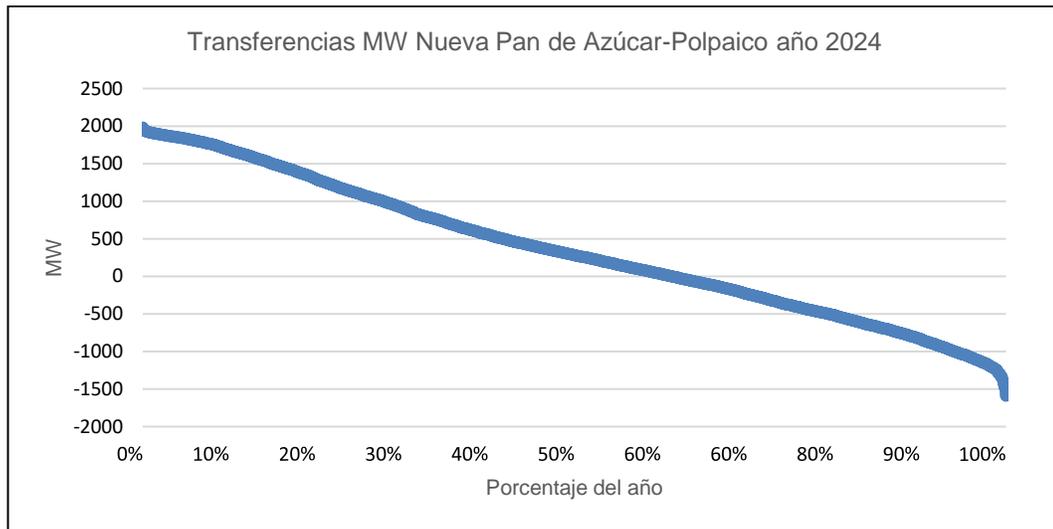


Figura 16: Transferencias Tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico

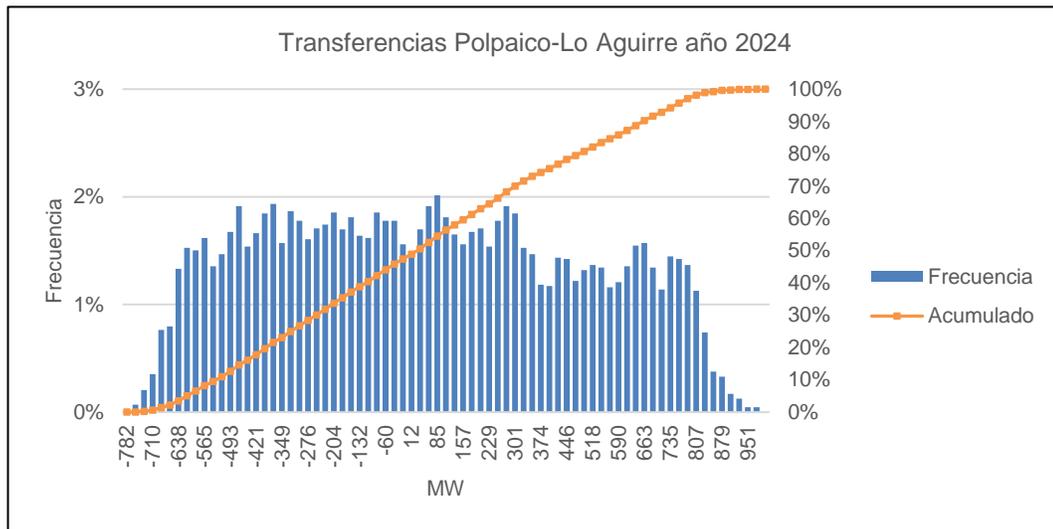
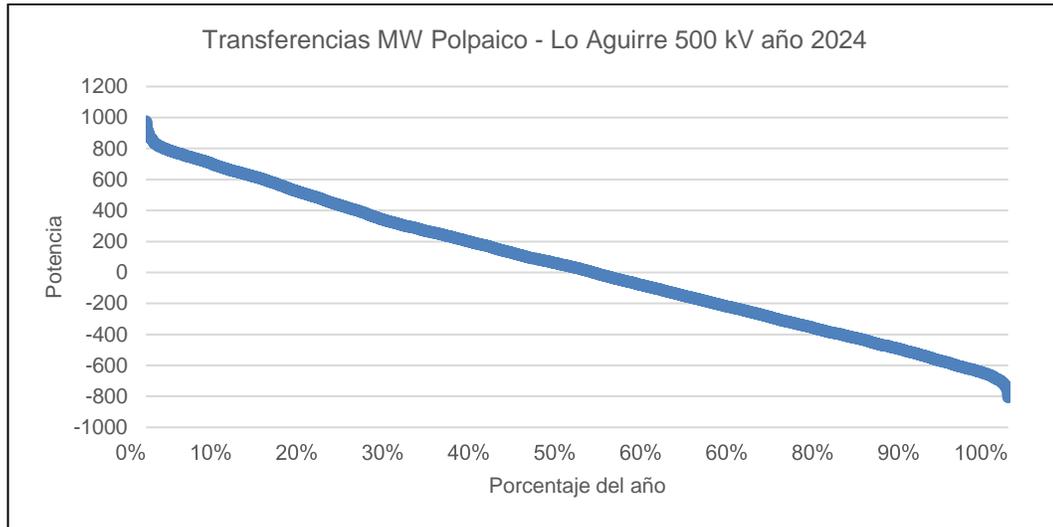


Figura 17: Transferencias Tramo 2x500 kV Polpaico-Lo Aguirre

Desde la Figura 18 a la Figura 20, se presentan tramos de la **Zona Sur** que muestran algún grado de congestión en operación normal, por la activación de sus límites de transferencia asociados a la aplicación del criterio N-1.

El límite de transferencias en estos tramos corresponde al límite térmico del conductor, por lo tanto, está sujeto a las condiciones de temperatura ambiente y si se está o no en presencia de luz solar.

La Figura 20 muestra las transferencias del tramo Charrúa-Mulchén, transferencias que fueron afectadas principalmente por la alta generación de energía eólica e hidráulica de la **Zona Centro-Sur** de Chile.

En el caso del tramo Charrúa – Mulchén, las altas transferencias de potencia en estos tramos es debido a la participación de energía eólica e hidráulica en la **Zona Centro-Sur** de Chile.

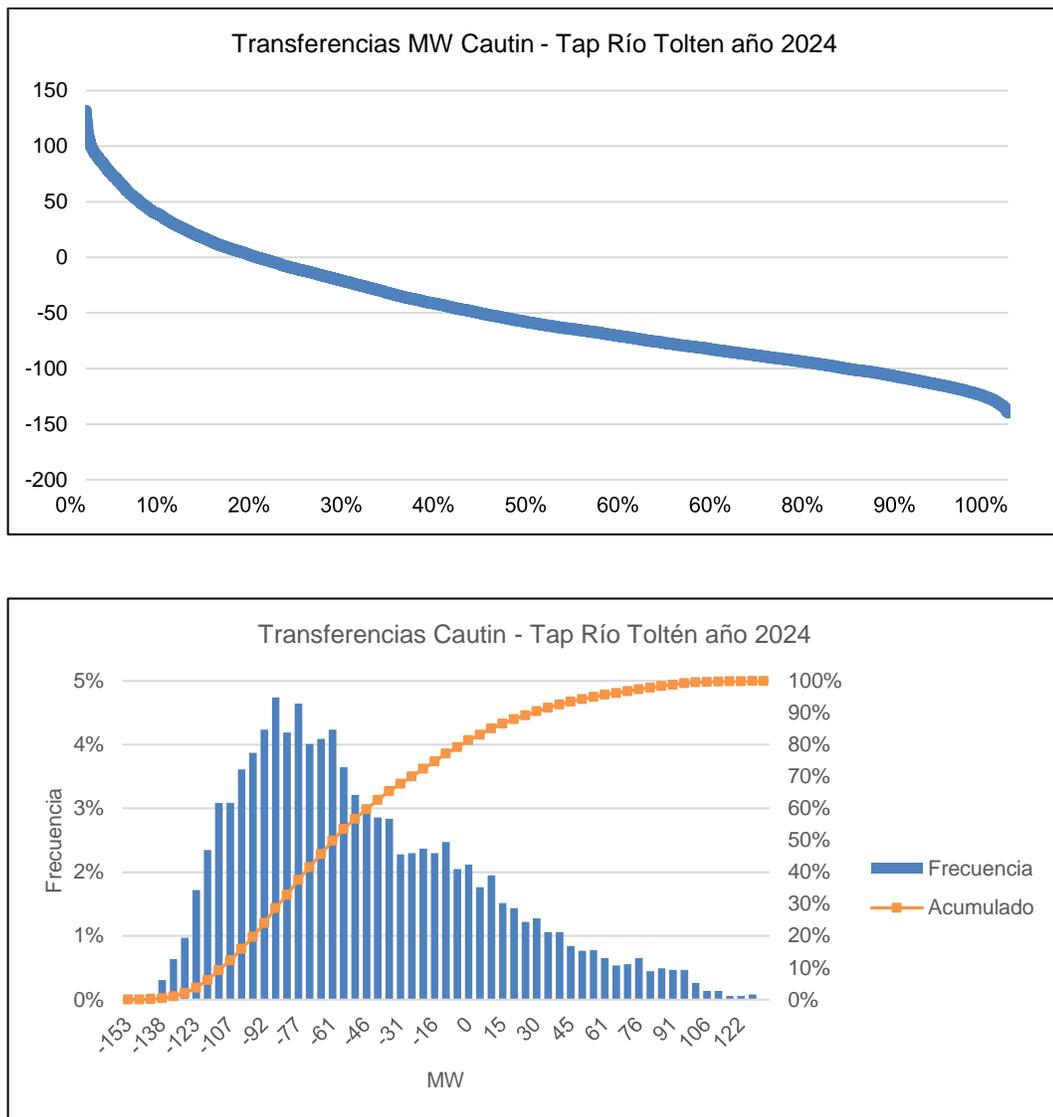


Figura 18: Transferencias Tramo 2x220 kV Cautín – Tap Río Tolten.

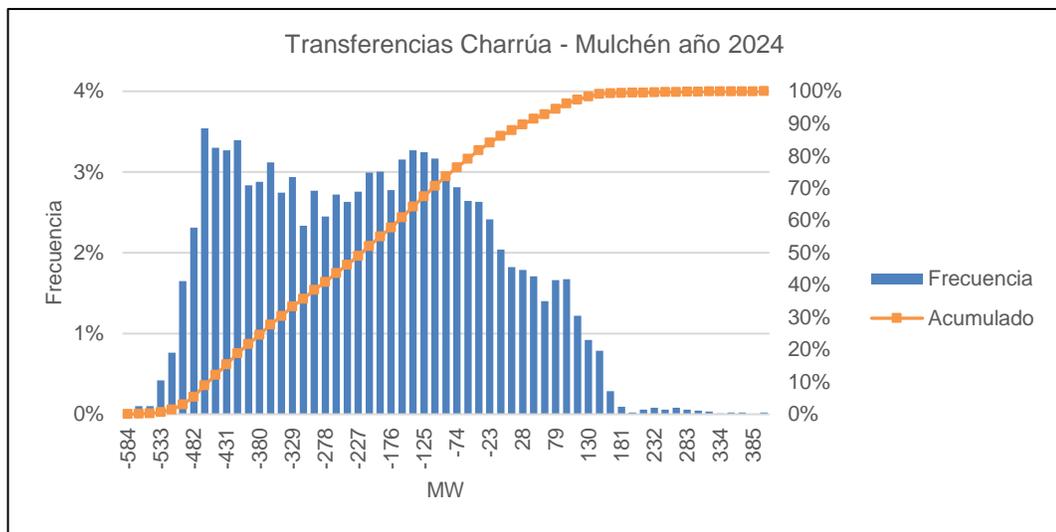
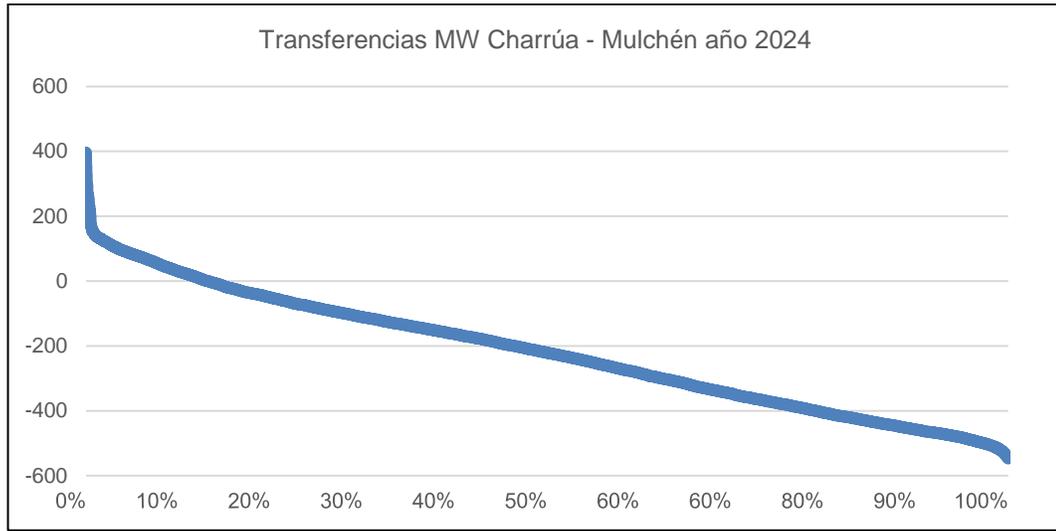


Figura 19: Transferencias Tramo 2x220 kV Charrúa – Mulchén.

