COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

2024

REPORTE CUENTA PÚBLICA

01

Punto de partida

03

Mensaje del Presidente 04
Visión General del Sistema Eléctrico Nacional 06
Avances Plan Estratégico 2021-2025 07
Informe de Cumplimiento de Indicadores de Gestión 08
Principales Actividades 2024 12

02

Institucionalidad para servir a Chile

14

Orígenes 15
Misión, Visión, Principios y Valores 16
Nuestro Gobierno Corporativo 17
Consejo Directivo 18
Remuneraciones del Consejo Directivo 19
Funcionamiento del Consejo y sus Comités en 2024 20
Integridad, ética y transparencia 21
Principales resultados de la evaluación del Barómetro de Valores y Ética Empresarial 23
Gestión de riesgos del Modelo de Prevención del Delito 2024 24
Auditoría Interna y Externa a Procesos 24
Sistema de Transparencia 25

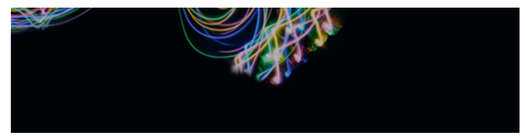
03

Gestión y compromiso

28

Carta del Director Ejecutivo 29
Principales Ejecutivos 31
Estructura Organizacional 32
Aspectos destacados de la gestión en 2024 33
Avances de la Hoja de Ruta 33
Gerencia de Operación 37
Gerencia de Mercados 41
Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red 44
Regulación 57
Transformación Tecnológica del Coordinador 58
Innovación para el SEN 59
Monitoreo de la Competencia 63
Ciberseguridad e Infraestructura Crítica 65
Caracterización y calidad de servicio a los Coordinados 67
Panel de Expertos y Decisiones de la Justicia 68
Sostenibilidad y relación con la Comunidad 70
Membresías y colaboración con otros organismos 72
Relacionamiento Institucional 74

04

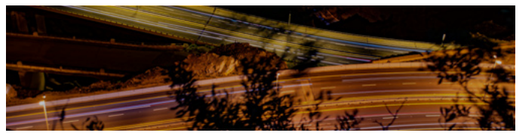


Un gran lugar para trabajar

76

Demografía de nuestras coordinadoras y coordinadores 77
Política de diversidad e inclusión con equidad de género 81
Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo 84
Centro de Conocimiento y Formación 87
Great Place to Work 92
Nuestros Proveedores 93

05



Estadísticas del Sistema

94

Sección 1 94
Sección 2 101
Sección 3 106
Sección 4 110
Sección 5 130
Sección 6 138
Sección 7 140
Sección 8 146

06

Valor Económico

193

Informe del Auditor Independiente 194
Tabla Valor Económico 2024 196

01

PUNTO DE PARTIDA

El Sistema Eléctrico Nacional está reflejando el trabajo para ir incorporando fuentes de energías renovables en la matriz de generación.

MENSAJE DEL PRESIDENTE

En nombre del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, inicio este reporte de Cuenta Pública 2024 refiriéndome al corte masivo de suministro que afectó al Sistema Eléctrico Nacional, desde Arica a Chiloé, el pasado 25 de febrero de 2025. Lamentamos profundamente lo ocurrido y los efectos que esta interrupción tuvo para las personas, instituciones y actividades productivas del país. Desde el primer momento, este Coordinador se abocó sin descanso a la recuperación del suministro y, acto seguido, pusimos a disposición toda la información y análisis necesarios para que se adopten las medidas que eviten la repetición de un evento de esta magnitud.

Para nosotros como Coordinador Eléctrico Nacional**,** un hecho como este es inaceptable y no puede volver a repetirse. Como industria, tenemos que sacar las lecciones que le permitan seguir avanzando en su transformación al Sistema Eléctrico Nacional.

En el contexto de este lamentable evento, el Consejo Directivo destaca el trabajo de nuestros profesionales, quienes han demostrado su compromiso con la organización y con el sistema eléctrico, sacando adelante todas las labores de análisis que un evento como este amerita, al mismo tiempo que se mantuvo la continuidad de las funciones rutinarias.

El apagón ha dejado en evidencia que es necesario impulsar mejoras del Sistema, las que deben ser abordadas en acciones concretas que impliquen incrementar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, que permitan continuar sin disminución de ritmo del proceso de transformación que ha llevado a Chile a estar entre los países con mayor inserción de energías renovables variables en el mundo.

Como Consejo Directivo tenemos el convencimiento de la necesidad urgente de recoger estas lecciones y llevarlas a acciones que aborden los temas pendientes que tiene el sistema, siempre desde nuestro rol y con el alcance que tenemos en la industria eléctrica.

Como decíamos, Chile es uno de los países con mayores participaciones de generación renovable en el mundo, destacando que alcanzamos 70% de generación renovable en el año, con un máximo horario de 95,52% total y de 72,58% si se considera la energía proveniente del sol y el viento. Mantener ese liderazgo con seguridad es nuestro desafío.

Estas cifras son resultado del trabajo serio y dedicado de varios eslabones de una cadena, que va desde políticas públicas que han promovido la integración de energías renovables, hasta las inversiones en nuevas capacidades de sistemas de almacenamiento, que hoy están aprovechando electricidad renovable que generalmente no tiene espacio de colocación en horario diurno.

Estas inversiones deberán ser complementadas con el desarrollo de nuevas redes de transmisión, entre ellos, proyectos claves como el desarrollo del proyecto Kimal-Lo Aguirre y la instalación de condensadores síncronos, infraestructura que desde 2027 permitirá que otorgar el Servicio Complementario de Control de Tensión, que básicamente contribuirá a que los niveles asociados a la fortaleza de red que requiere el sistema se mantengan, para lograr mayores penetraciones de energía renovable variable.

En el Coordinador Eléctrico tenemos el convencimiento que integrar más energías renovables es un objetivo que depende de diversas acciones definidas con visión sistémica debidamente coordinadas con todos los actores del sector. Por eso, como Consejo Directivo queremos destacar la necesidad de incorporar nuevas tecnologías de fortaleza de red, entre ellas, inversores Grid Forming, por esta razón se ha llevado a cabo la elaboración y difusión de una guía de recomendaciones de estándares de desempeño técnico para equipos Grid Forming y Grid Following, que es resultado de la red de colaboración internacional con Global Power System Transformation, NREL y EPRI; de modo que sea considerada por las autoridades para los ajustes normativos que resulten necesarios y por la industria para que los consideren desde ya es sus nuevos desarrollos.

Como ya hemos manifestado en otras ocasiones, el proceso de retiro de centrales a carbón está siendo más acelerado de lo que se estimaba inicialmente. En 2024, por ejemplo, se retiró la central Nueva Tocopilla. Para tener procesos sistematizados que aborden la complejidad que tiene el retiro de unidades generadoras, hemos impulsado un Procedimiento Interno para el Programa de Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional, que establece la forma, los plazos y los antecedentes que deben presentar las empresas coordinadas para la aprobación de un “Programa de Retiro” de su unidad generadora térmica a fin de poder desconectarla de la red.

Asimismo, para tener una visión global del proceso, hemos realizados un estudio que busca evaluar la confiabilidad y seguridad de la red en un escenario en que todas las unidades carboneras dejan de operar hacia 2030. Más allá del año específico en que esto se concrete, es importante que todos los tomadores de decisión tengan claridad de las condiciones que habilitan este escenario, en materia de nuevas capacidades, infraestructura y tecnologías que requiere el sistema para que este proceso preserve la seguridad, confiabilidad y resiliencia de la red.

En la misma línea, durante el 2024 hemos actualizado nuestra Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, publicada originalmente en 2022, con el detalle de los avances de iniciativas claves e incorporar algunas nuevas.

Como Consejo Directivo vemos que el apagón ha dejado en evidencia que es necesario impulsar mejoras al sistema eléctrico, las que deben ser abordadas en acciones concretas que impliquen incrementar su confiabilidad y permitan continuar sin disminución de ritmo del proceso de transformación que ha llevado a Chile a estar entre los países con mayor inserción de energías renovables variables en el mundo.

En el plano de gestión interna, en la presente Cuenta Pública reportaremos detalladamente el cumplimiento de metas e indicadores estratégicos y, además, el avance de proyectos claves. Desde que se creó el Coordinador Eléctrico, y especialmente en los últimos años, el esfuerzo ha estado en hacer una transformación de la organización, sumando y desarrollando tecnologías que se hagan cargo de la especificidad y complejidad de los procesos que tenemos a cargo.

Todo esto, al mismo tiempo que seguimos trabajando para fortalecer nuestra cultura de la integridad y transparencia, elementos esenciales para la construcción de confianza con todos nuestros stakeholders, dado el rol que cumplimos dentro de la industria eléctrica, un mercado cuyas transacciones son de aproximadamente 3.300 millones de dólares anuales, incluyendo las transacciones por energía, potencia, servicios complementarios y pagos por transmisión.

Es importante destacar el crecimiento que ha tenido el Sistema Eléctrico Nacional, el que a diciembre del año 2024 alcanzó 36.778 MW de capacidad instalada, siendo un 69% de ella de fuentes renovables.

La demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional fue de 12.191 MW y la producción anual de energía de 85.518 GWh, representando un crecimiento de 2,5% respecto al año anterior. El sistema de transmisión nacional, zonal y dedicado alcanzó una extensión de 38.753 kilómetros.

La mayor generación solar y eólica, así como la disponibilidad de hidroelectricidad, provocaron una importante caída en los costos de operación y las emisiones de carbono, que representan el valor del consumo de combustibles en el sistema. Esto totalizó un costo de operación de aproximadamente 1.650 millones de dólares en 2024, que es aproximadamente menor a 2023 en 1.000 millones de dólares.

Los costos marginales de energía disminuyeron en un 40% respecto de 2023, tanto en la zona norte, como en el centro y en el sur. En la barra de Quillota 220 kV, pasando de un promedio de 81 US$/MWh, a 49,27 US$/MWh.

Para terminar, en nombre del Consejo Directivo destacamos el trabajo técnico que hacemos en el Coordinador Eléctrico Nacional, lo que ha implicado un robusto sistema de información pública, que contiene más de 2.000 informes anuales a disposición y un volumen de datos de acceso abierto que es un insumo preciado para distintos agentes que hacen análisis.

Esto último lleva a que la industria está atenta a todas nuestras decisiones, las que puede evaluar, prácticamente en tiempo real, algo que sin duda es una muestra de que contamos con un marco institucional que favorece la rendición de cuentas.

En el Coordinador Eléctrico Nacional sabemos que aún tenemos espacio para seguir mejorando en la ejecución de distintas funciones que realizamos, pero queremos transmitir que somos una organización comprometida con nuestra labor, responsable de nuestros actos y que no nos desviamos del convencimiento de que estamos construyendo una institución que tiene el carácter permanente, por lo que debe seguir evolucionando y perfeccionándose, más allá del aporte individual de cada uno de sus miembros. En este proceso, la voz de todos los grupos de interés es valiosa y esperamos seguir contando con su retroalimentación para abordar los desafíos que tenemos por delante.

Juan Carlos Olmedo

Presidente del Consejo Directivo

VISIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

36.778 MW

de potencia instalada tiene el sistema.

7,2 %

+ que en 2023

822

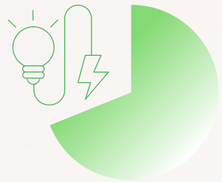
empresas coordinadas tiene el sistema.

+7,6 %

de alza

69 %

fue la participación de energía renovable en la capacidad instalada en 2024.



85.518 GWh

de energía se produjo en 2024.

+2,2 %

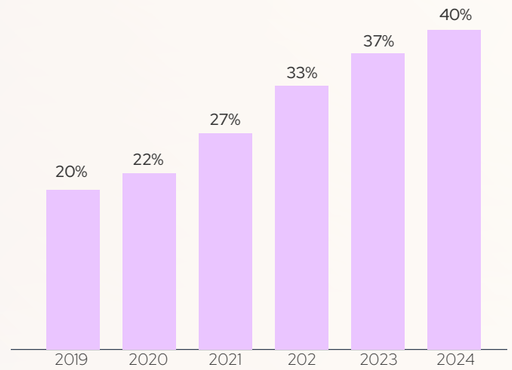
+ que en 2023.

12.191 MW

fue la demanda máxima en 2024,

+5,6 %

que en 2023.



40 %

de energía ERNC se generó en el 2024.