II.12.- GENERACIÓN PRÓXIMOS MESES

Para el período abr-25 a feb-26, 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:

- Marzo 2025: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°13.
- Abril 2025 – Enero 2026: 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 al 01 de abril de 2025. 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:

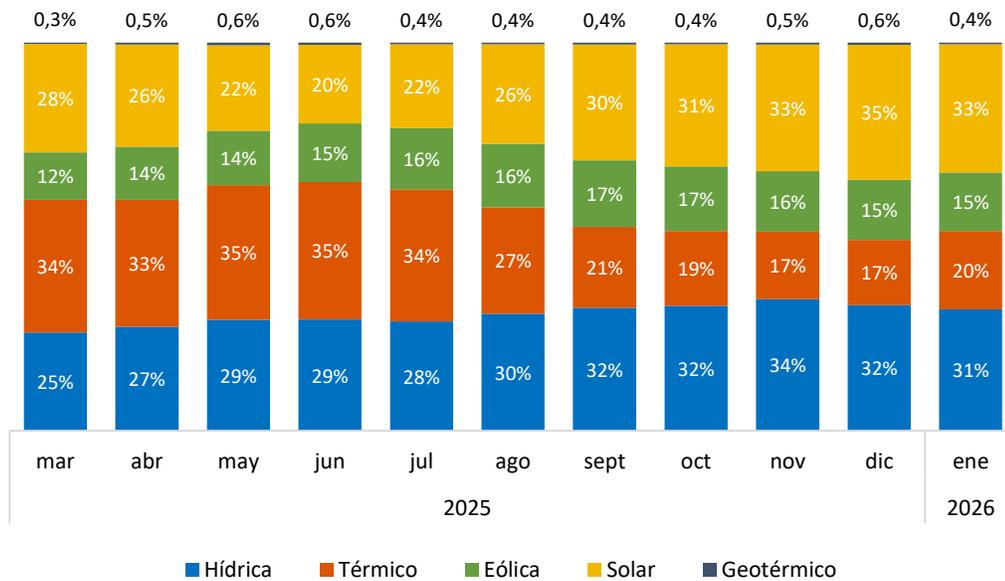


Figura 20: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología seca.

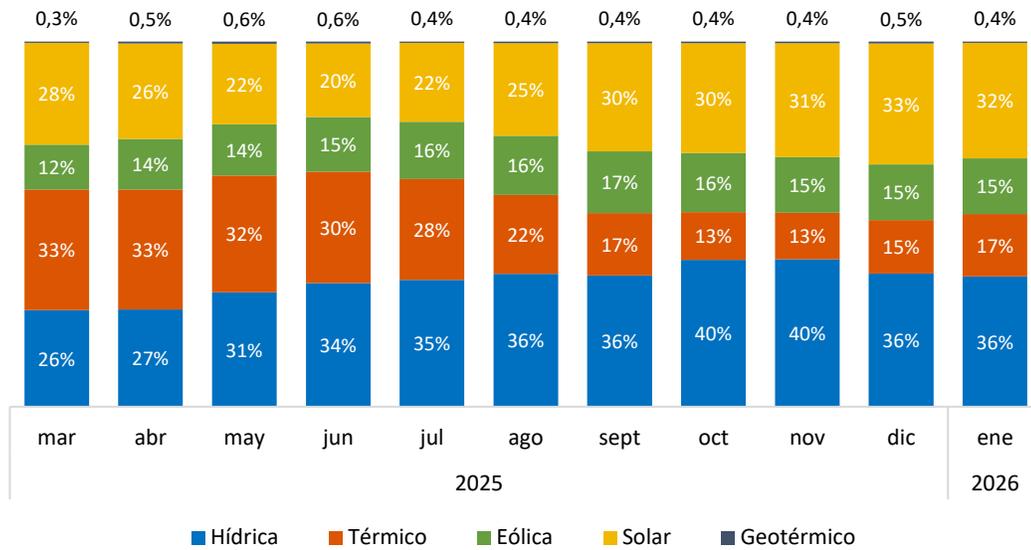


Figura 21: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología media.

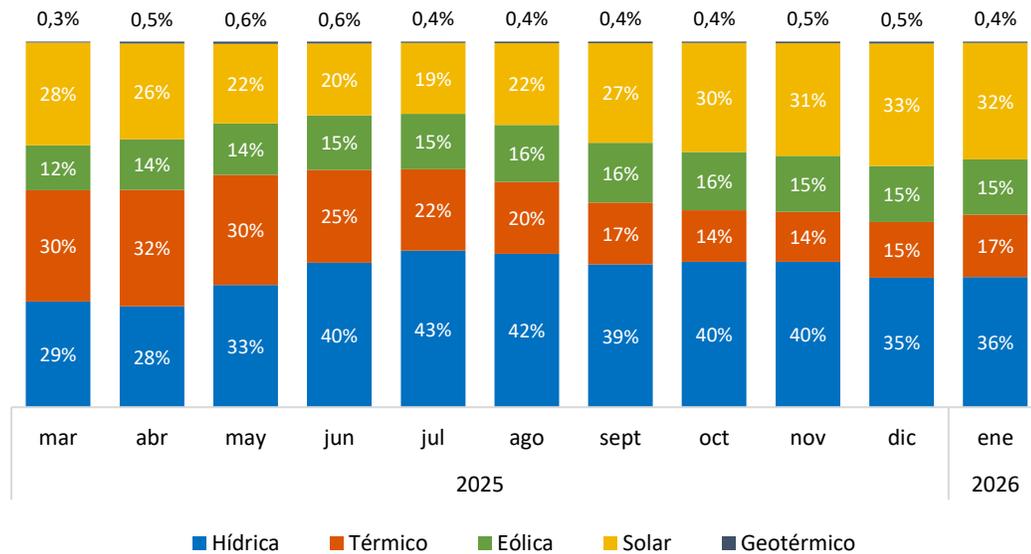


Figura 22: Abastecimiento esperado próximos meses del SEN, escenario hidrología húmeda.

La Tabla 4 resume el porcentaje de participación promedio esperado por tecnología y por hidrología, para la ventana marzo-25 a febrero-26.

Tabla 4: 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	29,9%	34,4%	36,7%
Térmica	26,7%	23,0%	21,6%
Eólica	15,2%	15,1%	14,9%
Solar	27,7%	27,1%	26,4%
Geotérmica	0,5%	0,5%	0,5%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

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.

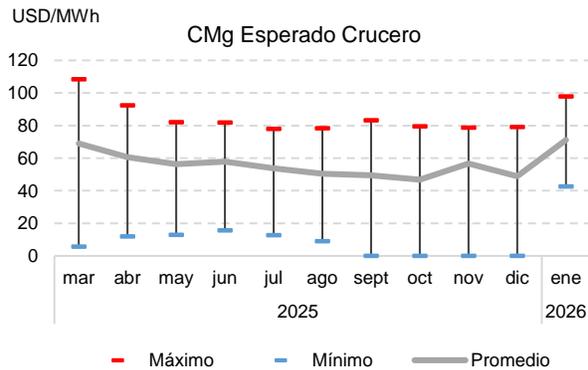


Figura 23: Costo Marginal proyectado en barra Crucero 220 kV

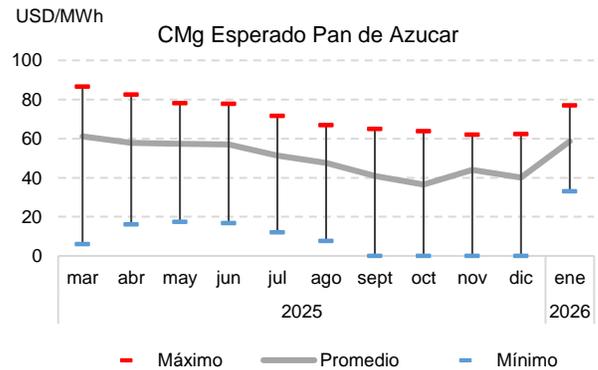


Figura 24: Costo Marginal proyectado en barra Pan de Azúcar 220 kV

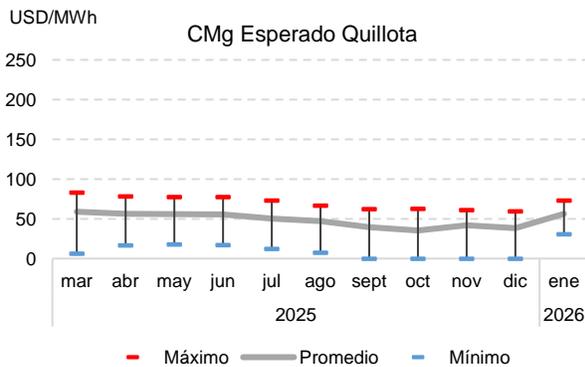


Figura 25: Costo Marginal proyectado en barra Quillota 220 kV

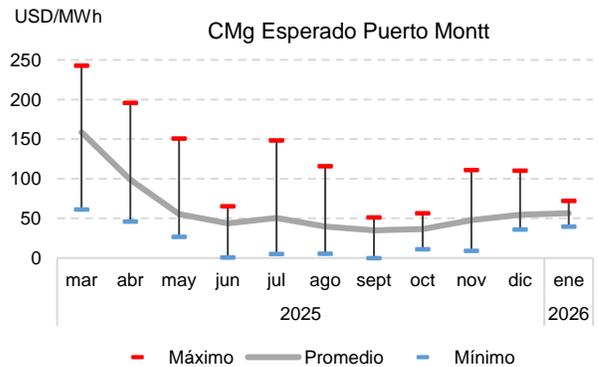


Figura 26: Costo Marginal proyectado en barra Puerto Montt 220 kV

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 2024, 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.

- **Norte Grande** Arica y Parinacota
Tarapacá
Antofagasta
- **Norte Chico** Atacama
Coquimbo
- **Centro** Valparaíso
Metropolitana
O'Higgins
Maule
- **Sur** Ñuble
Biobío
Araucanía
Los Ríos
Los Lagos

III.1.- CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante el año 2024, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que durante este año se presentó una hidrología próxima a la media (P. Exc del orden del 56%), con un aporte hidráulico menor al 60%, haciéndose exigible, en consecuencia, el cumplimiento de las bandas para esa condición.

Tabla 5: Desempeño Mensual de Control de Frecuencia 2024.

	$49,3 \leq f \text{ [hz]} < 49,8$	$49,8 \leq f \text{ [hz]} \leq 50,2$	$50,2 < f \text{ [hz]} \leq 50,7$
Aporte hídrico < 60%	1,5%	97,0%	1,5%
Enero	1,60%	97,89%	0,51%
Febrero	2,73%	96,21%	1,06%
Marzo	2,41%	96,17%	1,43%
Abril	2,69%	95,65%	1,66%
Mayo	1,68%	96,53%	1,78%
Junio	2,18%	96,65%	1,17%
Julio	1,27%	97,93%	0,80%
Agosto	1,11%	98,39%	0,50%
Septiembre	1,19%	98,15%	0,66%
Octubre	2,10%	97,06%	0,84%
Noviembre	1,39%	97,93%	0,68%
Diciembre	0,78%	98,47%	0,74%

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 SISTR. 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, en la Figura 27, se presenta el porcentaje de permanencia de tensión dentro de la banda permitida por la norma, desagregado según nivel de tensión de servicio (Vss).

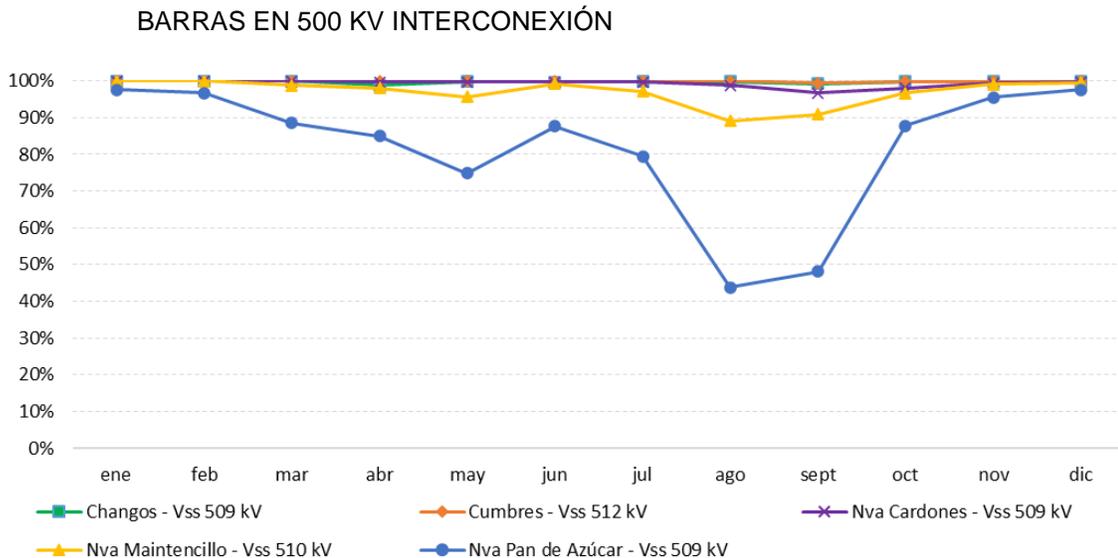


Figura 27: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

BARRAS EN 500 KV CENTRO SUR

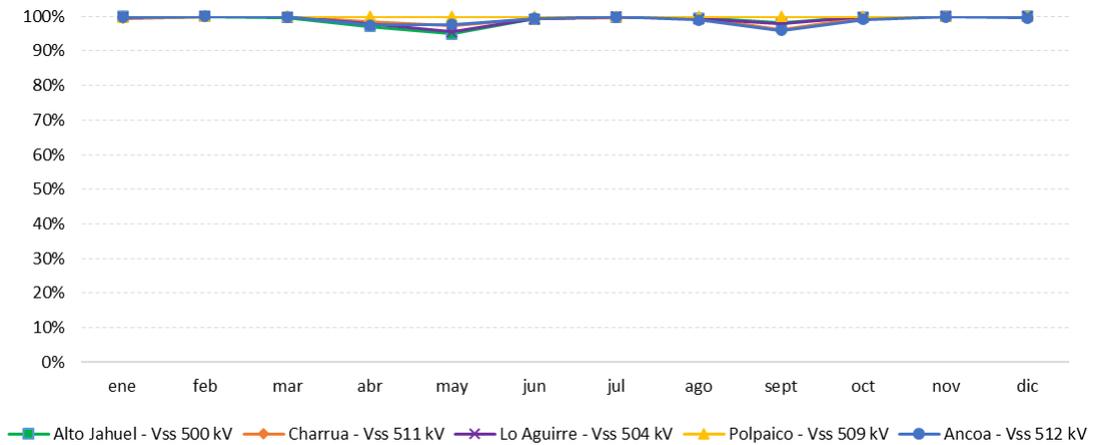


Figura 28: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV centro.

Nota: Los cumplimientos se miden con las tensiones de servicio vigentes a 2023.

BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

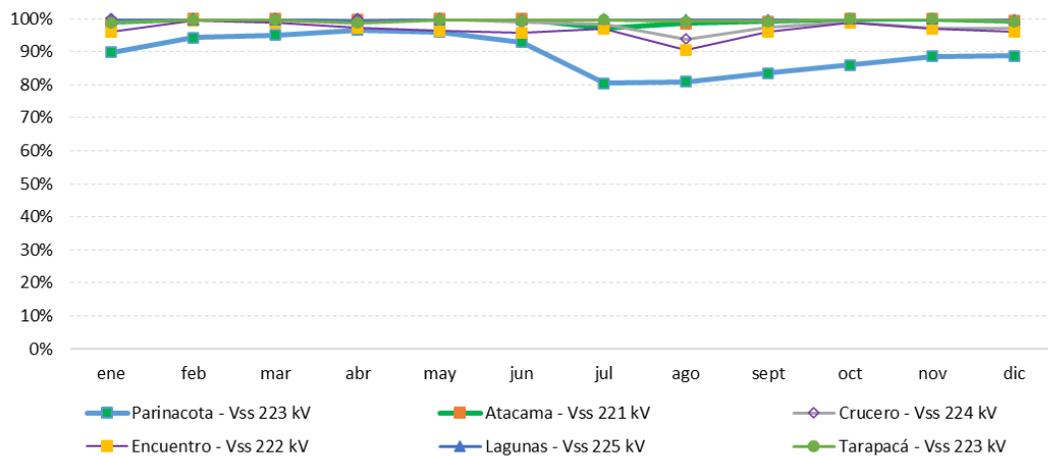


Figura 29: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.

BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

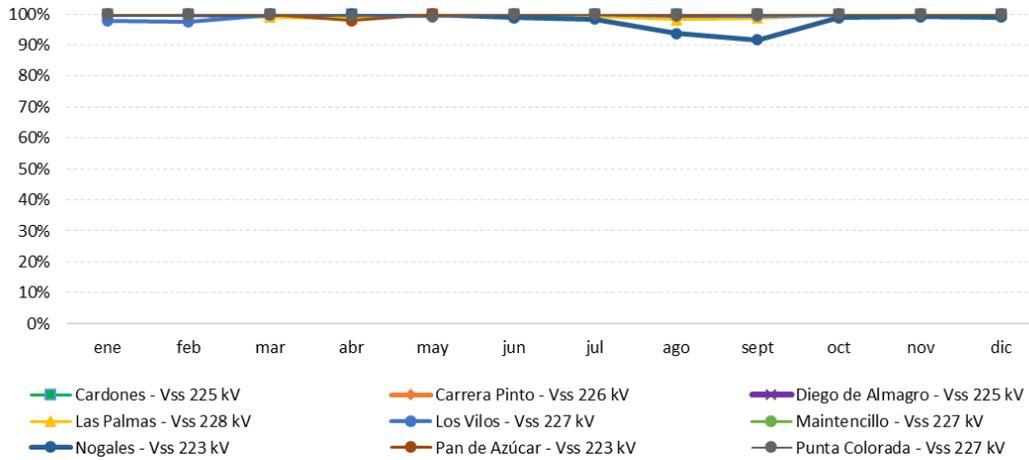


Figura 30: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

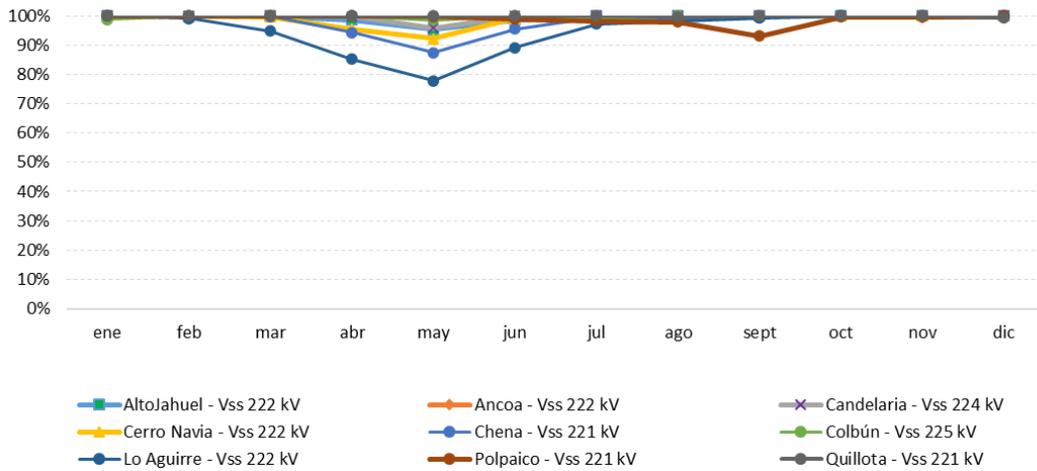


Figura 31: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

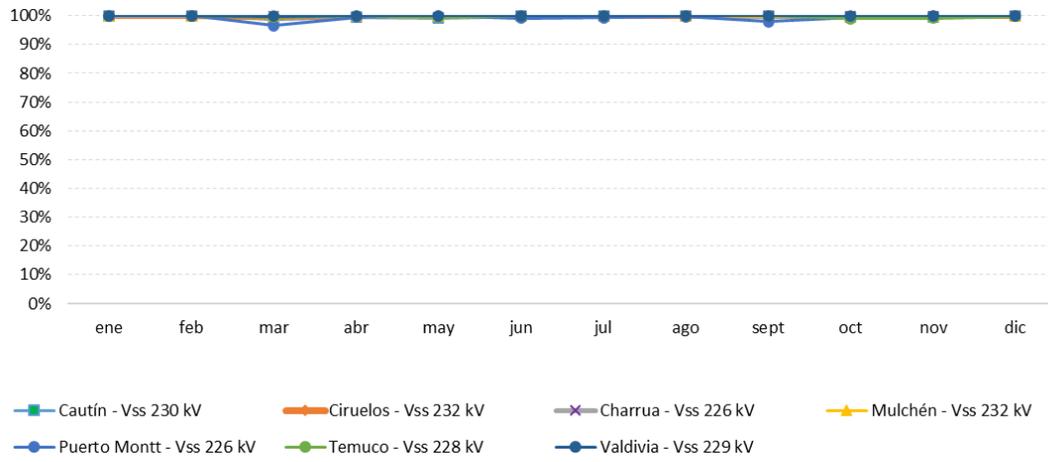


Figura 32: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur

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_i: 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_i: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- Tfs_i: 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, en la Figura 33, se presentan los índices de continuidad correspondientes a ventanas móviles de 12 meses que se indica (cumplidos a cada mes del año 2024), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

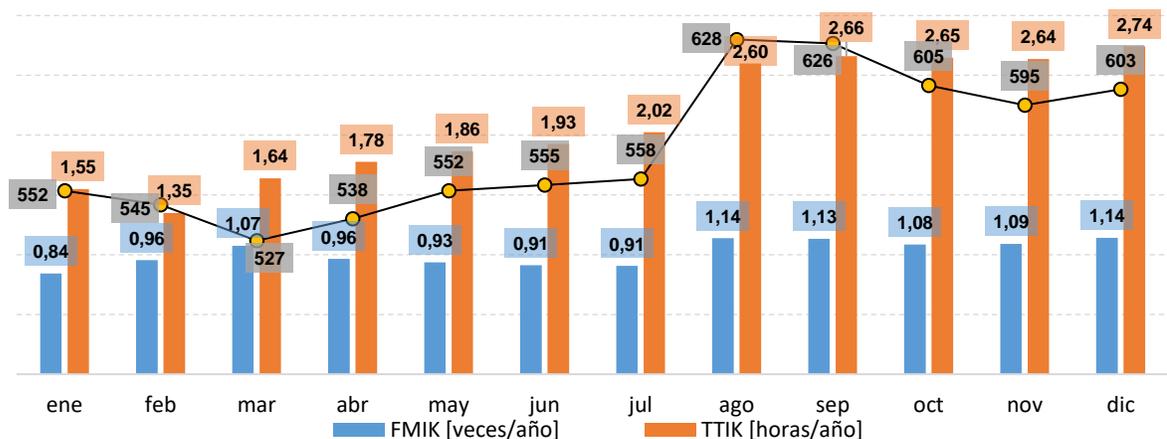


Figura 33: Índices de continuidad SEN 2024

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 2024 alcanzaron 603 EAF.

IV.3.- PÉRDIDAS DE CONSUMO

La Figura 34 presenta dentro de cada barra el promedio mensual de la pérdida de consumo (en MW) ocasionado por fallas con duración mayor a 3 minutos y, sobre cada barra, la cantidad de estos eventos o fallas (EAF) del respectivo mes.

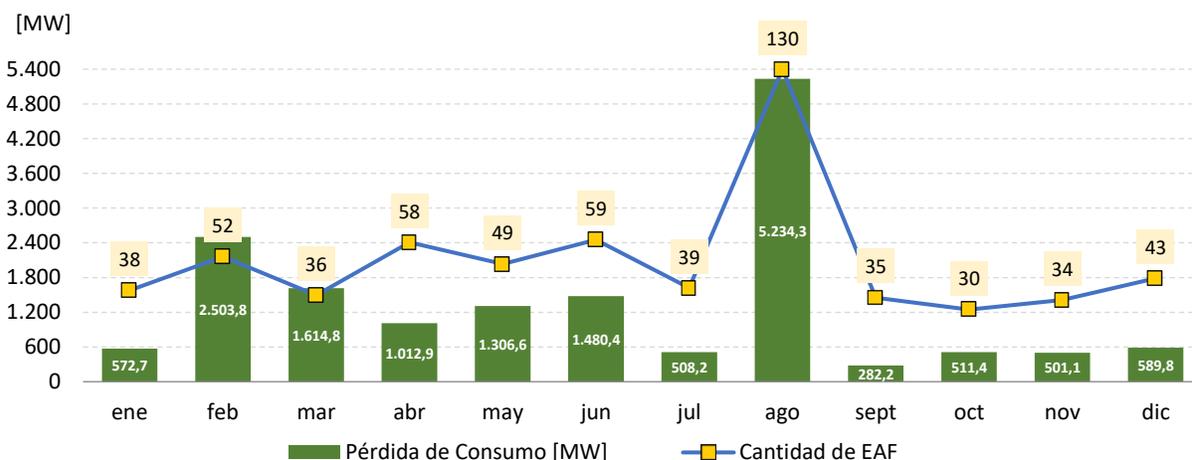


Figura 34: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2024.