AVANCES DEL PLAN ESTRATÉGICO 2021-2025

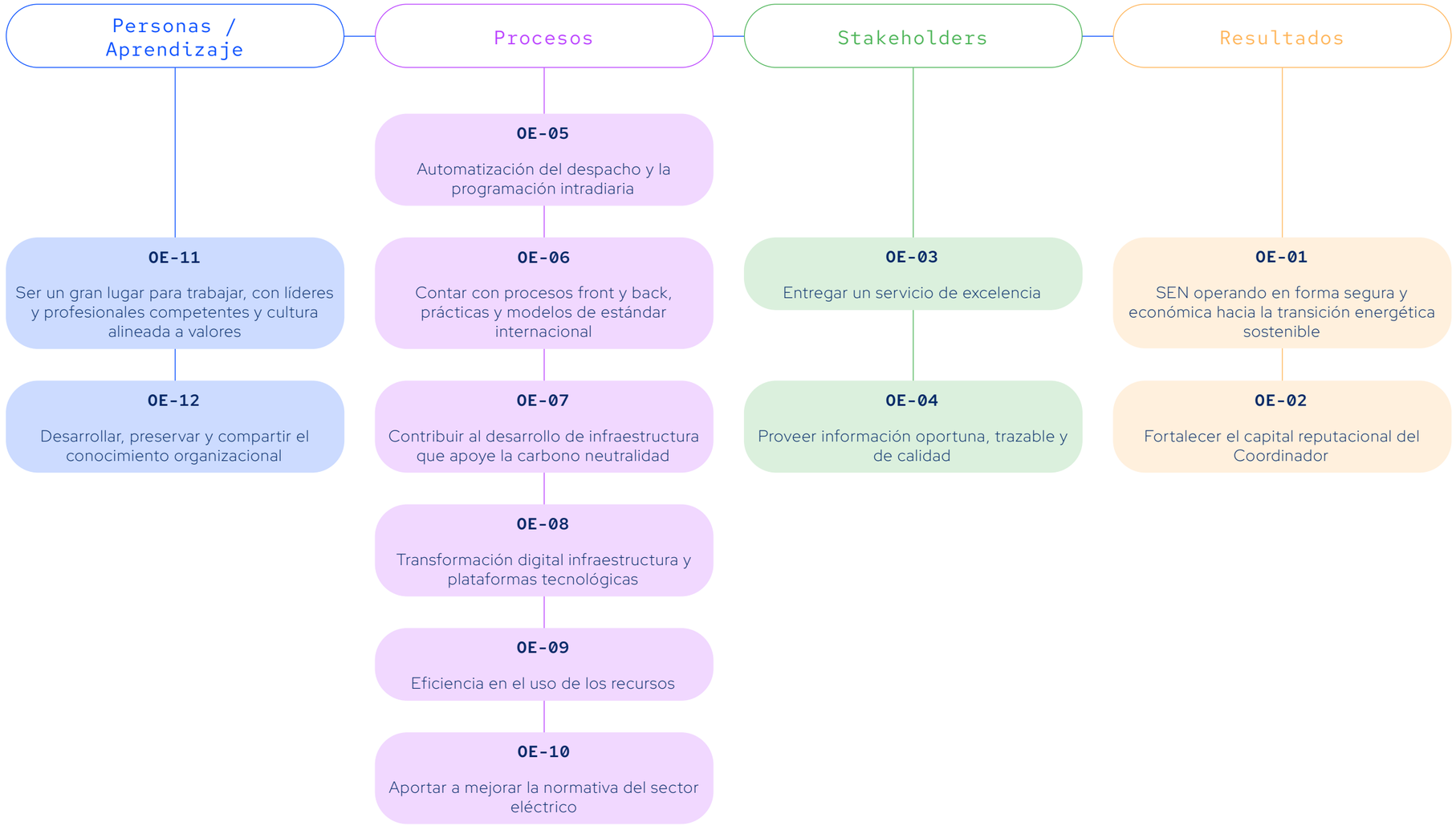
Como ente técnico, independiente y autónomo responsable por la operación segura, económica y el acceso abierto, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) plasmó un Plan Estratégico 2021-2025, que se resume en tener un Sistema Eléctrico Nacional más seguro, con un operador fortalecido y alineado con los compromisos que tiene el país de caminar hacia la carbono neutralidad.

De los objetivos estratégicos se derivan iniciativas estratégicas, las trazan un camino de transformación de nuestra organización, que permiten fortalecer al Coordinador Eléctrico Nacional, como pilar de un Sistema Eléctrico Nacional más seguro.

Dichas iniciativas estratégicas se tradujeron en el desarrollo de una serie de programas y análisis del sistema por parte de las distintas Gerencias y Unidades que integran al Coordinador, para abordar tanto el desarrollo interno -por ejemplo, las iniciativas para sostener, mejorar e innovar los procesos-, como para abordar aspectos externos, relacionados a las condiciones habilitantes para operar un sistema 100% renovable.

Para ello, el desarrollo tecnológico es fundamental, porque facilita la operación del Sistema Eléctrico Nacional de manera más eficiente y confiable, por ejemplo, mediante un sistema de pronósticos que sea capaz de "aprender" en el tiempo con los datos de la realidad.

Parte del trabajo desarrollado en este proceso, será abordado en el Capítulo 3 de este documento.



INFORME DE CUMPLIMIENTO DE INDICADORES DE GESTIÓN

El Coordinador Eléctrico Nacional mide su gestión a través de una serie de indicadores objetivos, los que son reportados de forma periódica a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y, anualmente, auditados por un consultor independiente.

El reporte completo puede revisarse en:

DESEMPEÑO DEL SISTEMA

Frecuencia media interrupción

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
0,8	1,14	< 1,4

Cumplimiento Total

Este indicador se basa en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en donde las interrupciones deberán ser medidas por los Índices de Continuidad de la Frecuencia Media de Interrupciones de Suministro (FMIK) resultantes de la operación real registrada.

Tiempo medio de interrupción

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
1,5	2,74	< 1,9

Cumplimiento Parcial

Este indicador se basa en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en donde las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad Tiempo Total de interrupciones (TTIK) resultantes de la operación real registrada.

Frecuencia

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
97,1%	97,3%	≥ 96% Si aporte hídrico < 60% ≥ 99% Si aporte hídrico > 60%

Cumplimiento Total

Este indicador monitorea el comportamiento de la frecuencia del sistema, en la barra Charrúa 500 kV, en dos escenarios.

Tensión

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
98,0%	98,8%	> 98%

Cumplimiento Total

Este indicador se basa en la Norma Técnica y mide el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras, limitada por valores de tensión en las terminales de la unidad.

Energía no suministrada

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
0,011%	0,020%	< 0,014%

Cumplimiento Parcial

Este indicador mide la energía no suministrada debido a fallas que afectan al sistema eléctrico.

Costo operación del sistema

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
8,7%	11,8%	≤ 10%

Cumplimiento Parcial

Este indicador mide el error de estimación del costo de operación.

Eficacia en los pronósticos

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
5,8%	4,6%	≤ 5%

Cumplimiento Total

Este indicador mide el error del pronóstico generado por el Sistema Centralizado de Generación del Coordinador, para las centrales de energías renovables -excluidos los PMGD- y del Sistema Centralizado de Demanda (consumo), utilizados en la programación de corto plazo.

DESEMPEÑO DEL COORDINADOR ELÉCTRICO

Balance de transferencia y peajes nacionales

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
99,6%	**99,8%**	**> 98%**

Cumplimiento Total

En este indicador se mide el porcentaje de informes de valorización de transferencia económicas publicados en plazo y con calidad.

Programación de la operación

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
25,9%	**2,6%**	**< 4%**

Cumplimiento Total

Este indicador mide la entrega de un servicio eficiente, proporcionando información oportuna y de calidad, además contar con modelos, procesos y prácticas de estándar internacional.

Tasa de cumplimiento InfoTécnica

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
92,9%	**93,7%**	**> 92,5%**

Cumplimiento Total

Se mide el porcentaje de cumplimiento promedio a través de calidad y completitud, incluida variable certificación, de la plataforma InfoTécnica.

Solicitud de conexión

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
89,9%	**92,7%**	**> 85%**

Cumplimiento Total

En los procesos de conexión de los proyectos, este indicador mide el cumplimiento de las actividades de responsabilidad del Coordinador, que tienen plazo en la normativa vigente.

Solicitud Autorización de Conexión SAC

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
95,0%	**91,0%**	**> 85%**

Cumplimiento Total

En las Solicitudes de Autorización de Conexión (SAC), se mide el cumplimiento de las actividades de responsabilidad del Coordinador que tienen plazo en la normativa vigente.

Solicitud Uso Capacidad Técnica Disponible SUCTD

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
91,8%	**89,8%**	**> 85%**

Cumplimiento Total

En las Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica Disponible (SUCTD), se mide el cumplimiento de todas aquellas actividades de responsabilidad del Coordinador en el proceso de acceso abierto, que tienen plazo en la normativa vigente, así como la calidad de los mismos.

DESEMPEÑO DEL COORDINADOR ELÉCTRICO

Ejecución Presupuestaria

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
97,6%	98,8%	> 97%

Cumplimiento Total

El objetivo de este indicador es hacer un seguimiento al cumplimiento del presupuesto aprobado para el Coordinador Eléctrico Nacional.

Great Place To Work

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
95,2%	VA = 80 pts	VA ≥ 70 pts
	VC = 72 pts	VC ≥ 70 pts
	Brecha VC-VA años = 8 puntos	Brecha VC-VA año < 10 pts

Cumplimiento Total

Este indicador busca medir el cumplimiento de que el Coordinador sea un gran lugar para trabajar, para lo que se requiere alcanzar al menos 70 puntos en la medición Great Place to Work (GPTW).

Seguridad de la Información (Ciberseguridad)

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
99,3%	100%	> 98%

Cumplimiento Parcial

Este indicador tiene como objetivo medir la seguridad de la información en los sistemas del Coordinador, considerando vulnerabilidades Altas y Medias detectadas.

Disponibilidad plataformas críticas Coordinador

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
99,6%	99,8%	> 99%

Cumplimiento Total

Se cuantifica el porcentaje del tiempo en que una serie de plataformas -como el SCADA, el Sistema de Correspondencia o la de Operación Real, entre otras- se encuentran disponibles, medido mensualmente.

Tiempos de respuesta a autoridad

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
94,5%	93,2%	100%

Cumplimiento Parcial

Este indicador mide el porcentaje de requerimientos formulados por la autoridad que son respondidos dentro de los plazos establecidos.

Tiempos de respuesta a los coordinados

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
20,0%	100%	100%

Cumplimiento Total

Este indicador mide el porcentaje de requerimientos formulados por los coordinados que son respondidos en los plazos establecidos.

Encuesta de Servicio al Cliente (Experiencia de Servicio) - dimensión Calidad de Información

INDICADOR 2023	INDICADOR 2024	META PARA EL CUMPLIMIENTO TOTAL EN 2024
	SIN = 47%	Satisfacción Neta de la Información (SIN, medido como promotores - detractores) en zona Alto Desempeño ≥ 40%

Cumplimiento Total

Este indicador busca medir la calidad de servicio en la dimensión calidad de la información, para mejorar la experiencia de servicio en una serie de procesos como Acceso Abierto, Conexiones, Mercados, Operación, Licitaciones y Control y Supervisión de Proyectos.

PRINCIPALES ACTIVIDADES 2024

Expansión y Desarrollo de la Red de Transmisión

a. **Propuesta de Expansión 2024:** El Coordinador presentó una propuesta con 91 proyectos de transmisión, involucrando una inversión referencial de US$ 1.028 millones.

b. **Licitaciones Relevantes:** el Coordinador realizó diversos procesos de licitación de obras de transmisión, algunas con resultados relevantes para fortalecer la red.

c. **Adjudicación del Servicio Complementario de Control de Tensión:** La licitación fue adjudicada a tres empresas y se traducirá en la reconversión de una central térmica y la instalación de condensadores sincrónicos, equipos que contribuyen a la estabilidad de tensión en la red y a la integración segura de energías renovables variables.

Transición Energética y Nuevas Tecnologías

a. **Publicación de Recomendaciones Grid-Forming:** presentamos una guía para estandarizar el aporte de nuevos inversores que usarán las plantas renovables y los sistemas de almacenamiento.

b. **Actualizamos nuestra Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada,** detallando los avances de cada iniciativa y sumando nuevas líneas de trabajo.

c. **Plataforma RENOVA sigue creciendo:** El Balance Nacional de Energías Renovables ya cuenta con más de 100 empresas que pueden decir que tienen respaldado el 100% de su consumo eléctrico con energías renovables.

d. **Presentamos una propuesta para modificar el Mercado Mayorista de electricidad,** la que fue diseñada por la consultora internacional ECCO.