IV.4.- ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, en la Figura 35, se muestra la Energía no Suministrada (ENS) acumulada a partir del mes de enero de 2023, y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2024 del SEN, en base a todos los EAF elaborados durante el año, disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico.

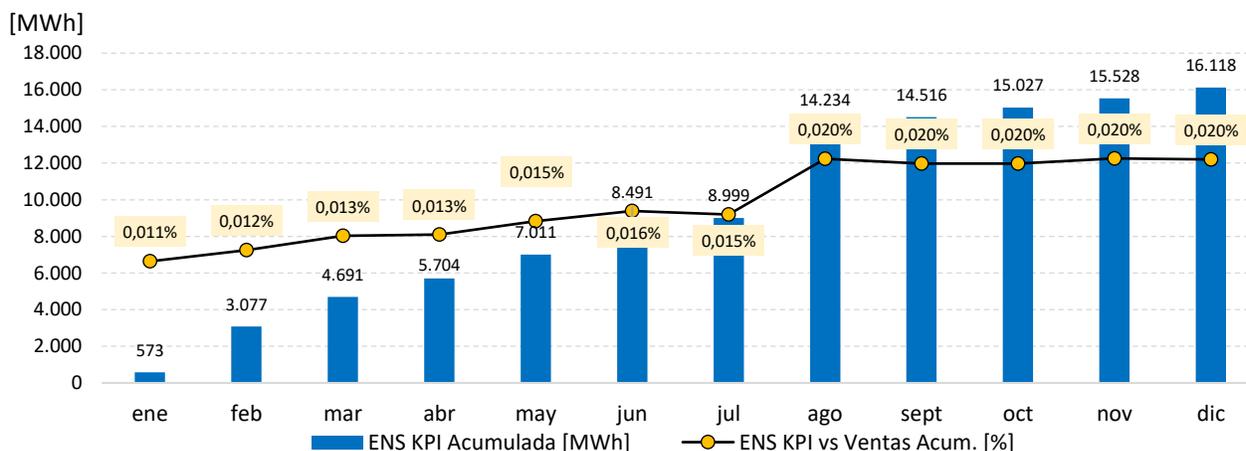


Figura 35: Energía no suministrada acumulada.

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 2020 – diciembre 2024.

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 Eléctrico. El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2024.

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 605 unidades generadoras, de las cuales 537 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.

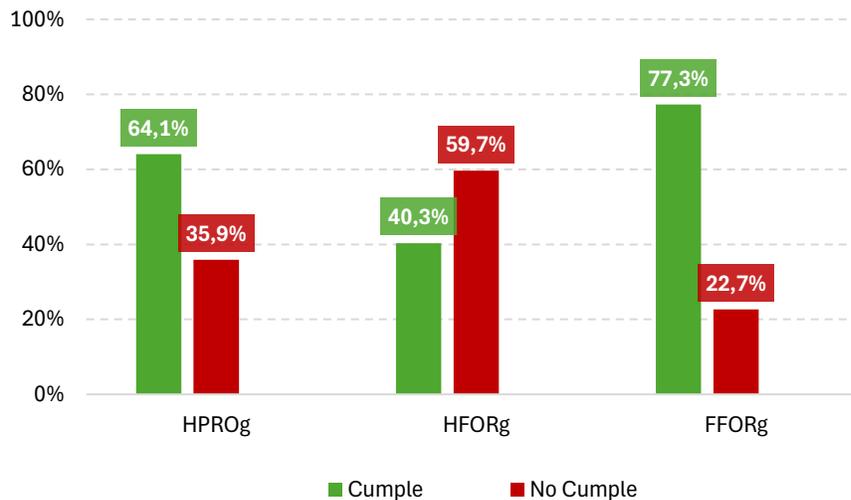


Figura 36: Cumplimiento de Índices de Generación.

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 2.139 tramos, de los cuales 1.992 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.

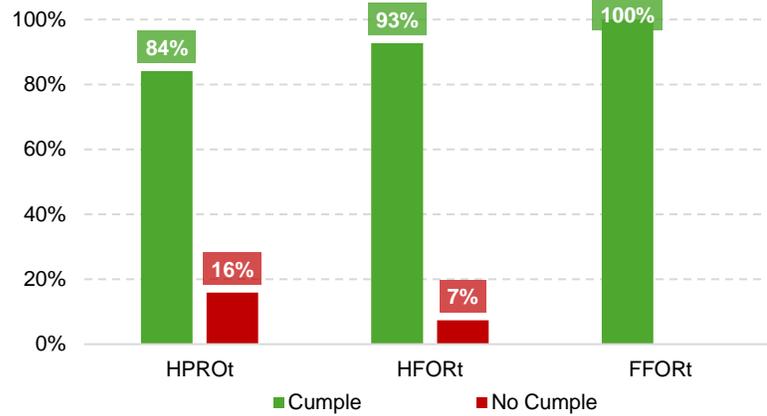


Figura 37: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

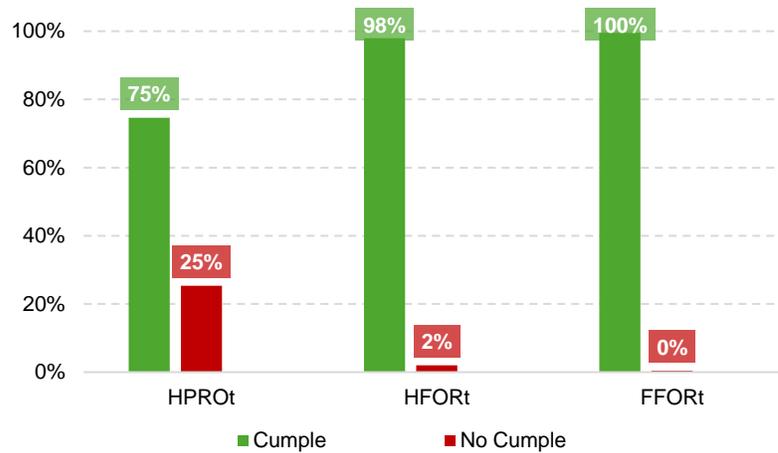


Figura 38: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

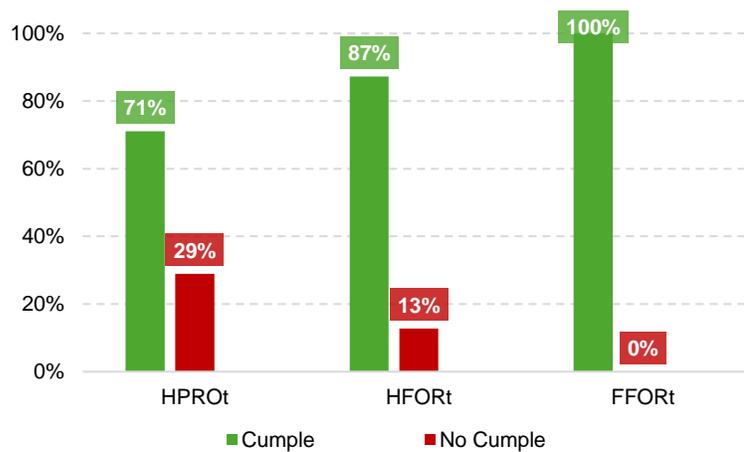


Figura 39: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

V.4.- EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 2.414 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.888 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.

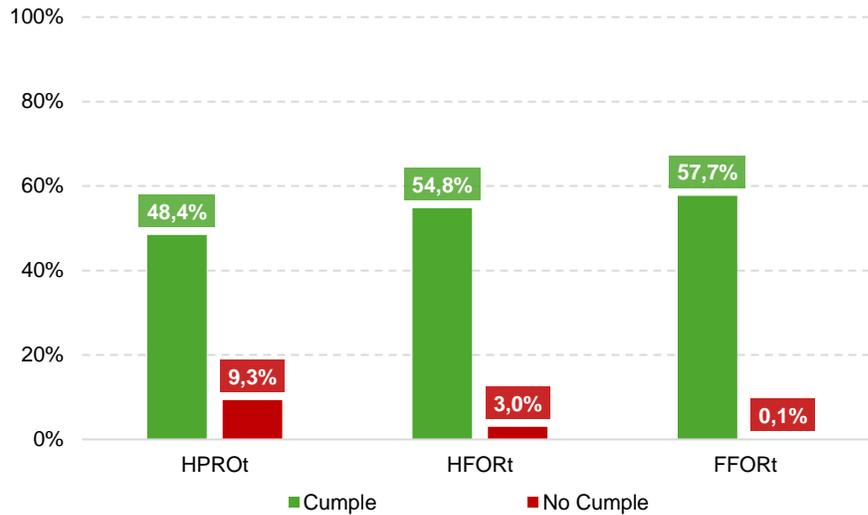


Figura 40: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación

V.5.- EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 665 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 526 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, como se muestra en la Figura 41:

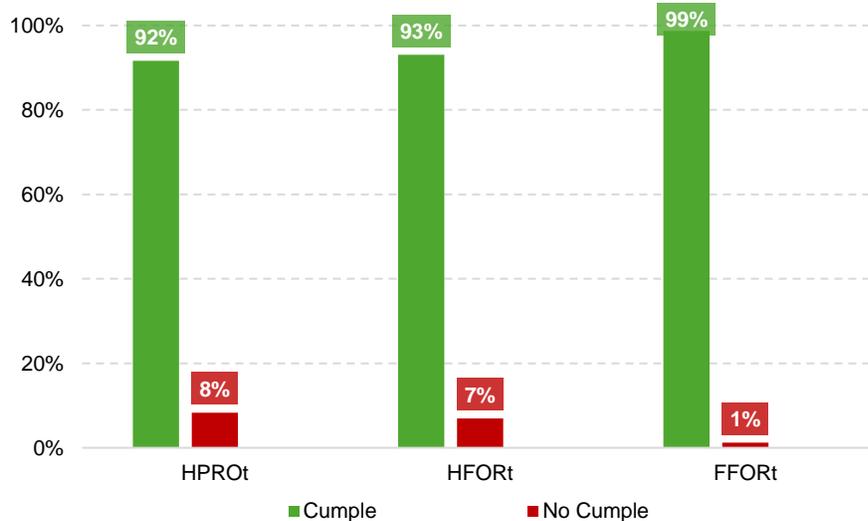


Figura 41: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

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 2024, se dispone de la información correspondiente a 268 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento (un total de 68 Coordinados) e incumplimiento (un total de 200 Coordinados) de esta exigencia, como se ve en la Figura 42:

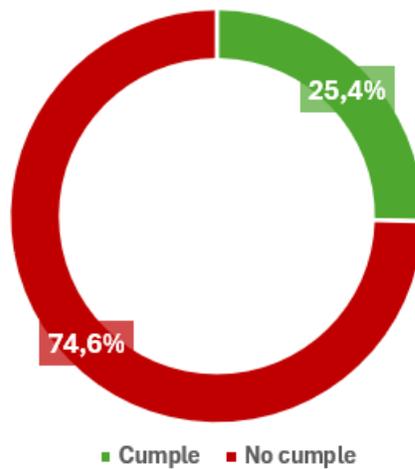


Figura 42: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2024.

En el ejercicio 2024 el Coordinador solicitó a los Coordinados un plan de trabajo para lograr cumplir con el requerimiento normativo. Como resultado, 152 Coordinados se encuentran trabajando en la implementación de sus planes de mejora, y un grupo de 68 Coordinados ya se encuentra sobre el 99,5%.

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 44 a la Figura 48, 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 93% 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.