Compromiso con la Sostenibilidad y la Integridad

a. **Reconocimiento de Fundación Generación Empresarial:** Por sexto año consecutivo participamos y recibimos el reconocimiento por el compromiso con la integridad por el trabajo hecho en 2024.

b. **Reconocimiento de Pacto Global de ONU:** Por la licitación de condensadores síncronos, que permitirán apoyar la integración de energías renovables a la red, lo que está en línea con el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7, de Energía Asequible y No Contaminante.

Colaboración nacional e internacional

a. **Como parte de nuestro rol,** llevamos el conocimiento del sistema eléctrico para realizar conferencias en Antofagasta, Concepción y Punta Arenas.

b. **Creación de la Red de Operadores Eléctricos de América Latina:** al alero de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade), formamos la primera red latinoamericana de operadores, con integrantes de países como Brasil, Colombia y Guatemala, entre otros.

c. **Trabajo conjunto con organismos internacionales:** Como NREL, EPRI y participación en el consorcio G-PST, especialmente en la conformación de una guía de estándares técnicos para nuevas tecnologías.

d. **Se realizó en Chile la conferencia anual de la APEX,** entidad que reúne a los operadores eléctricos del mundo, algo muy relevante dado el rol que está jugando Chile en la integración de energías renovables.

e. **Realizamos la Segunda Conferencia Internacional de Ciberseguridad e Infraestructura Crítica Eléctrica,** que permitió traer y compartir conocimientos en un tema de suma importancia para el sector.

02

INSTITUCIONALIDAD PARA SERVIR A CHILE CON ENERGÍA

ORÍGENES

La Ley 20.936 estableció el Sistema Eléctrico Nacional, el que se extiende entre Arica y Chiloé, y creó un organismo autónomo e independiente para coordinar su operación. En 2016 nació el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, con la responsabilidad de realizar esta función.

El Coordinador es un organismo técnico e independiente, cuyo rol es coordinar la operación del conjunto de instalaciones interconectadas del Sistema Eléctrico Nacional y asegurar el suministro de energía eléctrica de la manera más eficiente y segura, al menor costo posible y garantizando el Acceso Abierto a las instalaciones de transmisión.

Somos una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro y que no forma parte de la administración del Estado, con patrimonio propio y de duración indefinida. Nuestra organización, composición, funciones y atribuciones se rigen por lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento.

Datos básicos

Razón Social:
Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Dirección:
Av. Parque Isidora Sur 1061, Pudahuel

Contacto:
+562 2424 6300

Revisa nuestros Canales de Atención
https://www.coordinador.cl/atencion-y-contacto/

Misión, Visión, Principios y Valores

Misión:

Servir a Chile resguardando la seguridad de su sistema eléctrico, a través de la operación más económica para el conjunto de sus instalaciones. Al mismo tiempo, garantizar el Acceso Abierto a los sistemas de transmisión.

Visión:

El Coordinador Eléctrico Nacional es una institución reconocida en el país por ser de excelencia técnica, por ofrecer un servicio de la más alta calidad y por contribuir al desarrollo de un sistema eléctrico sostenible en el tiempo.

Principios:

Independencia:
Ejercer las funciones autónomamente, en forma independiente de la autoridad y de los actores del mercado eléctrico.

Imparcialidad:
Actuar y decidir en base a criterios técnicos y objetivos, sin sesgos o intereses particulares.

Transparencia:
Ser transparentes en el actuar, entregando información de calidad, completa, exacta y oportuna.

Integridad:
Actuar con probidad, en forma ética, con responsabilidad y haciendo buen uso de los recursos administrados.

Valores:

Excelencia:
Enfrentar los desafíos con altos estándares de calidad para entregar el mejor servicio.

Innovación:
Estar en permanente búsqueda de las mejores soluciones, incorporando nuevas herramientas y tecnologías, para agregar valor a nuestro trabajo.

Respeto:
Valorar y tener especial consideración por las personas y la diversidad.

Trabajo en equipo:
Trabajar juntos en pos de un mismo objetivo, en un clima de cooperación e integración.

Compromiso:
Poner nuestras capacidades y conocimiento al servicio de la organización para cumplir, de la mejor manera, los objetivos.

NUESTRO GOBIERNO CORPORATIVO

El Coordinador cuenta con un Consejo Directivo y un equipo ejecutivo que tienen como principal objetivo entregar garantías plenas del cumplimiento del mandato legal por el cual se rige. A través de un Gobierno Corporativo sólido, materializado en un conjunto de políticas y prácticas de cumplimiento, lleva a cabo sus funciones a través de la realización de una labor fiel a los principios de imparcialidad, transparencia, independencia y autonomía para la toma de decisiones.

Junto con dotarlo de autonomía e independencia, la legislación contempla una serie de contrapesos a las decisiones del Coordinador, a cargo de diversas instituciones, como la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y el Panel de Expertos.

Consejeros

Para asegurar el cumplimiento de los objetivos y funciones del Coordinador, la Ley diseñó una orgánica institucional, liderada por el Consejo Directivo y el Director Ejecutivo, la que se complementa con una estructura organizacional que asigna funciones a gerencias y unidades de apoyo.

La Ley encarga al Consejo Directivo la administración y dirección del Coordinador, el que se rige por sus estatutos y reglamento interno que contienen las normas para el funcionamiento y cumplimiento de las funciones que la regulación le asigna, así como las responsabilidades delegadas en el Director Ejecutivo.

Los estatutos se supeditan a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, así como a otra normativa contenida en reglamentos y normas técnicas.

El Consejo está formado por cinco miembros, designados por el Comité Especial de Nominaciones, a través de un concurso público regido por la Ley General de Servicios Eléctricos.

En este proceso participa el Secretario Ejecutivo de la Comisión de Energía (CNE), el presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, un integrante del Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos, y un consejero del Consejo de Alta Dirección Pública.

Los consejeros duran cinco años en su cargo, pudiendo ser reelegidos hasta por una vez. El Consejo Directivo se renueva parcialmente, cada tres y dos años. En 2024 se renovaron dos de sus integrantes.

A raíz de la importancia que tiene la transparencia y la excelencia, el Consejo Directivo, de forma permanente, implementa las mejores prácticas de Gobierno Corporativo con la finalidad de mantener los estándares de integridad y ética, en concordancia con los valores y principios de la organización.

Consejo Directivo

Juan Carlos Olmedo H.
Presidente hasta octubre 2026

Juan Carlos Olmedo Hidalgo es Ingeniero Civil de Industrias, mención Electricidad, de la Pontificia Universidad Católica de Chile, completó un programa de MBA en la Universidad Adolfo Ibáñez y un Certificate in Management de la Darden Business School de la Universidad de Virginia, EEUU. Tiene más de 30 años de experiencia en distintos roles ejecutivos en empresas de generación y transmisión eléctrica e infraestructura naviera y portuaria.

Bernardita Espinoza V.
Consejera electa hasta octubre de 2029

Bernardita Espinoza Valdivia es Ingeniera Civil Industrial de la Universidad de Chile, magíster en derecho mención derecho regulatorio y empresa en la Pontificia Universidad Católica de Chile, entre otros estudios y cuenta con más de 30 años de trayectoria profesional en la industria, minería y energía, por ejemplo como gerente general de las empresas Eletrans.

Jaime Peralta R.
Vicepresidente desde octubre de 2024 y consejero electo hasta octubre de 2026

Jaime Peralta Rodríguez es Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile, MBA de ESADE Law & Business School, Máster en Ciencias Aplicadas (M.A.Sc.), y Doctor (Ph.D.) en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Montreal, Canadá. Tiene más de 30 años de experiencia y ha trabajado en importantes empresas eléctricas en cargos ejecutivos en Canadá y EEUU.

Carlos Finat D.
Consejero electa hasta octubre de 2029

Carlos Finat Díaz es ingeniero civil electricista de la Universidad de Chile, cuenta con más de 40 años de trayectoria profesional, desempeñando distintos roles en la industria de energía, minería y de tecnologías de la información y comunicación. Fue miembro de los Comités Consultivos de los dos procesos de Preparación y Actualización de la Política Energética de Largo Plazo del gobierno de Chile, Director Ejecutivo de ACERA A.G. y Director Ejecutivo del CDEC-SING.

Humberto Espejo P.
Consejero electo hasta octubre 2026 y fue vicepresidente entre octubre de 2023 y el mismo mes de 2024

Humberto Espejo Paluz es Ingeniero Civil de Industrias de la Pontificia Universidad Católica, Magister en Ciencias de la Ingeniería de la misma casa de estudios y Master of Science en política económica de la Universidad de Illinois at Urbana-Champaigne, Estados Unidos. Posee vasta experiencia en regulación y aspectos técnico-económicos del sector energía.

Hasta octubre de 2024, integraron el Consejo Directivo:

Blanca Palumbo O.

- Abogada de la Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Magister en Humanidades por la Universidad del Desarrollo.
- Postítulo en Economía y Finanzas de la Universidad de Chile.

Felipe Cabezas M.

- Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad de la Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Magíster en Ciencias de la Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica.

Remuneraciones del Consejo Directivo 2024

Presidente Consejo Directivo, Juan Carlos Olmedo

Enero 352 UTM	Febrero 352 UTM	Marzo 352 UTM	Abril 352 UTM	Mayo 352 UTM	Junio 352 UTM	Acumulado año 4.224 UTM
Julio 352 UTM	Agosto 352 UTM	Septiembre 352 UTM	Octubre 352 UTM	Noviembre 352 UTM	Diciembre 352 UTM	

Consejeros: Bernardita Espinoza y Carlos Finat

Enero -	Febrero -	Marzo -	Abril -	Mayo -	Junio -	Acumulado año 853 UTM
Julio -	Agosto -	Septiembre -	Octubre 213 UTM*	Noviembre 320 UTM	Diciembre 320 UTM	

(*) Proporcional

Consejeros: Humberto Espejo y Jaime Peralta

Enero 320 UTM	Febrero 320 UTM	Marzo 320 UTM	Abril 320 UTM	Mayo 320 UTM	Junio 320 UTM	Acumulado año 3.840 UTM
Julio 320 UTM	Agosto 320 UTM	Septiembre 320 UTM	Octubre 320 UTM	Noviembre 320 UTM	Diciembre 320 UTM	

Consejeros: Blanca Palumbo y Felipe Cabezas

Enero 320 UTM	Febrero 320 UTM	Marzo 320 UTM	Abril 320 UTM	Mayo 320 UTM	Junio 320 UTM	Acumulado año 2.987 UTM
Julio 320 UTM	Agosto 320 UTM	Septiembre 320 UTM	Octubre 107 UTM*	Noviembre -	Diciembre -	

(*) Proporcional

El Consejo Directivo no percibe asignaciones por conceptos de gastos de representación ni otros estipendios de parte del Coordinador Eléctrico Nacional (Art. 212-6).

Funcionamiento del Consejo y sus Comités en 2024

Durante 2024, el Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional celebró 12 sesiones ordinarias y 7 extraordinarias.

En ellas se monitoreó el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional y la gestión que realiza la Dirección Ejecutiva.

Adicionalmente, se aprobó el inicio de procesos de licitación, así como adjudicaciones de proyectos específicos de altos montos, se aprobaron los Procedimientos Internos sobre Interconexión de Proyectos, sobre Programa de Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional, y sobre Metodología para la Reasignación Bienal de Montos Compensados (Norma Técnica Compensaciones).

Más detalles de las decisiones del Consejo Directivo se pueden revisar en este link

Comités

El Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, según establece su Código de Gobierno Corporativo, funciona a través de tres comités con funciones específicas:

Comité Técnico supervisa temas como operación segura y económica, monitoreo del mercado, planificación de sistemas de transmisión, licitación de proyectos de transmisión y acceso abierto. Dicho Comité se reunió de manera mensual.

Comité de Administración supervisa temas de control de gestión, personas, gestión presupuestaria, tecnologías de información, ciberseguridad e infraestructura crítica. Dicho Comité se reunió cada dos meses.

Comité de Auditoría, Riesgo y Cumplimiento ve temas de gobierno corporativo, gestión de riesgos, cumplimiento normativo, oficial de cumplimiento y auditoría interna. Dicho Comité se reunió cada dos meses.

Más detalles de las políticas, protocolos y códigos donde se establecen estándares de actuación del Coordinador, disponibles en el siguiente link

INTEGRIDAD, ÉTICA Y TRANSPARENCIA

Principios éticos

La Unidad de Auditoría y Cumplimiento tiene un rol clave asistiendo al Consejo Directivo en el monitoreo y reporte de los riesgos asociados a incumplimientos legales o regulatorios y a pérdidas de reputación por fallas de cumplimiento de la regulación, normas y políticas internas y estándares de buenas prácticas.

Promover una cultura de ética e integridad es una prioridad para el Coordinador Eléctrico, porque somos una organización que desempeña funciones claves para el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. Por quinto año consecutivo **se aplicó el Barómetro de Valores y Ética Empresarial (FGE)**, una herramienta que nos permitió medir la percepción de nuestros colaboradores en esta materia y definir las líneas de trabajo, talleres y capacitaciones desarrolladas durante el 2024. Además, con el objetivo de seguir reforzando nuestros principios y valores, la Unidad de Auditoría y Cumplimiento, en conjunto con la Gerencia de Personas y Administración, llevó a cabo el primer campeonato de vivencia de principios y valores, fomentando el compromiso y la participación de todos en la construcción de una cultura organizacional sólida y transparente.

Además, como parte del programa de cumplimiento se implementó una plataforma para la gestión del proceso de debida diligencia, se realizó conversatorio con proveedores sobre buenas prácticas y un plan de capacitación sobre estas materias.

Modelo de Prevención de Delitos (MPD)

El Coordinador cuenta con un Modelo de Prevención de Delitos (MPD) sólido y certificado el año 2023, el cual fue actualizado y evaluado el año 2024 por la firma MC Compliance, para fortalecer su alcance y cumplimiento normativo.

Durante este proceso de actualización del modelo, se incorporaron los delitos económicos establecidos en la Ley N° 21.595. Asimismo, se incluyó explícitamente en la Política de Prevención de Delitos la referencia al Artículo 260 del Código Penal, que establece la responsabilidad del funcionario público aplicable al personal del Coordinador. Además, se actualizaron la Gobernanza del Modelo y su Matriz de Riesgo, reforzando el compromiso con la integridad y la transparencia.

El modelo considera un proceso preventivo de monitoreo, a través de diversas actividades de control sobre los procesos o actividades que se encuentran expuestos a los riesgos de comisión de los delitos referidos en la Ley 20.393 y 21.595, que considera temas como cohecho, receptación, lavado de activos, financiamiento del terrorismo y delitos económicos.

Además, se realizó una capacitación a Proveedores a través del "Encuentro por construir relaciones basadas en buenas prácticas", abarcando un total de 24 proveedores.

Capacitaciones sobre el Modelo de Prevención del Delito 2024

Estamento	N° de colaboradores capacitados en el MPD	Total de horas de capacitación del MPD	Promedio de horas de capacitación del MPD por colaborador
Consejeros	5	21	4,2
Gerentes	6	25	4,2
Trabajadores	305	790	2,6
Total	316	836	2,6

Ética, cumplimiento y anticorrupción

El Coordinador Eléctrico Nacional se encuentra comprometido con un comportamiento de excelencia en todas sus actuaciones, siendo la ética y la transparencia pilares que deben guiar las decisiones y acciones de cada uno de sus colaboradores.

Todo esto se traduce en la implementación de las mejores prácticas de Gobierno Corporativo, con el objeto de mantener y proteger altos estándares de integridad, de acuerdo con lo establecido en el Código de Ética aprobado por el Consejo Directivo.

Disponemos de un **Canal Ético de Consultas y Denuncias** que permite a los trabajadores, empresas coordinadas, proveedores, contratistas y a la comunidad con la que se relaciona la institución consultar y denunciar situaciones inapropiadas, así como infracciones o transgresiones a los principios y valores establecidos en el Código de Ética. Este canal es confidencial y la información es analizada de manera independiente, imparcial y objetiva.

Durante 2024 se llevó a cabo la tercera Campaña de Principios y Valores, en la cual se realizaron diversas actividades, que consideraron todos los niveles de la organización.

Entre las actividades realizadas destacan la realización del Primer Campeonato de Valores, instancia que permitió la integración de los distintos niveles de la organización y la vivencia de los principios y valores que constituyen las bases de la cultura de la integridad del Coordinador; talleres de dilemas éticos; automatización del proceso de debida diligencia de terceras partes; charlas sobre corrupción y ética dictadas por Chile Transparente; y premiación a colaboradores destacados. Además, se realizaron las siguientes actividades:

- Fuimos reconocidos por Fundación Generación Empresarial por acreditar nuestro compromiso con la ética y la integridad por sexto año consecutivo.
- Programa de formación ciclo de mejores prácticas en Integridad & Cumplimiento FGE, a tres colaboradores.
- Capacitación para todos los trabajadores del Coordinador en modalidad presencial y remota respecto de: plataforma de declaraciones conflictos de intereses y regalos beneficios e invitaciones, nueva Ley de Delitos Económicos, inducción a los nuevos colaboradores en materia de compliance, entre otros temas.

Total de denuncias recibidas por el Canal Ético de Consultas y Denuncias

	2023	2024
Denuncias recibidas	6	9
Denuncias concluidas (cerradas)	4	6
Denuncias en análisis (abiertas sin resolución)	2	3
Denuncias que no aplican	1	2
Plazo promedio de respuesta (días)	49	31

Principales resultados de la evaluación del Barómetro de Valores y Ética Empresarial

Por sexto año consecutivo se aplicó el Barómetro de Ética y Valores de la Fundación Generación Empresarial (FGE), con el propósito de continuar midiendo la percepción de los trabajadores respecto de la cultura ética y la integridad, lo que permite identificar brechas y desarrollar un programa para continuar avanzando en el compromiso de fortalecer nuestra cultura ética, de acuerdo con los lineamientos de la alta dirección.

Entre los principales resultados destacan:

98%

de los colaboradores señala que recibe información de valores y conductas éticas que promueve la organización a través de medios de comunicación internos.

85%

de los colaboradores señala que los valores más vividos en el Coordinador son profesionalismo, honestidad y probidad, y trabajo en equipo.

89%

de los colaboradores señala que ha participado en alguna capacitación sobre valores, comportamientos éticos o código de ética del Coordinador.

100%

de los colaboradores señala que luego de reportar alguna transgresión no sufrió represalias.

94%

de los colaboradores señala que la comunicación de los valores de la organización es positiva (muy difundida)

76%

de los colaboradores señala que se toman medidas activas para prevenir y combatir prácticas corruptas tales como: cohecho, colusión, coimas, soborno y/o extorsión.

99%

de los colaboradores señala que no se ha sentido presionado a transgredir valores o principios éticos de la organización.

Gestión de riesgos del Modelo de Prevención de Delitos 2024

El Coordinador Eléctrico Nacional cuenta con una matriz de riesgos del Modelo de Prevención de Delitos (MPD) que es monitoreada por la Unidad de Auditoría y Cumplimiento. Durante 2024 se actualizaron y evaluaron los riesgos (inherentes y residuales) de todos los procesos, manteniendo la condición reportada el año 2023, esto es, que no existen riesgos de exposición residual alta.

La Política y Procedimiento de Gestión de Riesgos aprobada por el Consejo Directivo establece un modelo de tres líneas de defensa:

Primera Línea de Defensa:

Está conformada por las gerencias, subgerencias y jefaturas y su responsabilidad es identificar, evaluar y mitigar los riesgos de los procesos que están a su cargo.

Segunda Línea de Defensa:

Formada por el Director Ejecutivo, la Unidad de Información y Reportabilidad, la Unidad de Monitoreo de la Competencia y la Unidad de Cumplimiento. Su responsabilidad es asesorar a la primera línea de defensa.

Tercera Línea de Defensa:

Corresponde a la Unidad de Auditoría, siendo su rol verificar el cumplimiento de la política y procedimiento de gestión de riesgos, monitorear la matriz del MPD, considerar el enfoque de riesgos para la definición de su plan anual de auditoría y los programas de trabajo de las auditorías.

Auditoría Interna

El Plan anual de Auditoría aprobado por el Consejo Directivo tiene por objetivo mejorar el control interno de la organización mediante la ejecución de auditorías, identificando brechas en los procesos claves y monitoreando la implementación de los planes de acción comprometidos para mitigar los riesgos identificados.

En 2024, el plan consideró diez auditorías y una revisión especial agregada, con un total de 3.406 horas. Adicionalmente, se utilizaron 380 horas en la verificación de la implementación de 106 planes de acción comprometidos en los informes emitidos por las auditorías finalizadas, cuyo estado de avance al 31 de diciembre es el siguiente:

Planes de acción	Cantidad
Implementados	89 (84%)
En proceso de implementación	7 (7%)
No implementados	10 (9%)
TOTAL	106

Auditoría Externa a Procesos

Desde la segunda mitad de 2021, el Coordinador realiza Auditorías Externas a Procesos, como una medida voluntaria para reforzar el trabajo que hace el equipo interno y así contar con una opinión externa independiente respecto de los procesos que están en el centro de nuestras funciones, contribuyendo así a mejorar el ambiente de control y la calidad de nuestras operaciones.

Estas auditorías son lideradas por la Unidad de Auditoría y Cumplimiento, la que se encarga de supervisar su desarrollo y gestionar todo lo necesario para que se concreten con éxito.

En 2024, el Coordinador realizó dos auditorías, una al proceso Contratación de Expertos Técnicos de la Subgerencia de Análisis y Soporte Operacional y otra al proceso de Cálculo de Costos Marginales de la Subgerencia de Transacciones de Mercado, las que fueron realizadas por la consultora Forvis Mazars.

Todas estas auditorías son de acceso público y están disponibles en el sitio web.

SISTEMA DE TRANSPARENCIA

El Coordinador mantiene tres vías de acceso a la información:

- Un sistema web de acceso público que contiene toda la información que dispone el DFL 4/2018, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Nº 1, de Minería, de 1982 (en adelante e indistintamente, la "Ley General de Servicios Eléctricos"), en los artículos 72-8 y 212-2. Dicho sistema incluye un canal de correspondencia con los coordinados, conforme estos se definen en el artículo 72-2 del referido DFL 4/2018, al que cualquier persona puede acceder a través de la página web del Coordinador;
- Un sistema de Transparencia Pasiva
- Un canal de Atención y Contacto.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 212-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Coordinador Eléctrico Nacional debe proporcionar, adicionalmente, toda la información que se le solicite, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento, afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o los derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

Los tres canales fueron muy utilizados durante 2024 en especial para efectos de realizar Solicitudes de Acceso a Información Pública (SAI"), conforme al detalle que se incluye en la siguiente tabla:

10.710

comunicaciones fueron recibidas por el canal de correspondencia, de las cuales

1.967

eran consultas que debían ser respondidas.

285

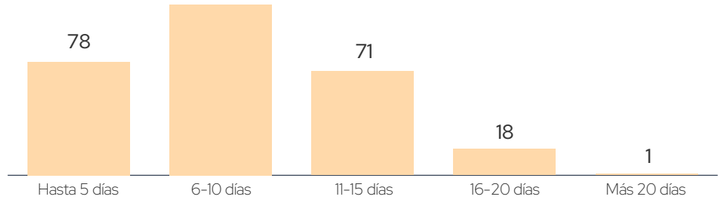
solicitudes de Acceso a la Información Pública, las que tienen un plazo de respuesta inicial de 20 días hábiles.

728

consultas se gestionaron a través del canal de Atención y Contacto.

Desde finales de 2022 la Unidad Legal tramita las solicitudes de información por transparencia con el objetivo de canalizar su gestión de conformidad con la Ley. Dicho trabajo ha implicado diseñar y utilizar un nuevo proceso de tramitación de solicitudes de información completamente digitalizado y automatizado, lo que permite integrar horizontalmente en tiempo real a las áreas que participan en una respuesta. Este cambio en la forma de trabajar ha resultado en una disminución significativa de los tiempos y en una mejora en la calidad de la redacción y sustento de las respuestas a los usuarios.