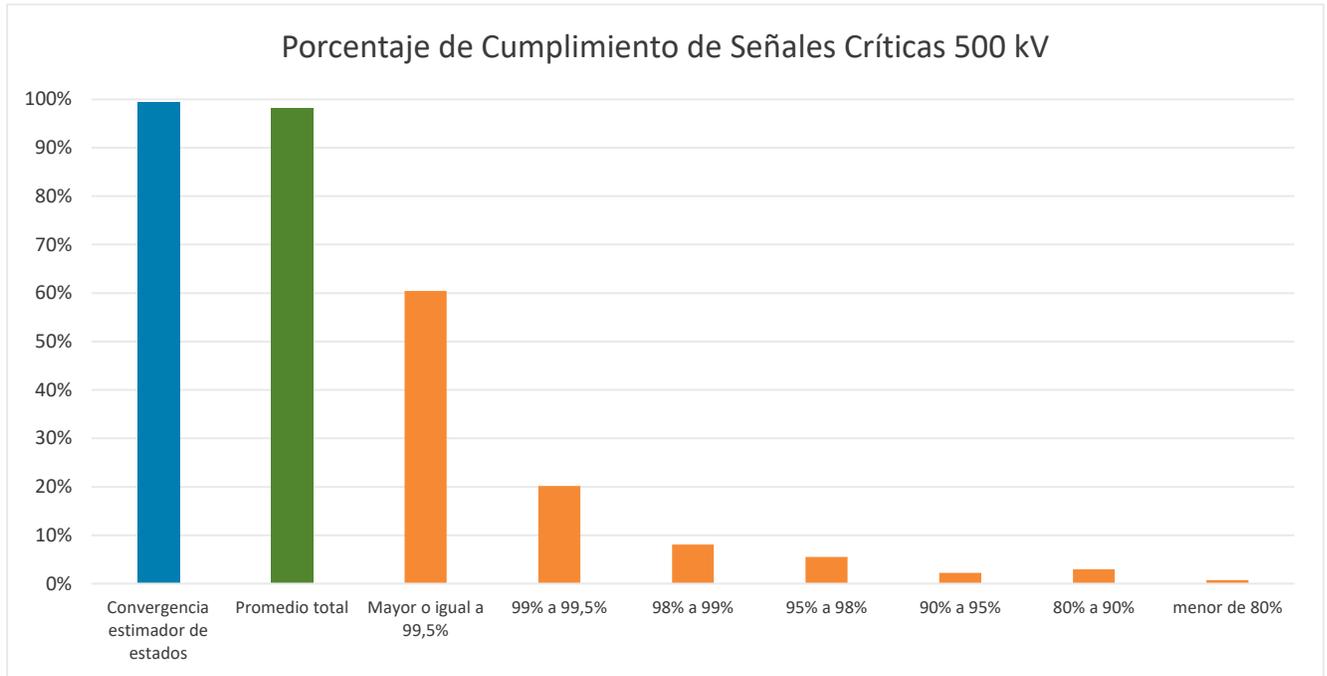


Figura 43: Nivel de 500 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimator de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 43 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 500 kV del 98,1% (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.

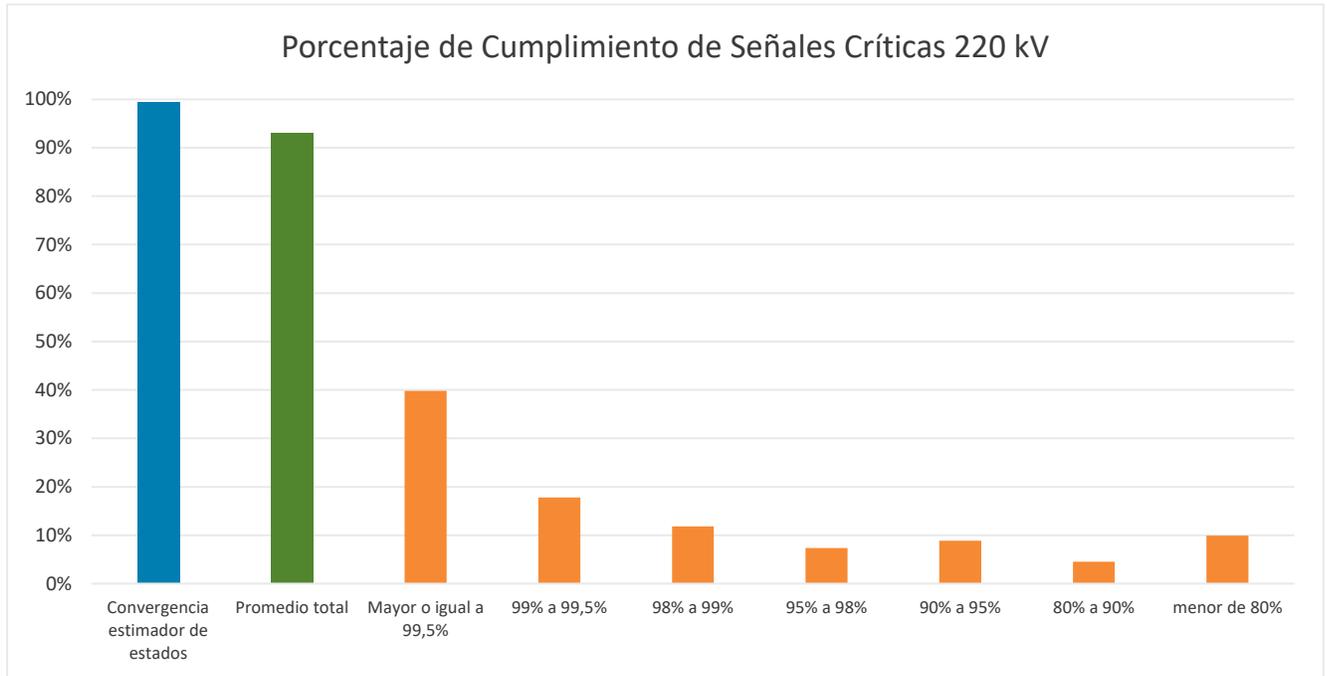


Figura 44: Nivel de 220 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimator de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 44 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 220 kV del 93,2% (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.

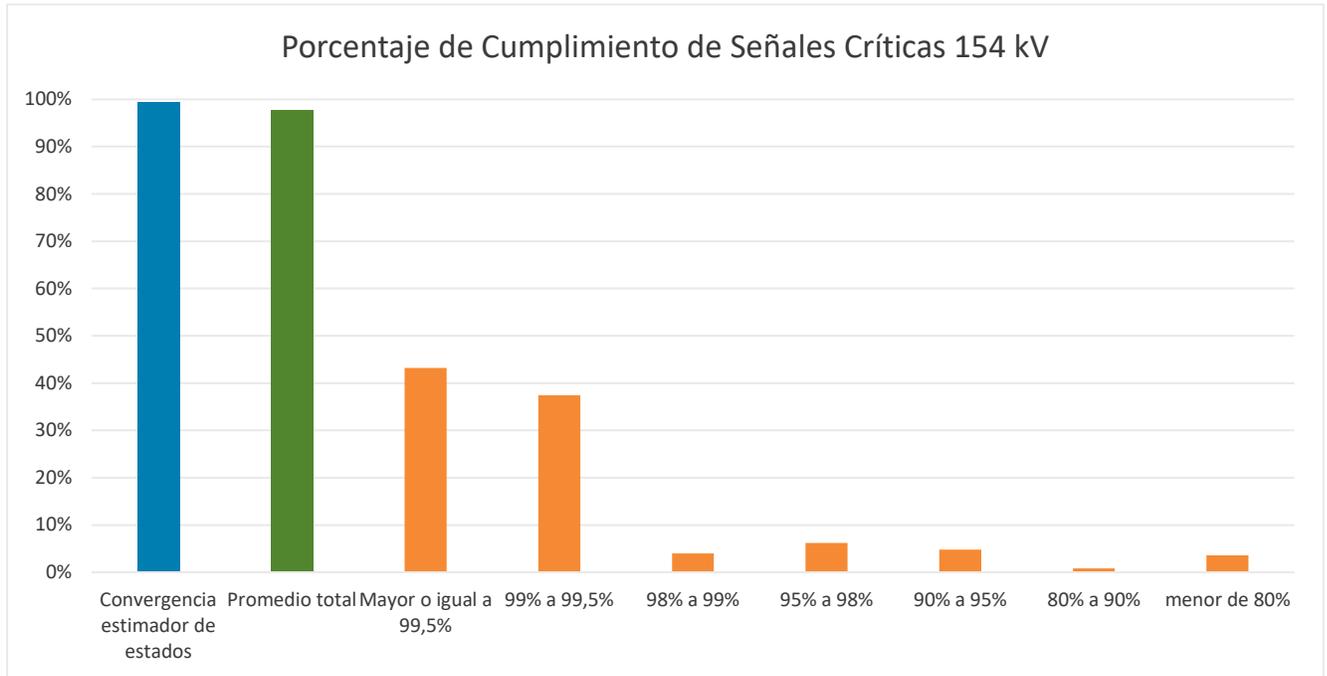


Figura 45: Nivel de 154 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimator de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 45 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 154 kV del 97,6% (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.

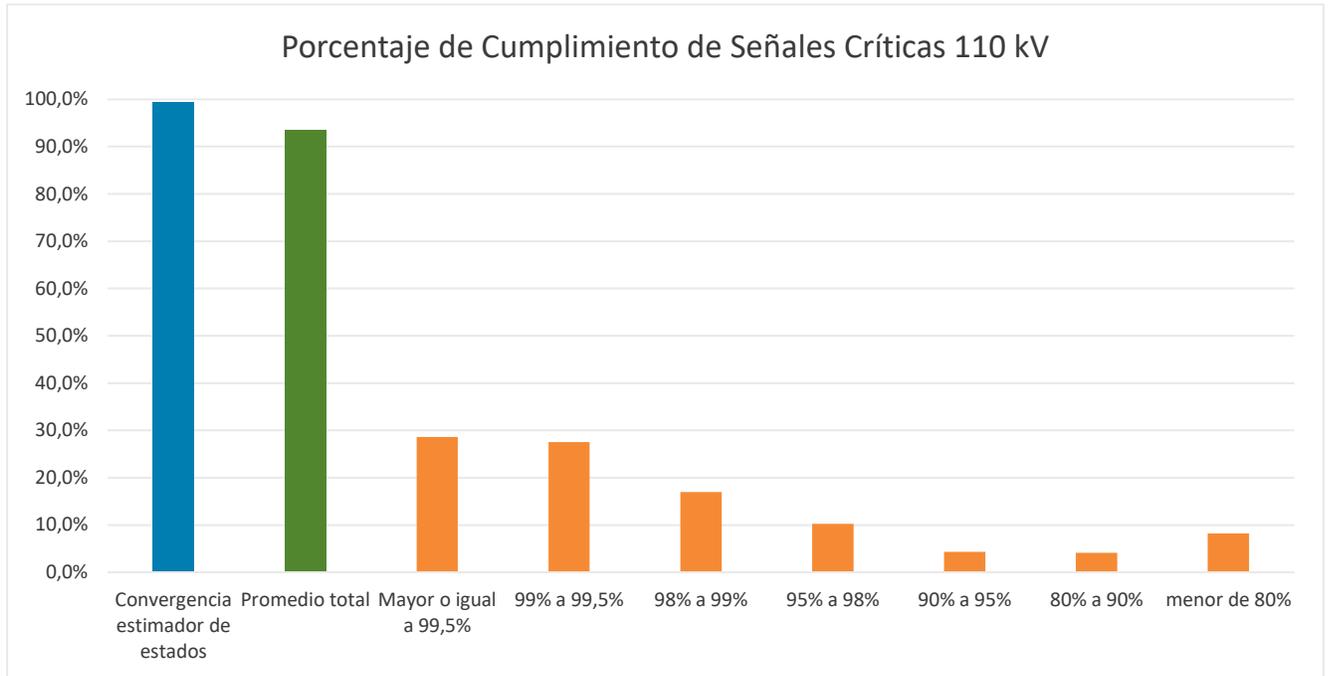


Figura 46: Nivel de 110 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimator de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 46 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 110 kV del 93,5% (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.

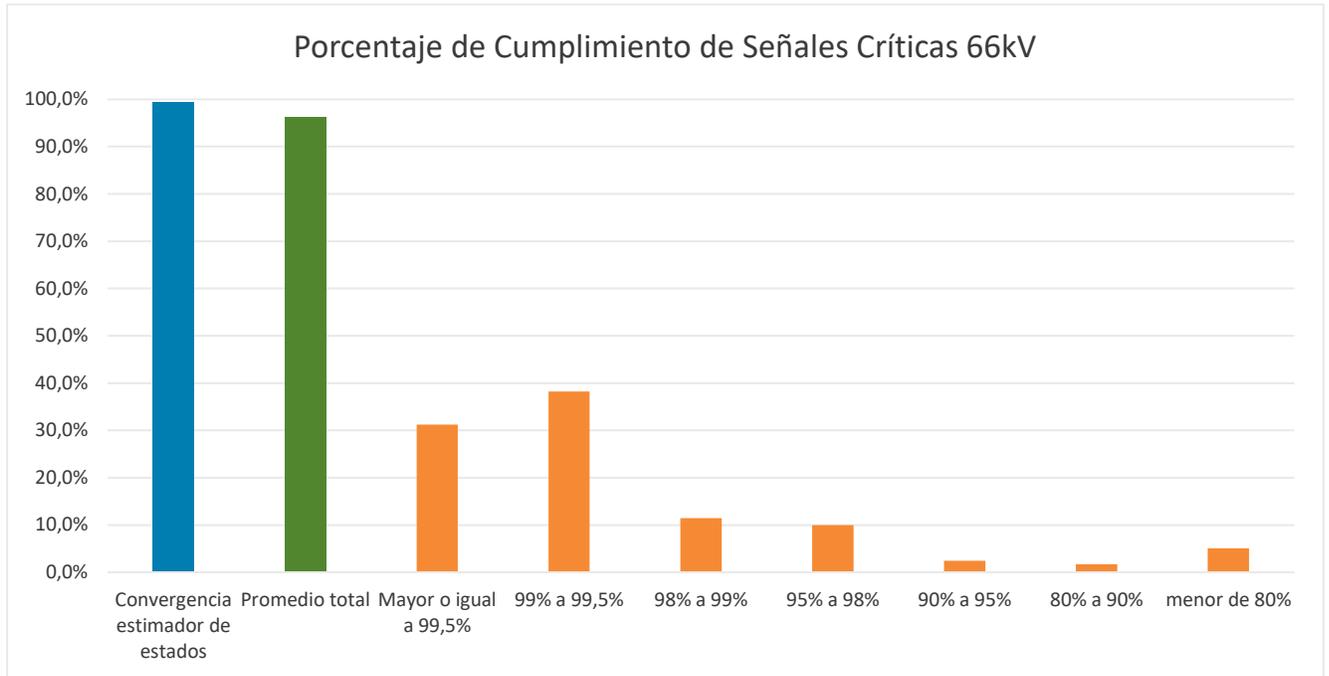


Figura 47: Nivel de 66 kV, Porcentaje de cumplimiento de coordinados y del promedio anual de convergencia del Estimador de Estado del sistema SCADA/EMS del Coordinador.