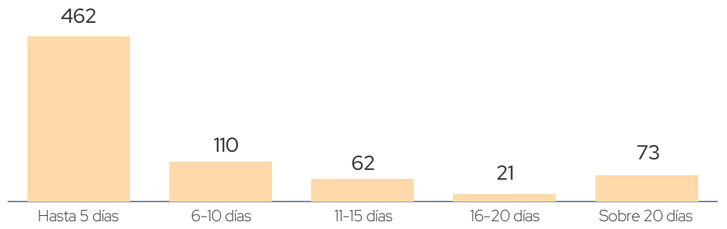
Tiempos de respuesta de las Solicitudes de Acceso a Información Pública



285

total

Tiempos de respuesta de las consultas del canal de Atención y Contacto



728

total

Informe de Evaluación de Transparencia Activa

Chile Transparente, Capítulo chileno de Transparencia Internacional realizó una evaluación sobre la transparencia activa del Coordinador Eléctrico Nacional, basada en la información publicada en su sitio web institucional. Los resultados fueron los siguientes:

- Divulgación de políticas anticorrupción (según TRAC Chile): 19 puntos sobre un máximo de 20.
- Estándares de transparencia para organizaciones sin fines de lucro: 18,5 puntos sobre un total de 20.

REUNIONES POR AGENDA PÚBLICA

En nuestra Agenda Pública hay registradas 230 reuniones con terceros, cuyos antecedentes están disponibles en el sitio web.

Reuniones de Agenda Pública realizadas por mes

Enero	20
Febrero	12
Marzo	23
Abril	16
Mayo	19
Junio	22
Julio	27
Agosto	17
Septiembre	8
Octubre	30
Noviembre	22
Diciembre	14

230

total

03

GESTIÓN Y COMPROMISO

Para operar un sistema que avanza de forma segura en la transición energética

CARTA DEL DIRECTOR EJECUTIVO

El año 2024 ha sido un periodo de importantes avances, desafíos y aprendizajes para el Coordinador Eléctrico Nacional. En nuestro rol como organismo técnico e independiente, hemos seguido trabajando con responsabilidad, rigurosidad y apertura al diálogo, cumpliendo con nuestra misión de operar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con seguridad, mínimo costo y acceso abierto, al tiempo que avanzamos decididamente en la transformación que requerimos en esta transición energética.

Como mirada general del sistema, puedo contarles que las altas participaciones de energías renovables se han mantenido en el sistema, con un peak horario de 72,3% el sábado 7 de diciembre del 2024 a las 15 horas.

Además, el máximo aporte de energía solar fue el día lunes 30 de diciembre del 2024 a la hora 12, con 7.345 MW; mientras que la energía eólica fue el día 2 de diciembre del 2024 a la hora 21, con 3.753 MW.

La integración de energías renovables ha permitido una baja sostenida en las emisiones de CO_2 del sistema, las que son prácticamente la mitad de lo que eran en 2021.

Un hito logrado en 2024 es que desde el 19 de octubre que hay días en que el 100% de los Servicios Complementarios de Control de Frecuencia se están dando con plantas renovables en horario solar. Esto es un paso fundamental, dado que estas tecnologías están comenzando a validarse en servicios que antes eran asociados exclusivamente a las unidades convencionales.

Entre los avances con mayor impacto para el sistema del ejercicio anterior, está la Licitación de Servicios Complementarios de Control de Tensión que permitirá disponer de condensadores sincrónicos, mediante nuevo equipamiento o a través de la reconversión de una central térmica a carbón, para aportar fortaleza a la red. Este tipo de medidas permitirá viabilizar la integración de energía renovable de forma segura y confiable.

En esta ocasión quiero aprovechar de agradecer el interés de todas las empresas que participaron en este proceso y, especialmente, a las que se adjudicaron el servicio, lo que implicará inversiones por unos US$ 550 millones en Antofagasta y Atacama, y una reducción en emisiones y en costos de operación del sistema.

Adicionalmente, estamos haciendo los análisis para determinar los requerimientos futuros de capacidad adicional de este servicio, en el cual se incluirá la incorporación de nuevas tecnologías, lo que posiblemente implicará anunciar nuevos procesos de licitación en el curso de este año.

En lo que respecta a las condiciones hidrológicas del año 2024, estas contribuyeron a tener buenas condiciones de suministro eléctrico, aunque -como hemos manifestado en otras oportunidades- mantenemos nuestra preocupación por algunas zonas en particular, donde la insuficiencia de redes zonales ha dificultado el abastecimiento en ciertas condiciones, como la temporada estival.

En el presente reporte, podrán conocer los avances en la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada que planteamos en 2022. Los equipos del Coordinador han trabajado en múltiples iniciativas orientadas a facilitar la transformación del sistema eléctrico. Publicamos recomendaciones técnicas pioneras para recursos basados en inversores Grid-Forming (GFM) y Grid-Following (GFL), fundamentales para la operación segura de una red con alta penetración de energías renovables variables y sistemas de almacenamiento, equipamiento que ha mostrado una rápida inserción en la red.

En este contexto de transformación, el SEN enfrenta importantes retos operativos. La creciente incorporación de generación solar y eólica —que, en términos de potencia instalada, ya representa del orden del 43% de la matriz eléctrica— requiere nuevas capacidades para gestionar rampas, asegurar la estabilidad de la red y mantener una operación confiable.

Nuestro trabajo conjunto con universidades chilenas, así como con organismos internacionales como NREL, EPRI y G-PST, ha sido clave para anticipar estos desafíos. De hecho, el trabajo que estamos haciendo con X, con The Moonshot Factory, firma relacionada a Alphabet y con el proyecto Tapestry ha seguido evolucionando y ya hicimos las primeras pruebas de su herramienta de planificación, además de seguir avanzando en otra para pronósticos de generación y demanda.

Este esfuerzo se ha complementado con una intensa labor para tener una propuesta de expansión de la red más robusta, que sea un aporte para el trabajo que realiza la Comisión Nacional del Energía, y también para lograr licitaciones de obras competitivas que permitirán seguir robusteciendo la infraestructura de transmisión.

En otro plano, en el mes de septiembre se publicó la versión definitiva del Procedimiento Interno denominado "Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional", junto con las respuestas a las observaciones realizadas por los Coordinados, el que no fue discrepado ante el Panel de Expertos. Este Procedimiento Interno reúne los criterios generales que debe aplicar el Coordinador para gestionar el retiro, desconexión, cese de operaciones o reconversión de una unidad generadora térmica convencional del SEN y establece los plazos y condiciones en que el Coordinado debe informar el retiro de su instalación.

Todo lo que logramos el 2024 fue sido posible gracias al compromiso, talento y vocación de servicio de las personas que forman parte del Coordinador. Este año fuimos reconocidos como un gran lugar para trabajar, con resultados muy positivos en la encuesta de clima laboral aplicada por Great Place to Work®.

Todo lo que logramos el 2024 ha sido posible gracias al compromiso, talento y vocación de servicio de las personas que forman parte del Coordinador. En esta materia, este año fuimos reconocidos como un gran lugar para trabajar, con resultados muy positivos en la encuesta de clima laboral aplicada por Great Place to Work®.

Estos logros reflejan el compromiso de cada persona que forma parte del Coordinador por construir una cultura basada en el respeto, la colaboración y la excelencia. Hemos fortalecido nuestros programas de formación técnica y de liderazgo, desarrollando capacidades internas que hoy nos permiten aprender juntos y proyectarnos con mayor solidez. Nuestros equipos valoran ser parte de una organización que busca tanto la excelencia como el aprendizaje continuo. El desafío ahora es aún mayor: seguir creciendo, compartiendo saberes y anticipándonos a un entorno cada vez más exigente, con diversidad, inclusión y bienestar en el centro de nuestra acción.

En materia de innovación, definimos una política y una estrategia, y este año 2025 presentaremos una hoja de ruta para articular los esfuerzos que hace la industria en aspectos relevantes para el Sistema Eléctrico Nacional.

Finalmente, destacamos la relevancia del trabajo colaborativo con las autoridades sectoriales, donde pudimos aportar nuestra experiencia y conocimiento técnico en diversas mesas de trabajo lideradas por el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

Agradecemos profundamente a todas y todos quienes han sido parte de este proceso. Sabemos que hoy, a la luz de la experiencia vivida el 25 de febrero, los desafíos son mayores, pero quiero transmitirles la confianza de que contamos con un equipo preparado y comprometido en buscar las mejores soluciones para el cumplimiento de nuestras funciones, para seguir impulsando un Sistema Eléctrico Nacional que opere de forma confiable de cara a la desafiante transformación que está experimentando.

Los invito a seguir revisando este reporte, donde detallaremos las acciones que tomamos en 2024.

Ernesto Huber

Director Ejecutivo

Coordinador Eléctrico Nacional

PRINCIPALES EJECUTIVOS

La Dirección Ejecutiva del Coordinador es responsable de la gestión operativa que deriva de todas las funciones que la Ley General de Servicios Eléctricos le encomienda. Para guiar dicha gestión el Consejo Directivo del Coordinador ha definido una misión, visión, valores, principios y estrategia.

Además, el director ejecutivo es responsable de la función de transparencia conforme a lo establecido en la Ley.

La dirección ejecutiva está encabezada por Ernesto Huber Jara desde el 18 de mayo de 2022.

Ernesto Huber Jara es Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile y MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez. Tiene una extensa trayectoria en el sector, tanto en empresas privadas como en el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). En forma previa a asumir la dirección ejecutiva, el Sr. Huber fue gerente de Operación del Coordinador.

Renta director ejecutivo

Ernesto Huber J.

Enero $ 19.977.620	Febrero $ 73.333.407 (1)	Marzo $ 34.979.474 (2)	Abril $ 19.980.343	Mayo $ 19.981.253	Junio $ 19.981.938	Acumulado año $ 311.417.898
Julio $ 20.473.014	Agosto $ 20.473.992	Septiembre $ 20.664.416 (3)	Octubre $ 20.458.880	Noviembre $ 20.460.306	Diciembre $ 20.653.255 (4)	

(1) Incluye bono por desempeño.

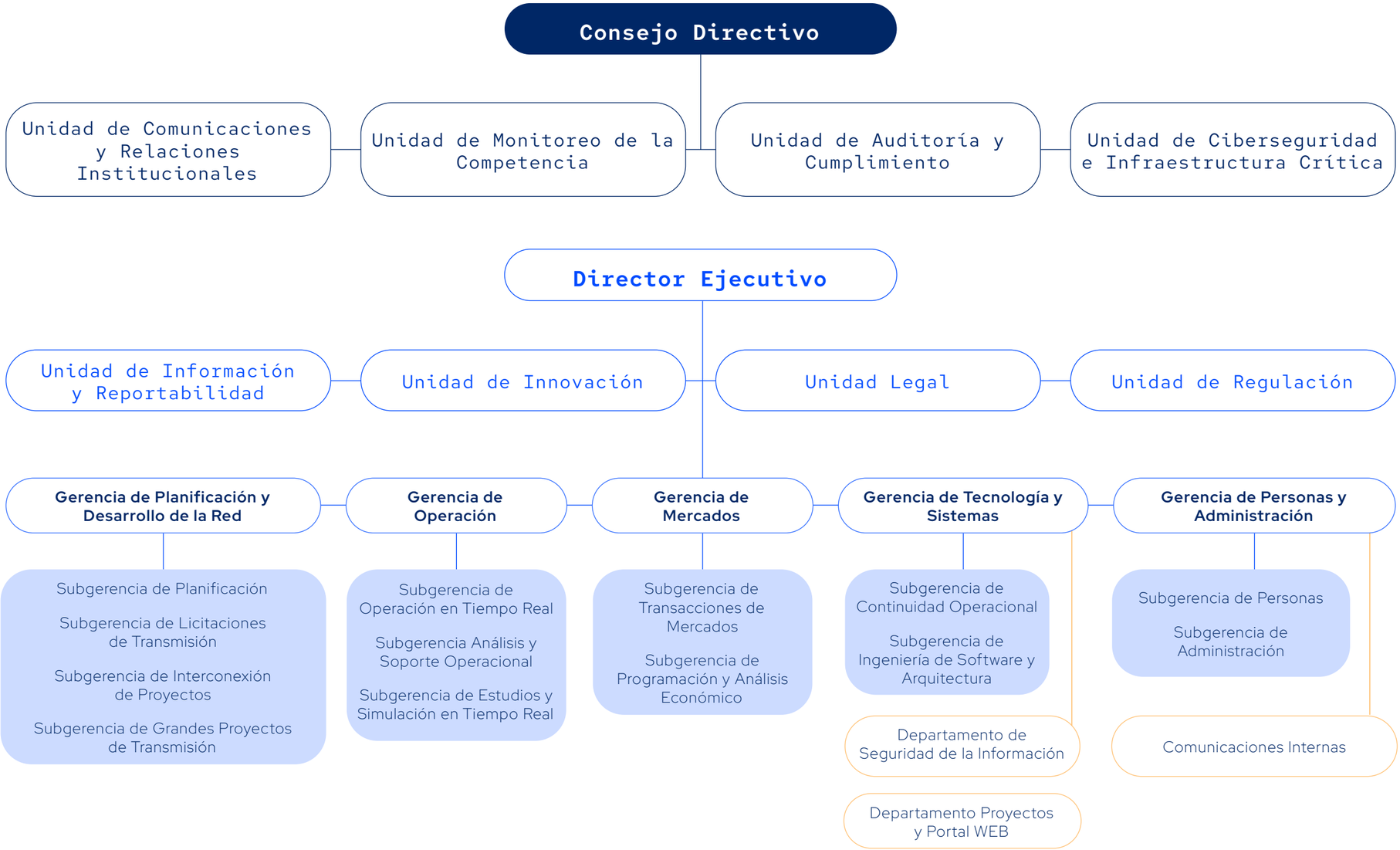
(2) Incluye bono por desempeño.

(3) Incluye Aguinaldo Fiestas Patrias.

(4) Incluye Aguinaldo de Navidad

Estructura organizacional del Coordinador

El Coordinador Eléctrico Nacional es una organización con cerca de 400 profesionales y tiene una estructura que aborda todas las funciones que la normativa le ha asignado para coordinar la operación y el mercado del Sistema Eléctrico Nacional, que mueve recursos anuales por el orden de US$ 3.000 millones.



ASPECTOS DESTACADOS

de la gestión de las gerencias en 2024 y avances en la hoja de ruta

En el marco de las funciones que cumple el Coordinador Eléctrico, su Plan Estratégico 2021-2025 y, además, considerando la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada presentada en 2022, las distintas gerencias y unidades del Coordinador han venido avanzando en su gestión, por ejemplo, desarrollando nuevos modelos e implementando mejor tecnología.

Para dar cuenta de ese trabajo, a continuación, se detallan los principales avances logrados en este período.

Avances de la hoja de ruta para una transición energética acelerada

En 2024 se publicó una actualización de la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, que plasma la visión del Coordinador Eléctrico Nacional de las condiciones que habilitan una operación de la red con hasta 100% de energías renovables.

El documento completo se puede revisar en este link:

Iniciativas y avances

A continuación se detallas las principales iniciativas y avances del trabajo delineado en 2022.

1

Proyecto de virtualización bajo el acuerdo con Google X para el desarrollo de herramientas avanzadas para la planificación y operación de la red

- **Grid Planning Tool:** Herramienta en estado de desarrollo y validación. Dicha herramienta se encuentra en evaluación con motivo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025. Durante el año 2025 continúa su desarrollo para incorporar más aplicaciones y capacidades.
- **Operations Tool:** Herramienta en desarrollo. Comprende 4 líneas de trabajo principales: forecast de demanda, forecast eólico, forecast solar y DUC (Detailed Unit Commitment). La primera versión para pruebas se espera para inicios del 2025.

2

Desarrollo de un digital twin de la red en ambiente EMT off-line y tiempo real

La versión off-line del digital twin dispone de los modelos homologados por el Coordinador recibidos a la fecha y que se espera sea integrado en la plataforma EMT-SCT (Study Connection Tool), lo que se liberará a comienzos del 2025.

Esta base de datos se actualizará según avance la revisión de los modelos homologados que están entregando los Coordinados. En octubre de 2024 se inició el proyecto EMT-DSA, lo cual implica desarrollar una interfaz de comunicación entre el SCADA y el digital twin para realizar simulaciones dinámicas EMT en tiempo real.

Adicionalmente, el modelo EMT se ha probado para la integración de inversores grid-forming, con el fin de identificar montos mínimos de infraestructura requerida de esta tecnología para asegurar la estabilidad del sistema.

3

Estudio en ambiente EMT para 2026 y 2030 con escenarios con participación instantánea ERV de 75% y 90% respectivamente, incorporando tecnologías grid-forming

Se está trabajando en la creación de los escenarios y de los modelos grid-forming. Los modelos están en etapa de desarrollo y se espera completar a comienzos del 2025.

Durante el año 2023, se presentó un artículo en la conferencia IEEE T&D, denominado “Dynamic Behavior of Grid-forming Inverters in Large-scale Low-strength Power Grids”. Este artículo es un primer intento de modelar y evaluar el comportamiento dinámico, la interacción y el impacto en el SEN al incluir tecnología grid-forming en un escenario con altos niveles de ERV, utilizando el software EMTP.

4

Desarrollo de un proyecto piloto para modelar, simular y probar la tecnología grid-forming en el laboratorio de simulación en tiempo real del Coordinador

Se encuentra instalado con un controlador grid-forming de Huawei en el laboratorio del Coordinador. La etapa de pruebas fue concluida y sus resultados fueron empleados en el documento de requisitos técnicos mínimos para la tecnología grid-forming.

5

Proceso de licitación de demanda responsiva como servicio complementario

Respecto del servicio de Carga Interrumpible, el Coordinador ha efectuado tres licitaciones a la fecha, sin resultar en oferentes adjudicados. Actualmente se está en proceso de cálculo de los requerimientos para el año 2025.

6

Licitación para servicio de inercia y fortaleza de red, para incorporar condensadores síncronos y tecnología grid-forming en el mediano plazo

En mayo de 2024, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudicó la licitación de Servicios Complementarios de Control de Tensión utilizando tecnología de condensadores síncronos, cubriendo exitosamente hasta un 98,9% de los requerimientos. Este proceso busca instalar equipos en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para facilitar el retiro de centrales térmicas a carbón a partir de 2027, sin comprometer la seguridad del servicio. La licitación permitirá proveer estabilidad de tensión, inercia y potencia de cortocircuito por un periodo de 25 años, permitiendo una mayor integración de energías renovables variables y la reducción de costos operacionales del sistema. Los dispositivos instalados contribuirán a la estabilidad de tensión y a la fortaleza de la red eléctrica, siendo un paso clave hacia una operación más segura y económica del SEN.

Se continúa evaluando la necesidad de nueva infraestructura, incluyendo tecnología grid-forming, hacia el año 2030, considerando altos niveles de ERV y los requerimientos de conexión de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

7

Implementación de un procedimiento de homologación y verificación de modelos tipo EMT por las empresas coordinadas para ser incorporado en el digital twin del SEN, en desarrollo

Este procedimiento ya se encuentra publicado desde el año 2022 en el sitio web del Coordinador:

8

Desarrollo de herramientas de monitoreo en tiempo real de variables que midan la robustez y fortaleza de la red, como inercia y nivel de cortocircuito (ESCR)

A la fecha, ya se encuentra implementado este sistema en las herramientas del Centro de Despacho y Control para medir en línea la robustez del sistema.

9

Propuestas a la NTSyCS que incluyan requerimientos para nuevas tecnologías en base a electrónica de potencia y actualización de algunos requerimientos existentes

El trabajo de modificación de la NTSyCS con la CNE se ha iniciado.

Se encuentran publicados en el sitio web del Coordinador documentos de propuestas de Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid-Following (GFL) y Grid-Forming (GFM).

10

Implementación de programación intra-diaria y mejoras a modelos de la operación diaria

A partir del 15 de julio 2024, se inicia proceso formal de la Programación Intra-Diaria, lo que fue informado a los Coordinados mediante carta N° DE 03407-24. Las mejoras previstas contemplan evaluar ajustes en la granularidad y en el horizonte de simulación, considerando las nuevas tecnologías, junto con incorporar nuevas restricciones acordes a los fenómenos intra-horarios y capacidades de las plantas existentes.

11

Implementación de mejoras a modelos de pronósticos de generación (eólica y solar) y demanda

Se ha iniciado el desarrollo de pruebas de un nuevo modelo de pronóstico de demanda para la programación diaria, así como el desarrollo de modelos para pronósticos intradiarios.

Por otra parte, se ha desarrollado una iniciativa piloto cuyo objetivo fue realizar en tiempo real una proyección de generación de corto plazo (de horizonte intrahorario) del recurso solar, eólico y la demanda total. El algoritmo ha presentado un buen desempeño para realizar pronósticos de generación solar y demanda total, y se sigue avanzando para mejorar su desempeño también en condiciones especiales como por ejemplo por temperaturas extremas, eventos de precipitaciones o nubosidad.

12

Suscripción de acuerdos con entidades internacionales para intercambiar experiencias en transición energética

El CEN ha integrado y suscrito diversos acuerdos con distintas organizaciones nacionales e internacionales.

13

Integración de profesionales con las capacidades necesarias para planificar y operar una red 100% renovable

En enero 2024 se realizó una capacitación de EMTP en el Coordinador, donde asistieron 22 profesionales de las gerencias de Operación y de Planificación y Desarrollo de la Red.

El Coordinador se encuentra planificando y gestionando cursos específicos de almacenamiento, HVDC y nuevas tecnologías. Esta capacitación, contempla pasantías de los equipos técnicos de ingeniería, estudios, operaciones y mercados, en operadores, fábricas y empresas, de tal forma, que se sea posible incorporar dichos conocimientos al Coordinador.

Adicionalmente, el Coordinador cuenta con un “Centro del Conocimiento”, el cual desarrolla permanentemente actividades, cuyos objetivos son:

- Acelerar el aprendizaje del Coordinador.
- Promover la integración entre áreas.
- Sistematizar y compartir contenidos

14

Propuesta de hoja de ruta de I2D para la transición energética

El CEN ha adjudicado una consultoría para la elaboración de la Hoja de Ruta de I2D al Centro de Innovación UC. La programación considera el inicio en agosto de 2024 y término en marzo de 2025, cuyos entregables consisten en un plan estratégico y un plan tecnológico de I2D.

Además, se han definido las siguientes acciones adicionales:

15

Impulsar adecuaciones normativas para la determinación de Cortocircuitos en presencia masiva de ERV.

El Coordinador se encuentra realizando un estudio interno para proponer a la autoridad, para la actualización de la metodología más acorde a las características de aporte a la corriente de cortocircuito de las distintas tecnologías de generación ERV.

16

Integración de ERV para la Prestación de SSCC.

Consiste en revisar los incentivos para participar en SSCC, mostrar las ventajas, y proponer eventuales cambios a la regulación del mercado. Adicionalmente, el Coordinador ha requerido la conexión de los parques al AGC.

17

Estudios de largo plazo al 2035 para determinar el impacto del retiro del parque térmico del SEN.

Contempla analizar la confiabilidad del SEN en un escenario extremo de retiro de todas las centrales térmicas, al año 2035, evaluando escenarios de abastecimiento esperados y críticos, a través de estudios de operación económica y estudios eléctricos, con el objeto de identificar necesidades de nueva infraestructura/servicios, medidas operacionales u otras acciones que contribuyan a resguardar la seguridad de suministro y operación a mínimo costo.

18

Desarrollo de un Framework para Pilotos de tecnologías habilitantes para la Transición.

Con esta iniciativa, el Coordinador busca promover la innovación tecnológica, mediante un proceso sistemático y transparente de postulación, evaluación y seguimiento de proyectos piloto.

La información sobre el proceso y los requisitos de postulación se encuentra detallada en la Guía de Desarrollo de Proyectos Piloto en el siguiente enlace:

19

Proyectos de I+D con Academia.

A la fecha se encuentran en desarrollo cinco proyectos de investigación aplicada con financiamiento ANID adjudicados en 2023:

1. Plataforma computacional en línea para la toma de decisiones en sistemas eléctricos con altos niveles de renovables considerando criterios de estabilidad.
2. Aplicación cloud para el cálculo en tiempo real de factores de penalización en el sistema eléctrico nacional mediante redes neuronales profundas.
3. Inercia sintética de turbinas eólicas para sistema eléctricos con alta penetración de energías renovables.
4. Herramienta de apoyo a la planificación de la transmisión resiliente y flexible basada en técnicas avanzadas de descomposición e inteligencia artificial.
5. Prototipo de quemador dual de amoniaco-hidrógeno verde para la descarbonización del sector de generación eléctrica.

20

Desarrollo de criterios de planificación que permitan incrementar la seguridad y resiliencia en los sistemas de transmisión zonal.

La iniciativa consiste en el desarrollo y aplicación de una propuesta de criterios de planificación para la Transmisión Zonal y Resiliencia, que permita identificar los requerimientos de nuevas obras en el sistema de transmisión zonal.