La Figura 47 presenta un promedio de cumplimiento de las señales críticas en nivel de 66 kV del 96,3% (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.

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 2024, se tiene el siguiente cumplimiento de las empresas Coordinadas, como se ve en la Figura 48:

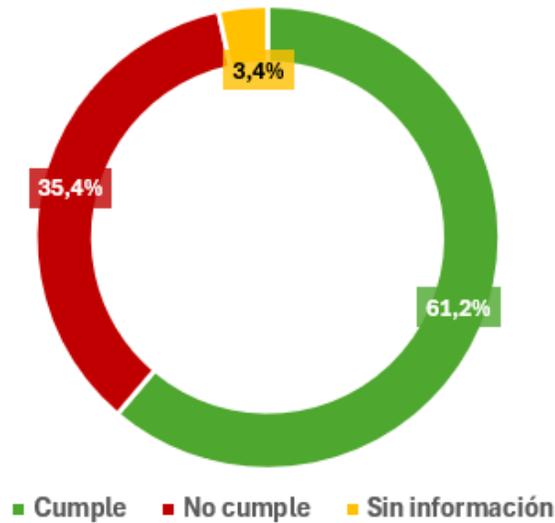


Figura 48: Cumplimiento de actualización del SITR año 2024.

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 2024 calculado y publicado en el sitio web del Coordinador (incluido en Anexo que acompaña Informe Anual de Cumplimiento Coordinados NTSyCS (Art. 1-14)), es del orden del 90,0% en lo referido a su dimensión completitud.

A continuación, se muestra la distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2024, donde se agrupan la cantidad de coordinados que cumplen cierto nivel de completitud.

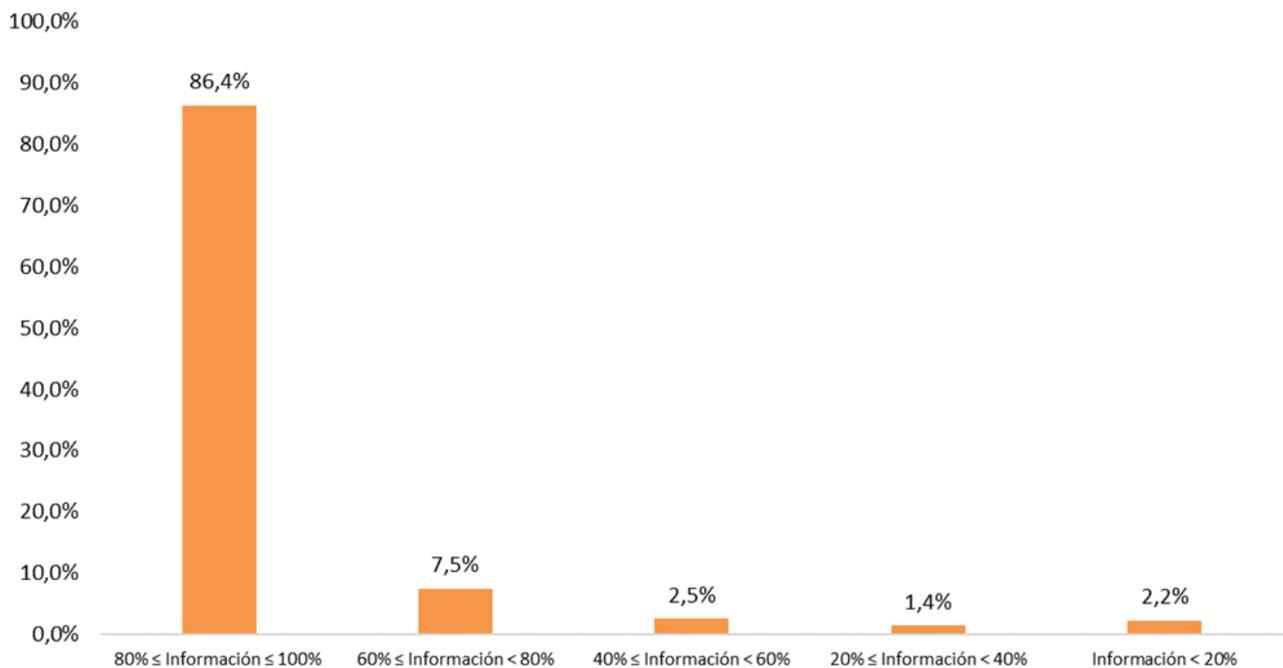


Figura 49: Cumplimiento de Coordinados – Completitud InfoTécnica

VI.- CADENA DE PAGOS Y MONITOREO DE LA COMPETENCIA

VI.1.- CADENA DE PAGOS

Para el año 2024, el Procedimiento Interno “*Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo*” mantuvo su vigencia en la versión definitiva publicada el 28 de agosto 2023.

En febrero de 2024, se llevó a cabo la suspensión del mercado y el cobro del instrumento de garantía de la empresa Likana Solar SpA, habilitando al Coordinador a gestionar los pagos a las empresas coordinadas que previamente habían registrado disconformidades contra la empresa. A la fecha, el Coordinador ha transferido a acreedores de Likana el 92% del saldo de su garantía.

Respecto de las empresas suspendidas en años anteriores, Antuko Generación y Copihue Energía SpA, se encuentra en proceso el pago a sus acreedores, habiéndose transferido a la fecha el 79% de la garantía de Antuko, y el 92% de la garantía de Copihue.

En el proceso de determinación de garantías para el año 2024, se realizó el cálculo anual y dos revisiones mensuales, correspondientes a los meses de enero y julio. El monto garantizado alcanzó a \$401.236.539.528. Durante el año, se aceptaron 120 instrumentos de garantía, de los cuales 5 correspondieron a póliza de seguro de crédito. En cuanto al proceso de cálculo anual 2025, el monto garantizado alcanza a \$303.669.162.152, y se han aceptado hasta la fecha 74 instrumentos de garantía, incluyendo 5 pólizas de seguro de crédito.

VI.2.- MONITOREO DE LA COMPETENCIA

La Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) realiza un seguimiento continuo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, con el objetivo de resguardar los principios de coordinación y eficiencia económica del sistema. Este monitoreo se materializa en el Informe Anual de Monitoreo de la Competencia en el mercado eléctrico, un documento de carácter obligatorio según lo establecido en el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS 125). Asimismo, la UMC evalúa las condiciones de competencia en la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), cuyos resultados se presentan en el informe anual de SSCC elaborado por el Coordinador.

Desde 2019, el Informe Anual de Monitoreo de la Competencia se publica en marzo de cada año, conforme a lo dispuesto en el Reglamento. A partir de 2021, se incorporó un informe semestral sobre las condiciones de competencia en el mercado eléctrico nacional, y desde diciembre de 2024, se elabora un informe específico sobre PMGD. Estos informes, junto con otros documentos relevantes, están disponibles en el sitio web del Coordinador y son remitidos al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y la Fiscalía Nacional Económica.

Como parte de su labor de monitoreo del mercado, la UMC realiza un seguimiento continuo de la cadena de pagos, la operación del sistema, las licitaciones de transmisión y otros aspectos críticos del mercado eléctrico. Durante 2024, se destacaron acciones como la detección de posibles prácticas anticompetitivas y la presentación de propuestas normativas al Ministerio de Energía y a la Comisión Nacional de Energía, enfocadas en el tratamiento del carbón en el marco del retiro progresivo de centrales térmicas, así como en mejoras para la implementación de la rebaja del límite de potencia para clientes libres. Adicionalmente, durante 2024, se trabajó en conjunto con la consultora ECCO International en el desarrollo de una propuesta de transición desde el modelo actual basado en costos hacia un mercado de ofertas.

Finalmente, a solicitud del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia o de la Fiscalía Nacional Económica, el Coordinador proporciona información en expedientes relacionados con el mercado eléctrico cuando así se requiere.

VII.- PARÁMETROS OPERACIONALES Y AUDITORÍAS

VII.1.- PARÁMETROS TÉCNICOS DE UNIDADES GENERADORAS

Durante el año 2024 se desarrolló el proceso de validación de parámetros técnicos de unidades generadoras, las cuales se presentan en la Tabla 6, y cuyos antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web del Coordinador.

Tabla 6: Determinación de Parámetros Técnicos de unidades generadoras 2024.

PARÁMETROS	UNIDADES APROBADAS
Consumo Específico Neto	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2024 se aprobaron parámetros de 11 centrales o unidades generadoras existentes.
Potencia Máxima	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2024 se aprobaron parámetros de 47 centrales o unidades generadoras, 19 asociados a pruebas programadas y 28 asociados a conexión de nuevos proyectos.
Parámetros de Partida y Detención	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2024 se aprobaron parámetros de 35 centrales o unidades generadoras, 29 asociados a nuevos proyectos y 6 asociados a actualización de instalaciones existentes.
Mínimo Técnico	<ul style="list-style-type: none"> Durante el año 2024 se aprobaron parámetros de 30 centrales o unidades generadoras (24 asociados a conexión de nuevas centrales y 6 asociados a actualización de parámetros vigentes)

VII.2.- AUDITORÍAS A PROTECCIONES

Durante el año 2024 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 ¹ → 47 SSEE
- Engie Energía Chile S.A. → 4 SSEE
- Sistema de Transmisión del Sur S.A.². → 50 SSEE

De las auditorías mencionadas, a diciembre de 2024 se han realizado 134, las cuales han sido observadas por el Coordinador.

Actualmente, existe un calendario de pruebas para las SSEE, el que se encuentra en proceso de actualización.

Adicionalmente, durante el año 2024 se continuó con la Auditoría de Central Térmica Nehuenco, unidades 1 y 2. Dicha auditoría inició en noviembre 2023, comunicando a SEC los resultados el 18 de junio de 2024 mediante carta DE03145-24.

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

² Incluye las auditorías que estaban asignadas a Empresa Eléctrica Frontera S.A.

VIII.- GESTIÓN DE ACCESO ABIERTO Y CONEXIONES

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

En el transcurso del año 2024, el Coordinador recibió un total de 469 solicitudes de conexión para ser tramitadas bajo el marco del régimen de Acceso Abierto, estableciendo un récord histórico en la cantidad de solicitudes anuales desde el año 2017. Este número supera en más del 20% las 369 solicitudes recibidas en 2023, como se muestra en la Figura 50 y 51.

Solicitudes ingresadas según Tipo de Proceso (MW y Cantidad)

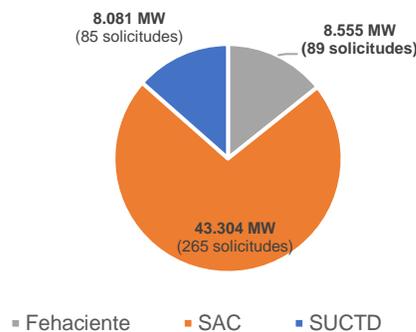


Figura 50: Solicitudes ingresadas al proceso de acceso abierto el año 2024.

Comparación solicitudes ingresadas 2023 y 2024

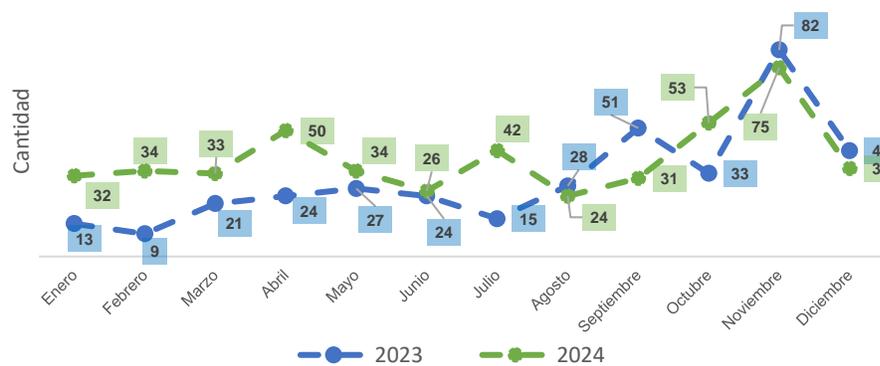


Figura 51: Estadística comparativa – Solicitudes ingresadas el año 2023 v/s Solicitudes ingresadas el año 2024.