Esta propuesta de criterios considera la visión de los gremios del sector y sus empresas asociadas, a fin de fortalecer el documento con la opinión sobre aspectos que traigan beneficios para abordar problemáticas que se están dando en el crecimiento de la red.

Gerencia de Operación

Fortalecimiento del sistema eléctrico

En el marco del cambio tecnológico que se está dando en el sistema, marcado fundamentalmente por la integración de energías renovables, durante el año 2024, hemos iniciado y dado seguimiento a distintas iniciativas que buscan fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional.

En ese orden de ideas, se llevó adelante la primera licitación por infraestructura en el marco de los Servicios Complementarios de Control de Tensión, y que fue cerrada en mayo de 2024, con la adjudicación de cinco proyectos para proveer potencia de cortocircuito y contribuir a la estabilidad de tensión, elementos claves para dar fortaleza de red en la zona norte, apoyando la integración de energías renovables variables.

Estas iniciativas fueron adjudicadas a las empresas Alupar, Engie y Transelec, y consideran la instalación de condensadores síncronos y la reconversión de una central térmica a carbón en la ciudad de Tocopilla, que fue retirada el año 2022.

La instalación de estos equipos tiene el beneficio de reducir la necesidad de operación de centrales térmicas a carbón en el día por motivos de seguridad, lo que implicará mayor integración de energías renovables y una reducción de los pagos por mínimo técnico que hoy se realizan. En definitiva, esto contribuye a la operación segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional.

Esto incluso fue destacado en los reconocimientos anuales de la Red Pacto Global relacionada con las Naciones Unidas.

*Más información del resultado del proceso en la sección de Licitación de Obras de la Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red.

Despacho Económico automático

Dentro de los avances tecnológicos que ha impulsado el Coordinador para la transformación de los procesos de tiempo real, se encuentra el up-grade del sistema Scada, lo que, entre otros aspectos, permitió acortar brechas de obsolescencia tecnológica y estándares de ciberseguridad y, a la vez, iniciar el proceso de implementación de un despacho económico con restricciones de seguridad automático (SCED).

Durante el 2024, se ha avanzado con los Coordinados en la realización de pruebas de señales SITR e integración del parque generador al SCED, lo que ha permitido contar con 112 unidades generadoras con pruebas SITR exitosas y con 94 unidades generadoras -de distintas tecnologías- integradas ya al SCED.

Asimismo, durante el 2024 se realizaron pruebas integrando el SCED, con un universo específico de estas unidades, lo que permitió verificar su funcionamiento, así como también realizar pruebas de adaptaciones que han sido implementadas acorde al mercado local.

Una vez integradas todas las señales y unidades, así como también terminada la fase de adaptación, como primera etapa -y en período de marcha blanca- se prevé emitir consignas automáticas de prorrata a unidades de igual costo variable, lo que permitirá mejorar la eficiencia y trazabilidad de este proceso, tanto en la emisión como en la ejecución de la instrucción de ajustes de generación.

Desempeño de los Servicios Complementarios

Durante el año 2024, el Coordinador avanzó en el proceso de Verificación de Servicios Complementarios, una tarea que consiste en la realización de ensayos en instalaciones del sistema eléctrico, con el fin de comprobar que estas, mediante sus recursos técnicos, puedan participar efectivamente en la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), determinando tanto las características como la magnitud de dicha participación.

Para esto, el Coordinador debe evaluar los antecedentes de los expertos técnicos encargados de los ensayos, revisar los procedimientos y protocolos que regirán las pruebas, coordinar su ejecución y, finalmente, analizar los informes técnicos con los resultados, a fin de otorgar la verificación correspondiente a los recursos evaluados.

Al cierre del 2024, se logró la verificación de un número importante de instalaciones:

10
en Control Primario de Frecuencia (CPF): 6 solares, 1 eólica y 3 térmicas;

62
en Control Secundario de Frecuencia (CSF): 36 térmicas, 11 eólicas, 8 solares y 7 hidráulicas de embalse;

39
en Control Terciario de Frecuencia (CTF): 11 solares, 9 hidráulicas de pasada, 15 térmicas, y 4 eólicas;

31
en Control de Tensión: 8 solares, 7 hidráulicas de pasada, 3 eólicas, 11 térmicas, 1 statcom y 1 reactor.

6
unidades en PRS – Partida Autónoma: 4 térmicas y 2 hidráulicas de embalse, y

46
equipos de vinculación.

La gran parte de estas instalaciones verificadas corresponden a centrales de Energías Renovables Variables (ERV), alcanzando una capacidad verificada de 189 MW en CPF, 1.650 MW en CSF y 1.622 MW en CTF.

Esto tuvo un impacto directo en la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Un hito especialmente relevante se produjo desde el 18 de octubre de 2024, cuando, por primera vez, la totalidad de la reserva destinada al Control Secundario de Frecuencia fue prestada exclusivamente por centrales renovables en algunas horas del horario diurno. Este logro fue ampliamente reconocido y destacado en diversos medios nacionales.

Mirando hacia adelante, durante 2025 se continuará con este proceso de verificación. Para ello, se publicó un cronograma actualizado y se revisaron y actualizaron las guías técnicas correspondientes a los servicios de control de frecuencia y tensión, asegurando así un marco claro y actualizado para el cumplimiento de los próximos desafíos.

Recomendación para incorporar nuevas tecnologías

Como una forma de contribuir a la actualización de nuestro código de red (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio), se publicaron dos documentos con requerimientos mínimos para las tecnologías basadas en inversores, tanto para los del tipo Grid Following, como Grid Forming, que son el fruto de un trabajo cooperativo con instituciones internacionales como el GPS-T y EPRI.

Los inversores son una tecnología que funciona en plantas renovables, como las solares y eólicas, y sistemas de almacenamiento, permitiendo transformar y adaptar la corriente continua que generan en corriente alterna, para que pueda aportar al sistema. En el marco del proceso de transición hacia una red dominada por este tipo de tecnologías, es imperativo avanzar en requisitos técnicos para su implementación, en línea con el objetivo de avanzar hacia la carbono neutralidad y garantizar una operación segura y confiable.

Es importante recalcar que la propuesta de requisitos GFM fue respaldada con simulaciones en el software EMTP® con un modelo GFM OEM (Original Equipment Manufacturer) y con pruebas del tipo Hardware-in-the-loop (HIL) con un controlador GFM real en el laboratorio del Coordinador. Lo anterior, como parte de los acuerdos de colaboración que el Coordinador tiene con los fabricantes de tecnología Grid-Forming SMA Solar Technology AG y Huawei Digital Power, así como con el desarrollador del software EMTP®, PGSTech.

Estas propuestas tienen como objetivo aportar a la definición de estándares mínimos para asegurar que los nuevos recursos en base a inversores que se integren al sistema contribuyan a la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica, constituyéndose en un insumo relevante en la discusión para la actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que está liderando la Comisión Nacional de Energía.

Pruebas en el Laboratorio de Simulación en Tiempo Real

El Coordinador ha implementado un Laboratorio de Simulación en Tiempo Real, el que cuenta con equipos que permiten hacer análisis respecto de una serie de fenómenos que se pueden producir en la red.

Dentro de las diversas actividades del laboratorio destacan las siguientes:

- **Desarrollo de la plataforma online EMT-SCT** (EMT-Study Connection Tool) para que los Coordinados puedan realizar estudios de conexión de sus proyectos con la base de datos completa del sistema, resguardando su privacidad y los derechos de propiedad intelectual de sus tecnologías.
- **Desarrollo de una plataforma EMT-DSA** (EMT-Dynamic Security Assessment) mediante el Digital-Twin /DT) del Sistema Eléctrico Nacional en el software EMTP®. Es una tarea ya en desarrollo que permitirá tener, en el despacho, una evolución online de la seguridad y estabilidad de la red. Esta es una tarea en desarrollo

Modelación y Estudios EMT

En este ámbito, el Laboratorio está llevando a cabo iniciativas vitales para el sistema, entre ellas:

- Revisión e inserción en nuestra base de datos EMTP de gran escala, de los modelos EMT de los Coordinados. Esta iniciativa es clave para tener una representación del sistema fidedigna y que refleje el verdadero comportamiento dinámico del SEN. El éxito de esta iniciativa depende de que los Coordinados entreguen los modelos respaldados por los mismos fabricantes de sus equipos.
- Estudio de verificación dinámica del SEN ante condiciones de baja fortaleza de la red para escenario al año 2025/2026.
- Estudios de confiabilidad del SEN al año 2030, con la incorporación del proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre.

Programación Intradiaria

Luego de un importante trabajo de revisión internacional de herramientas y modelos disponibles, de diseño, desarrollo e implementación -que adicionalmente abarcó un período de marcha blanca conjunto con los Coordinados de aproximadamente un año-, el 15 de julio de 2024 el Coordinador introdujo formalmente en el mercado eléctrico chileno el proceso vinculante de Programación Intradiaria, que corresponde a una co-optimización del mercado de energía y servicios complementarios, en la operación en tiempo real.

Este importante hito, que transforma el proceso de toma de decisiones de operación del parque generador, vía la actualización de la programación del día anterior a las condiciones de operación en tiempo real, forma parte de los objetivos de transformación que ha estado impulsando el Coordinador en el Centro de Despacho y Control, en particular para actualizar y automatizar los procesos de operación en tiempo real, como lo son la programación de la operación y el despacho económico.

Desde que entró en régimen, se realizaron 125 publicaciones vinculantes de Programación. En este período, se recibieron 24 observaciones por parte de las empresas.

Gerencia de Mercados

Plataforma de Pronósticos

Durante el año 2024, la plataforma de pronósticos del Coordinador Eléctrico comenzó a recibir mediante herramientas de programación (API) los pronósticos de generación de centrales eólicas y fotovoltaicas, donde al cierre del año, ya se lograba más del 90% de las centrales que operan en la red.

Este paso permite establecer las bases que permitirán un manejo adecuado de la gran cantidad de información que se requiere contar, considerando los proyectos de generación basados en energías renovables que se encuentran en construcción.

Además, permite adelantarse a las necesidades que implicarán en el futuro los sistemas automatizados de operación del sistema eléctrico.

Mejora en la experiencia de usuarios en plataforma de costos variables y de combustibles

Con el propósito de optimizar la experiencia de los usuarios internos y externos, se ha diseñado un plan de mejora para la plataforma Sistema de Costos Variables e Información de Combustibles (SCVIC), el que busca optimizar su usabilidad y acceso a la documentación relevante, con énfasis en los informes de combustibles, la verificación de stock y la declaración de costos de partida y detención.

Para 2025 está prevista la continuidad de estas iniciativas, con el objetivo de fortalecer la calidad de la información disponible y mejorar la interacción con el sitio web.

El ejercicio pasado, el SCVIC procesó un promedio mensual de 1.828 declaraciones, sujetas a revisión y aprobación por parte del Departamento de Análisis Económico, volumen que se estima estable para este año.

Este proceso fue acompañado con talleres, los que se vienen realizando desde 2023. Concretamente, en 2024 se realizaron dos sesiones de orientación y capacitación sobre los procesos de declaración de costos y el uso de la plataforma, cada una con más de 100 asistentes.

Plataforma Balance Comercial

En noviembre de 2024 comenzó a funcionar una nueva plataforma de Balance Comercial, que permitirá incorporar módulos de cálculo, revisión y reporte de todo este proceso, en línea con los requerimientos normativos, que establecen la necesidad de contar una plataforma que garantice el registro, la trazabilidad y la transparencia por parte de los Coordinados, de todos los antecedentes requeridos para la determinación de las transferencias económicas.

Esta plataforma cuenta con una sección interna para uso del Coordinador, donde se valida las diversas fuentes de datos de entrada al proceso, ejecución del Balance físico del Sistema Eléctrico Nacional y la posterior valoración y determinación del balance comercial de cada coordinado, dejando de manera pública todos los resultados de los cálculos y antecedentes respectivos.

En el proceso de marcha blanca se han recibido observaciones de los coordinados y se ha depurado la operativa en la plataforma. Con esto, se espera que el funcionamiento en régimen de este desarrollo se produzca a fines del primer semestre de 2025.

Cadena de Pagos del Mercado de Corto Plazo

Respecto de la cadena de pagos, durante el ejercicio pasado se aplicó el Procedimiento Interno Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo, el que había sido publicado 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 millones. Durante el año, se aceptaron 120 instrumentos de garantía, de los cuales cinco correspondieron a póliza de seguro de crédito.