Así mismo, el año 2024 el Coordinador aprobó un total de 219 solicitudes de conexión, que representa la cifra más alta de aprobaciones en un año calendario desde 2017. Es preciso mencionar que dichas aprobaciones experimentaron un aumento de un 49% respecto de la cantidad de aprobaciones otorgadas en mismo periodo del año anterior, en el que se autorizaron 147 solicitudes.

Solicitudes aprobadas según Tecnología (MW y Cantidad)

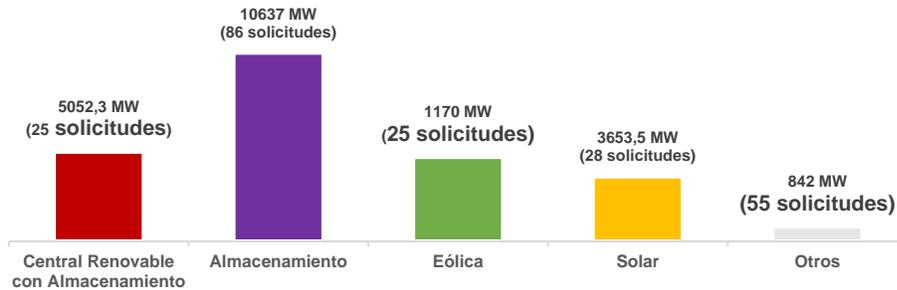


Figura 52: Solicitudes aprobadas en el proceso de acceso abierto el año 2024.

Comparación solicitudes aprobadas 2023 y 2024



Figura 53: Estadística comparativa – Solicitudes aprobadas el año 2023 v/s Solicitudes aprobadas el año 2024.

Del total de solicitudes aprobadas antes indicadas, destacan 111 solicitudes de conexión para proyectos que consideran almacenamiento, como Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA) y Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). La potencia y capacidad de almacenamientos de estos proyectos suma aproximadamente 15.671,3 MW y 110.407,5 MWh, respectivamente.

Finalmente, cabe señalar que estas solicitudes representan alrededor de un 51% del total de las aprobaciones otorgadas por el Coordinador durante el año 2024.

Proyectos con Almacenamiento Aprobados

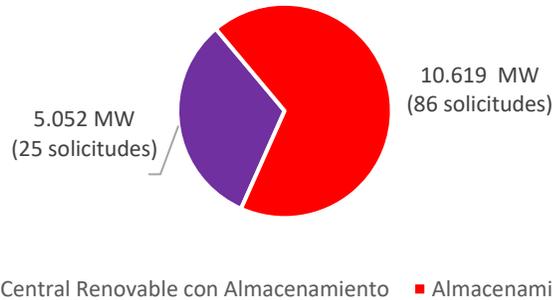


Figura 54: Solicitudes que consideran almacenamiento que fueron aprobadas en el proceso de acceso abierto el año 2024.

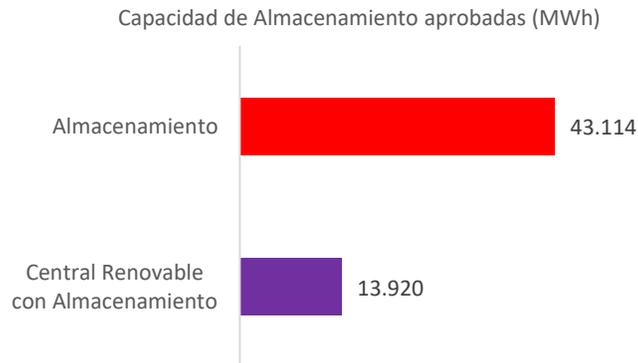


Figura 55: Estadística comparativa – Solicitudes aprobadas el año 2023 v/s Solicitudes aprobadas el año 2024.

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 56.

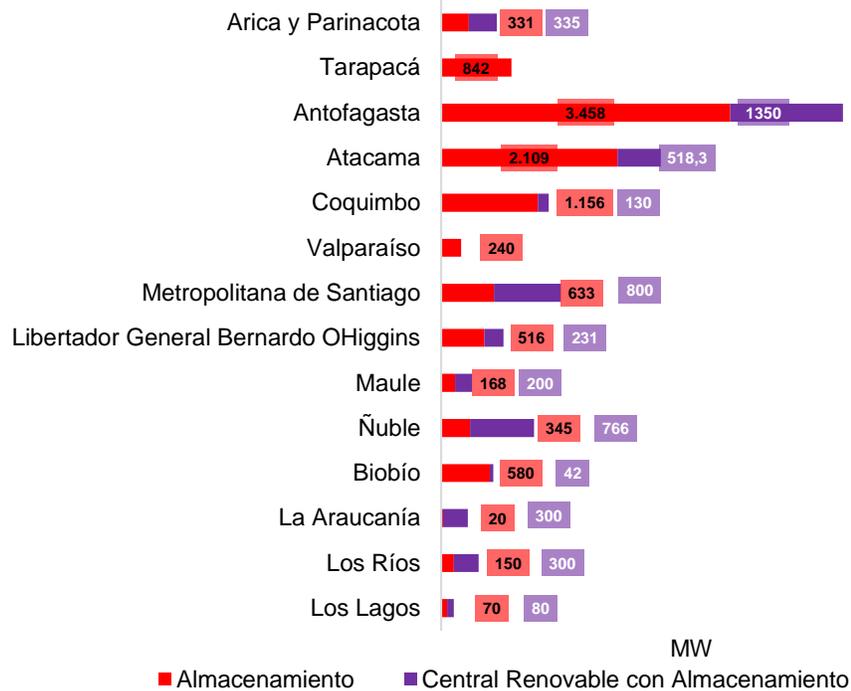


Figura 56: Emplazamiento geográfico de proyectos con almacenamiento aprobados bajo régimen de acceso abierto el año 2024.

VIII.2.- GESTIÓN DE CONEXIONES

Durante el año 2024, el Coordinador gestionó con éxito el proceso conexión de 376 proyectos, superando los 337 proyectos gestionados el año 2023. De este total de proyectos, se otorgó la Entrada en Operación a 109 proyectos de Modificaciones Relevantes (MR) de instalaciones existentes y Nuevas Instalaciones (NI), así como a 117 proyectos PMGD, además se completaron los procesos de 145 proyectos de Modificaciones No Relevantes y 5 Retiros.

Es importante destacar que, de los ingresados entre 2018 y 2024, la mayoría corresponden a MNR, representando un 39,6% del total de proyectos. Desde el punto de vista geográfico las solicitudes se concentran en las regiones Metropolitana, de Valparaíso, Biobío y Antofagasta.

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

A fines de diciembre de 2024, se actualizó el stock de proyectos PMGD en gestión de conexión, considerando aquellos proyectos que cumplieron con enviar la totalidad de los antecedentes según el Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos para iniciar el proceso ante el Coordinador.

En ese periodo, el Coordinador tenía en gestión de conexión un total de 90 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.

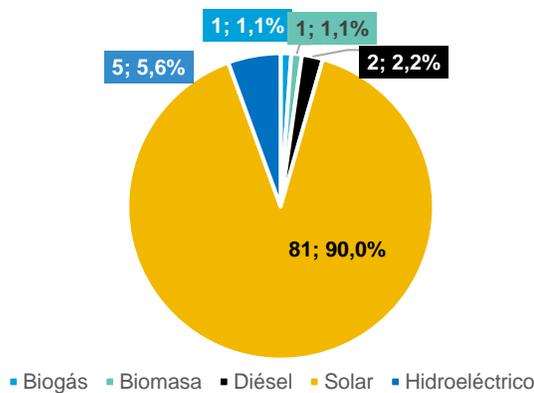


Figura 57: Proyectos en gestión de conexión por tecnología, por cantidad y participación (%).

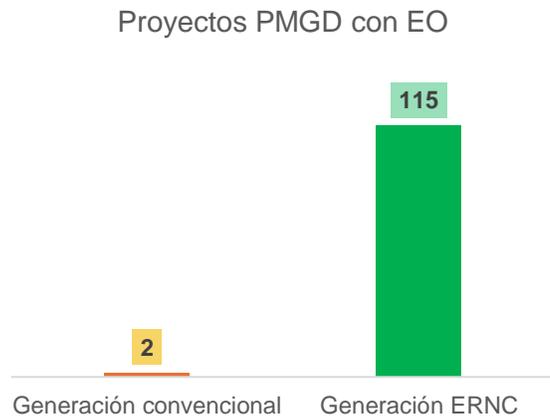


Figura 58: Proyectos PMGD con EO.

Tabla 7: Proyectos de generación PMGD en gestión 2018-2024.

Proyectos de Generación PMGD en Gestión 2018-2024	Cantidad
Gx Biomasa	1
Gx Biogas	2
Gx Diesel	4
Gx Fotovoltaico	82
G Hidroeléctrico	1

Tabla 8: Proyectos con Entrada en Operación por tecnología en 2024.

Proyectos con Entrada en Operación por tecnología en 2024	Cantidad
Gx Fotovoltaico	113
Gx Diesel	2
Gx Hidroeléctrico	2

Como se mencionó previamente, durante el ejercicio se otorgó la Entrada en Operación a 117 proyectos PMGD, lo que resulto en una capacidad total de 539,43 MW netos. En el siguiente gráfico, se muestra la distribución de estos proyectos en operación por región y tecnología.

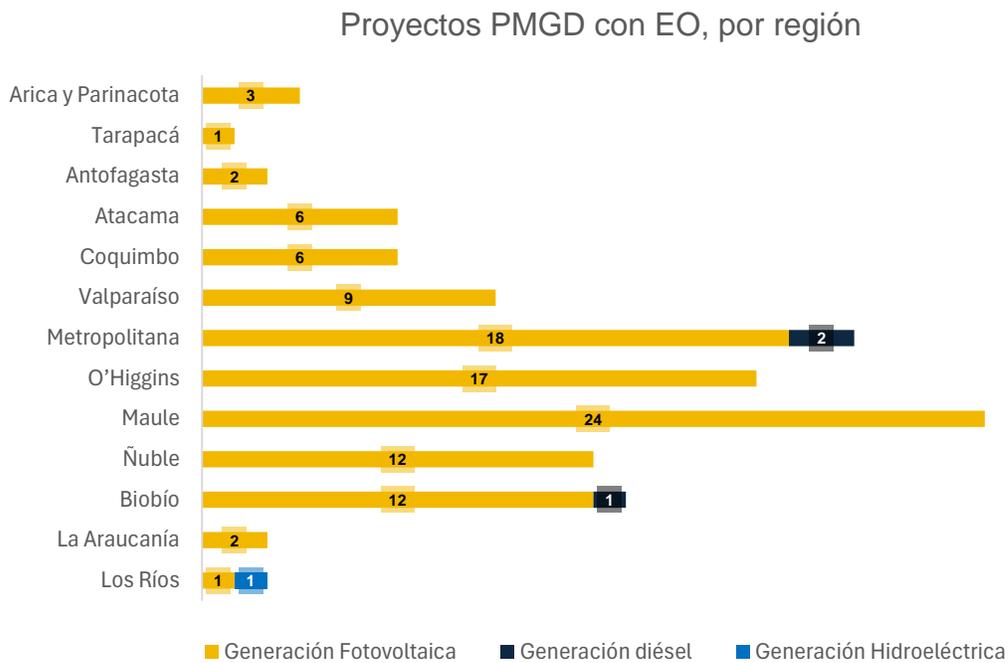


Figura 59: Proyectos PMGD con EO por región.

Tabla 9: Proyectos con Entrada en Operación por región en 2024.

Proyectos con Entrada en Operación por región	Generación Fotovoltaica	Generación Diésel	Generación Hidroeléctrica
Arica y Parinacota	3		
Tarapacá	1		
Antofagasta	2		
Atacama	6		
Coquimbo	6		
Valparaíso	9		
Metropolitana	18	2	
O'Higgins	17		
Maule	24		
Ñuble	12		
Biobío	12	1	
La Araucanía	2		
Los Ríos	1		1

En 2024 se otorgó la Entrada en Operación a 14 proyectos BESS, con una capacidad total de 658,7 [MW] y 2.499 [MWh]. A continuación, se presentan las tablas que muestran los proyectos en proceso al 31 de diciembre de 2024 y cerrados durante 2024, distribuidos por región, con su capacidad en potencia y en energía.

Tabla 10: Proyectos BESS en proceso de conexión en 2024.

NUP	Nombre	Nombre Proyecto	Región	Potencia	Energía
				[MW]	[MWh]
3849	PFV Gabriela + BESS 220 MW	En Proceso	Antofagasta	220	1100
4428	BESS Tamaya	En Proceso	Antofagasta	68,2	420
4695	BESS Proyecto Piloto de almacenamiento de energía 3MW / 6MWh	En Proceso	Coquimbo	3	6
4755	BESS Capricornio	En Proceso	Antofagasta	48	264,2
4786	BESS de Generación Solar	En Proceso	Antofagasta	60,5	121
4053	BESS Alicanto	En Proceso	Atacama	1,2	9,6
4364	Quillagua BESS 95 MW y Reemplazo de TR1 en S/E Parque Eólico Quillagua	En Proceso	Antofagasta	95	475
4390	Proyecto BESS Parque Fotovoltaico Desierto de Atacama.	En Proceso	Atacama	110	220
4476	BESS del Desierto	En Proceso	Antofagasta	200	800
4857	Parque Andes Solar III + BESS y Adecuaciones en S/E Futuro	En Proceso	Antofagasta	171,3	513,9
5001	BESS Bolero	En Proceso	Antofagasta	146	438
4320	BESS Huatacondo	En Proceso	Tarapacá	98	312
4635	BESS Victor Jara 200MW	En Proceso	Tarapacá	200	1000
4832	BESS Tocopilla	En Proceso	Antofagasta	116	580
4637	Quillagua II: Parque Fotovoltaico + BESS de 105 MW	En Proceso	Antofagasta	105	651
4276	BESS Arenales	En Proceso	Antofagasta	300	900
			Total	1942,2	7810,7

Tabla 11: Proyectos BESS en operación en 2024.

NUP	Nombre	Nombre Proyecto	Región	Potencia	Energía
				[MW]	[MWh]
3180	Ampliación Andes Solar IIB + Bess	En Operación	Antofagasta	17	85
3416	BESS Diego de Almagro Sur	En Operación	Atacama	8	32
3567	BESS PFV Salvador	En Operación	Atacama	50	250
4002	BESS Coya	En Operación	Antofagasta	139	638
4041	BESS Parque Eólico La Cabaña	En Operación	La Araucanía	32	64
3629	BESS Uribe Solar	En Operación	Antofagasta	2,5	4,6
4134	BESS PV San Andrés	En Operación	Atacama	35	175
4697	Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	En Operación	La Araucanía	33	65,6
4084	BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	En Operación	Metropolitana	67	120
3628	BESS Sistema de Almacenamiento Subestación Nueva Imperial	En Operación	La Araucanía	5,2	26
3727	Andes IV Solar Fotovoltaico + BESS	En Operación	Antofagasta	130	650
4369	Ampliación Andes Solar IIA + BESS 80MW	En Operación	Antofagasta	80	268,8
3325	BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	En Operación	Metropolitana	60	120
			Total	658,7	2.499

IX.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN

IX.1.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2024 Y EN PROCESO

Durante el año 2024 se dio inicio a los siguientes procesos de licitación de la transmisión y que se encuentran actualmente en proceso:

- **Obras Nuevas Fijadas por el Decreto Exento N°58 de 2024 y los derechos de Construcción de las Obras de Ampliación Fijadas Por Decreto Exento N°04 de 2024.**
 - El llamado a licitación se realizó el 27 de junio 2024, que abarca un total de 20 obras, 15 Obras Nuevas y 5 Obras de Ampliación, con un VI referencial total de 326,7 millones de dólares. La adjudicación del proceso ocurrió en febrero del año 2025.
- **Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. Obras con y sin Avance en Construcción (157-2).**
 - Segundo proceso de relicitación acorde al Artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, que permite que una obra abandonada pueda relicitarse directamente.
 - El llamado a licitación se realizó el 30 de agosto de 2024, que abarca un total de 32 obras de ampliación por un VI referencial de 138,4 millones de dólares. La adjudicación del proceso esta planificada para el 28 de agosto de 2025.
- **Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, Obras sin Avance en Construcción. Licitación de Obras de Ampliación del DE N°200 de 2022 y Relicitación de Obras de Ampliación del DE N°4 de 2024 (157-3)**
 - Tercer proceso de relicitación acorde al Artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, que permite que una obra abandonada pueda relicitarse directamente.
 - El proceso considera la relicitación de obras desiertas del proceso licitatorio DE N°4 de 2024 y la licitación condicionada constructivamente perteneciente a DE N°200 de 2022.
 - El llamado a licitación se realizó el 12 de noviembre de 2024, que abarca un total de 11 obras de ampliación por un VI referencial de 34,5 millones de dólares. La adjudicación del proceso esta planificada para el 10 de julio de 2025.

IX.2.- LICITACIONES DE TRANSMISIÓN FINALIZADOS EN 2024

De los procesos de licitación de transmisión, durante 2024 se realizó la adjudicación de las obras de los siguientes procesos:

1. Construcción y Explotación de los Servicios Complementarios de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito.
2. Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (157-1)
3. Obras De Ampliación Contempladas en el Decreto Exento N°4 de 2024, Relicitación del Decreto Exento N°200 de 2022.

El resumen de los resultados de los procesos se presenta a continuación, desde la Tabla 7 a la Tabla 9. Esta información se encuentra disponible en el sitio web del Coordinador.

Tabla 12: Resultados de licitación en 2024.

PROCESO	OBRAS	EMPRESAS OFERENTES	OBRAS DESIERTAS	OBRAS ADJUDICADAS
Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. (157-1)	5	1	5	0
Obras De Ampliación DE N°04/2024, Relicitación DE N°200/2022	39	10	14	25

Respecto a la licitación de los Servicios Complementarios de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito, el resumen es el siguiente:

Ofertas presentadas:

Tabla 13: Ofertas presentadas y adjudicadas en el año 2024.

Ofertas Presentadas	15
Ofertas Adjudicadas	5

Valores Adjudicados:

Tabla 14: AVI, COMA y VAPC de las licitaciones adjudicadas en el año 2024.

Valores Anualizados de Servicio Complementario (VASC) [MM US\$]			Valores Anualizado de constr. Punto de Conexión (VAPC) [MM US\$]		
AVI	COMA	VASC	AVI	COMA	VAPC
37,58	8,99	46,57	0,25	0,05	0,30

X.- EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

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

En febrero de 2024 se actualiza la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión (NTCO), publicada mediante Resolución Exenta N°42 de la CNE, la cual mandata al Coordinador, a actualizar semestralmente las limitaciones impuestas en sus ICC (Informe de Criterios de Conexión), a aquellos PMGD que tengan capacidad disponible, de acuerdo con los resultados del estudio. La siguiente figura muestra la evolución de las posibles congestiones en subestaciones.

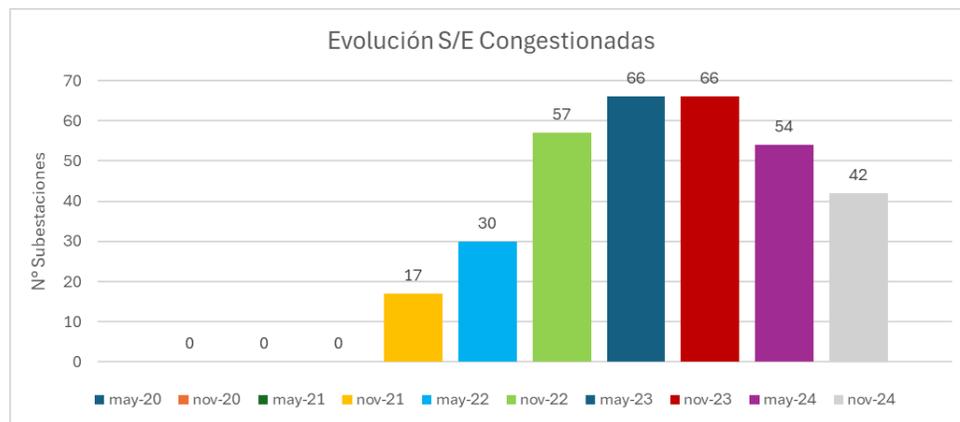


Figura 60: Evolución de las subestaciones congestionadas en los Sistemas Zonales por PMGD.

El análisis mostrado en la figura anterior contempla el conjunto de PMGD en servicio a noviembre de 2024, por un total de 2082 MW. Adicionalmente, incluye los PMGD declarados en construcción a mayo 2025 por un total de 701 MW.

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

A continuación, la Figura 47 y Figura 48 presentan la proyección de costos marginales de energía para la condición hidrológicas en el período 2026-2044, 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 2024, para efectos de la propuesta anual de expansión de la transmisión de enero de 2025.

La Figura 47 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.

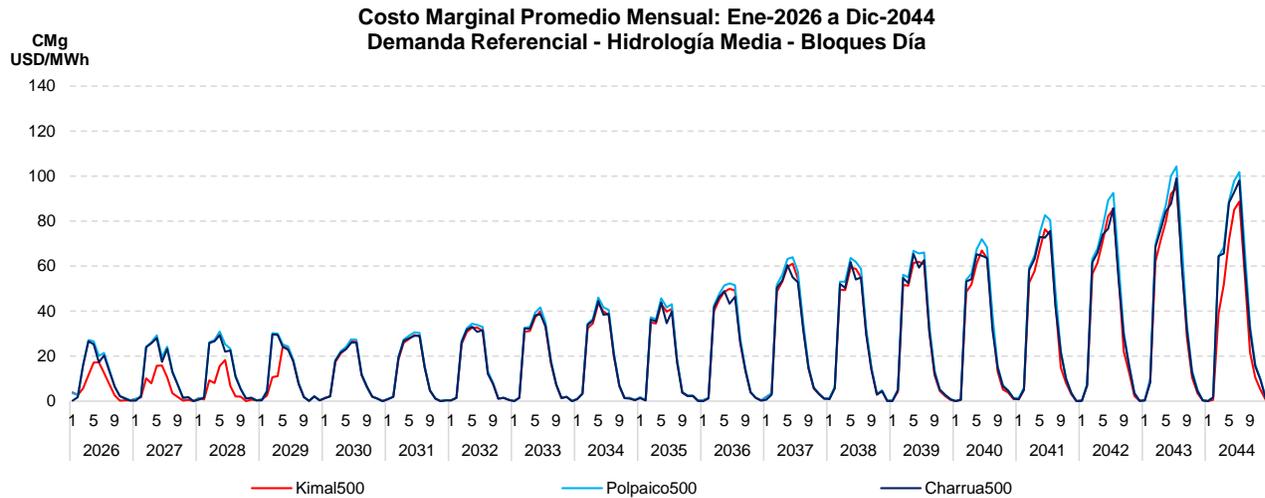


Figura 61: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Día.

La Figura 48 presenta la proyección de costos marginales de energía en las horas de noche, donde ya no se aprecian valores nulos en los meses de verano y con una posible tendencia estacional, relacionada con los aportes de energía renovable hidroeléctrica y renovable variable durante los meses de invierno y primavera. No obstante, al igual que en el caso anterior, se observa que la línea HVDC será beneficiosa en el acople de los costos marginales en el Sistema Eléctrico Nacional.

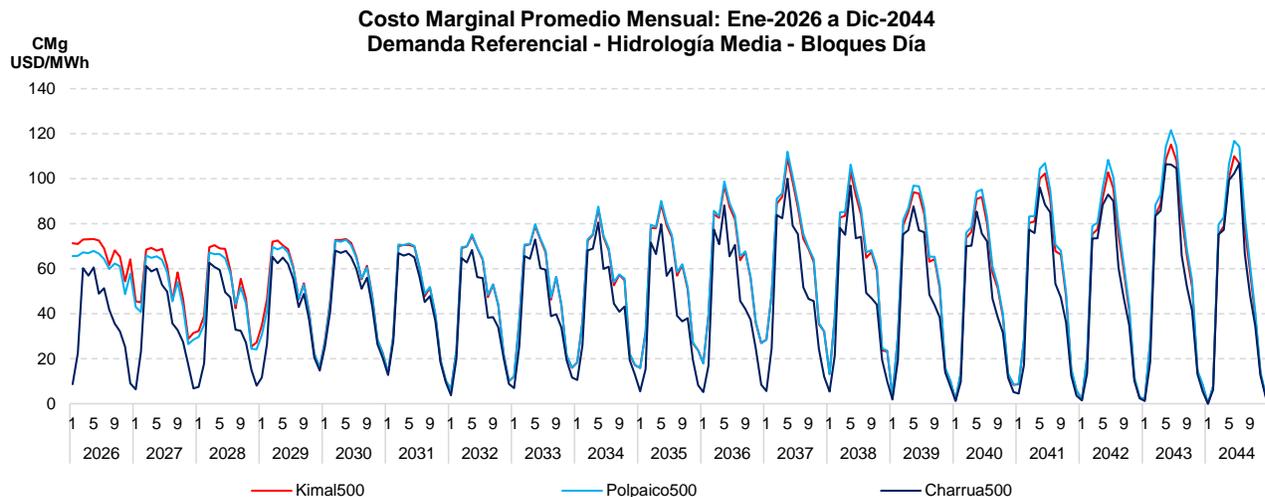


Figura 62: Costo Marginal Promedio Mensual en Escenario Hidrología Media – Bloques Noche.

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, para lo cual considera 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.