En cuanto al proceso de cálculo anual 2025, el monto garantizado alcanza a $ 303.669 millones, y se han aceptado hasta la fecha 74 instrumentos de garantía, incluyendo cinco pólizas de seguro de crédito.

Además, en noviembre de 2024, la firma IVM llevó a cabo una capacitación de Póliza de Seguros en el Mercado Eléctrico Nacional, dirigida a las Gerencias de Mercados y de Administración y Finanzas. El objetivo fue instruir al Coordinador en aspectos generales de seguros en Chile, los tipos de pólizas en el mercado, así como el cobro y ejecución de la póliza de crédito.

Trazabilidad de energías renovables a través de RENOVA

El 2024 se entregó el balance anual del Registro Nacional de Energías Renovables (RENOVA) correspondiente al año 2023.

En el ejercicio se acreditaron 19.991 GWh de energía renovable, cifra que representa un aumento de 68% respecto del balance del año 2022 (11.874GWh).

Dicha energía fue adquirida por más de 203 usuarios finales a través de contratos de suministro, de los cuales 168 alcanzaron un factor de emisión propio igual a cero. Adicionalmente, se determinó el factor de emisión residual de la red, el cual alcanzo el valor de 0,3146 tCO2eq/MWh.

Las regiones con mayor producción de energía renovable fueron Antofagasta, RM, Valparaiso, Atacama. El consumo es mayoritariamente del sector de la gran minería.

Energía trazada y empresas que participan en el programa

	Energía Trazada [GWh]	N° de Empresas
2020	4.067	15
2021	7.812	70
2022	11.874	177
2023	19.991	206

Estudio Confiabilidad del SEN: escenario operación sin carbón al año 2030

El año 2024 se desarrolló el estudio de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en un escenario donde no hay operando centrales térmicas a carbón al 2030, esto con miras a determinar la viabilidad de ese supuesto, considerando que el retiro de centrales térmicas a carbón se ha ido acelerando, con la desconexión de 1.700 MW a 2024, a los que se podrían sumar del orden de 1.100 MW a 2026.

Este informe es un paso clave en el camino hacia un sistema eléctrico que puede llegar a ser operado con recursos 100% renovables.

El reporte se centra en tres pilares para asegurar una transición energética ordenada:

- Un plan de obras indicativo que muestra la infraestructura necesaria para que el sistema pueda operar sin las centrales térmicas a carbón.
- Análisis de Suficiencia Operacional, donde se estudia la capacidad del sistema para abastecer la demanda de energía y potencia en escenarios normales y críticos, considerando la variabilidad de las fuentes renovables, la incertidumbre hidrológica e indisponibilidades prolongadas de algunas centrales térmicas y parques eólicos.
- Análisis de Seguridad del Servicio, donde se evalúa la respuesta del sistema ante contingencias operativas, tales como fallas en líneas de transmisión o en unidades generadoras

Una de las conclusiones del estudio es que en condiciones normales de operación y para condiciones hidrológicas media y seca, se podrían retirar todas las centrales a carbón sin comprometer el abastecimiento ni la seguridad de servicio del Sistema Eléctrico Nacional.

Además, según las simulaciones, se requieren del orden de 15.000 MW de nueva capacidad instalada de generación y almacenamiento, equivalente a unos US$ 13.000 millones de inversión.

En este escenario, las Energías Renovables Variables (ERV) podrían cubrir hasta el 70% de la demanda eléctrica del año 2030. Al sumar el aporte hidroeléctrico, la participación de fuentes renovables alcanzaría entre un 84% y 93% de la generación anual.

Nueva versión del modelo de optimización de Programación a Largo Plazo para la incorporación de sistemas de almacenamiento con capacidad regulación intradiaria

El año 2024 se desarrolló internamente una nueva versión del modelo de Programación a Largo Plazo (PLP) utilizado en la programación de la operación y en otros procesos que conduce el Coordinador, con el objetivo de representar la participación de sistemas de almacenamiento con capacidad de regulación intradiaria, como Battery Energy Storage System (BESS), en la optimización de mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

Accede a la documentación de este proceso:

Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red

Procedimiento Interno de Interconexión de Proyectos

El 15 de junio del año 2024 entró en vigor el Procedimiento de Interconexión de Proyectos, documento que consolida los requerimientos, metodologías de trabajo y plazos a considerar por todo interesado en interconectar proyectos al Sistema Eléctrico Nacional.

El proceso de interconexión de instalaciones al Sistema Eléctrico Nacional se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS 125/2017) y el Anexo Técnico Requisitos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SEN.

Este procedimiento establece los requisitos para que las empresas solicitantes inicien el proceso de conexión de proyectos, incluyendo infraestructura gatillada en el marco de la aplicación del régimen de acceso abierto, planes de expansión adjudicados y obras urgentes autorizadas por la Comisión Nacional de Energía, asociados a nuevas instalaciones (NI), modificaciones relevantes (MR) y no relevantes (MNR), así como también los requerimientos para la gestión del proceso de conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y la desconexión, cese o retiro de instalaciones.

La publicación de este procedimiento entrega a las empresas coordinadas, desarrolladores e industria en general los lineamientos detallados respecto del adecuado cumplimiento y ejecución de las funciones y obligaciones del Coordinador, empresa solicitante y empresas involucradas en materia del proceso de interconexión de proyectos.

Trabajo Propuesta Plan De Expansión de la Transmisión

En el marco de nuestro rol dentro del proceso de expansión de la transmisión, el 22 de enero de 2024 se envió a la autoridad una propuesta, la que fue complementada el 1 de julio. En ella, se incluían 18 obras de transmisión nacional por US$ 681 millones, y 79 obras de transmisión zonal por US$ 546 millones.

Esta propuesta tiene por objetivo optimizar el uso de la red nacional y minimizar congestiones de manera eficiente. En cuanto a las obras de transmisión zonal, buscan asegurar el abastecimiento a los clientes, así como fortalecer las regiones con déficit de infraestructura energética, tales como Maule y Ñuble.

Tras concluir el proceso PET 2024, el Coordinador desarrolló la propuesta anual de expansión de la transmisión 2025, enfocada en responder al crecimiento de la red, cumpliendo con lo establecido en la legislación e incorporando los desafíos de una matriz descarbonizada, resiliente y segura.

Para ello, el Coordinador mantuvo un trabajo colaborativo con la industria, realizando talleres específicos junto a 9 asociaciones gremiales, entre mayo a septiembre. El objetivo fue perfeccionar la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión para el año 2025, en aspectos como la metodología de diagnóstico, explorando alternativas de proyectos, y consolidando criterios de planificación de la transmisión zonal, resiliencia y requerimientos reactivos en dichas redes. Como resultado, el Coordinador recibió 35 propuestas de los gremios, 16 fueron incorporadas en la propuesta presentada en enero de este año.

La propuesta de expansión 2025 incluye 8 proyectos de transmisión nacional, con una inversión referencial de US$ 459 millones, destinados a garantizar la suficiencia y eficiencia del sistema eléctrico, además de fomentar la competencia y fortalecer la oferta. Además, considera 31 proyectos de transmisión zonal, con una inversión de US$ 249 millones, enfocados en resolver los déficits de seguridad de abastecimiento en diversas regiones. En definitiva, la propuesta está orientada a solucionar las problemáticas identificadas y asegurar la capacidad de transmisión para enfrentar los desafíos futuros del sistema eléctrico.

Distribución de proyectos por cantidad

	N° Obras
Transmisión Nacional Nueva	6
Transmisión Nacional Ampliación	2
Transmisión Zonal Nueva	6
Transmisión Zonal Ampliación	25

Distribución de proyectos por valor de inversión referencial

	VI Ref. MM US$
Transmisión Nacional Nueva	391
Transmisión Nacional Ampliación	68
Transmisión Zonal Nueva	108
Transmisión Zonal Ampliación	141

Revisa el documento completo

Informes: H2V y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional

En el marco de su visión prospectiva, sobre el desarrollo del sistema eléctrico, el Coordinador ha identificado la necesidad de estudiar la infraestructura requerida para impulsar la industria emergente del hidrógeno verde (H2V).

Durante el año 2024 se llevó a cabo un primer estudio que analizó el potencial de desarrollo de H2V en la región de Antofagasta, identificado proyectos y áreas aptas para este tipo de consumos. El análisis se basó en el escenario denominado "rumbo al carbono neutralidad" del Ministerio de Energía, elaborado en el contexto de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).

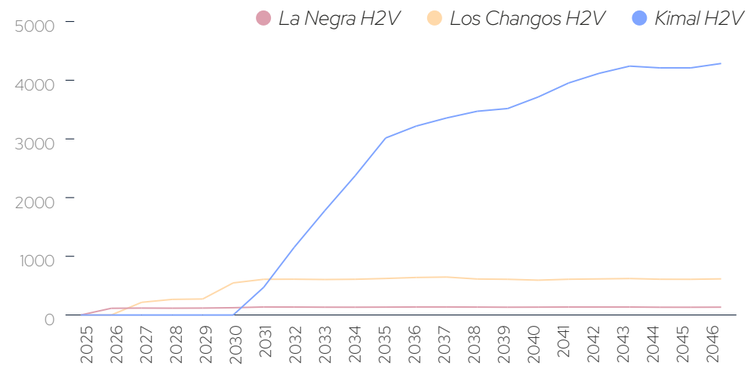
El estudio estimó una demanda de 150 TWh al año 2040, con una concentración predominante en la zona de Kimal. Para abastecer esta demanda, proyectó el desarrollo de 45 GW de generación con una matriz compuesta por energía solar fotovoltaica (46%), baterías (25%), energía eólica (23%) y tecnología CSP (6%).

El análisis también identificó la necesidad de nuevas obras en la transmisión, incluyendo una unidad de transformación en la Subestación Kimal y la expansión del sistema de transmisión que abastecería la S/E Liqcau, con una inversión estimada de US$ 60 millones. Además, se evaluaron escenarios alternativos para el desarrollo de H2V en las subestaciones Los Changos, Llullaillaco y Likanantai, que requerirían nuevas obras por hasta US$ 117 millones.

Finalmente, se determinó que los proyectos de H2V podrían aprovechar las líneas de transmisión actualmente utilizadas por centrales térmicas a carbón, que estarán fuera de servicio al 2040. Para ello, se requerirían obras nuevas o de ampliación, gestionadas como obras urgentes, facilitando así la integración eficiente del H2V al Sistema Eléctrico Nacional.

A continuación, se presentan gráficas que reflejan la demanda proyectada y la localización de los proyectos evaluados.

Demanda de H2V proyectada en las subestaciones Kimal, Los Changos y La Negra



Nuevos módulos para el seguimiento de Obras de Transmisión

En 2024, se concretó el proyecto de mejoras en la plataforma de seguimiento de obras bajo la supervisión del Coordinador. Esto incluyó acciones de difusión dirigidas al mercado, mediante reuniones y webinars. Este enfoque colaborativo resultó en mejoras significativas en la vista pública de la plataforma, destacando el refuerzo de dos aspectos claves:

1. Disponibilidad de información

Para ampliar el acceso a información relevante sobre las obras en supervisión, se implementaron las siguientes mejoras:

- Nuevo módulo de hitos. Permite visualizar el estado de los hitos de la obra y descargar informes o actas, según el tipo de obra, acreditando el estado de cumplimiento de cada uno de ellos.
- Optimización de la página principal: Se incorporaron ajustes en la vista pública, alineados con las necesidades y sugerencias del mercado, proporcionando una visión general clara del estado de las obras.

2. Disponibilidad de material de apoyo

- Creación de un espacio estructurado por niveles para organizar y facilitar el acceso a material de apoyo útil para los usuarios de la plataforma.

Estas mejoras se suman a las implementadas previamente, como la incorporación de reportes y gráficos para obtener estadísticas generales sobre el estado de avance de las obras supervisadas por el Coordinador.

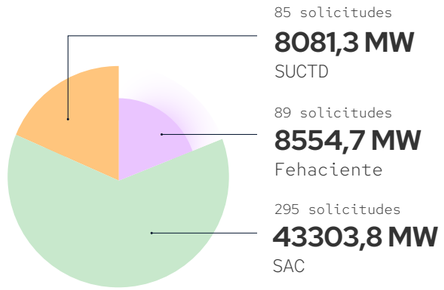
Con base en la retroalimentación de la industria, se continuará trabajando en nuevas optimizaciones, con el objetivo de mejorar la experiencia de los usuarios y fortalecer la transparencia hacia el mercado.

Te invitamos a conocer la plataforma

Gestión de solicitudes de Acceso Abierto

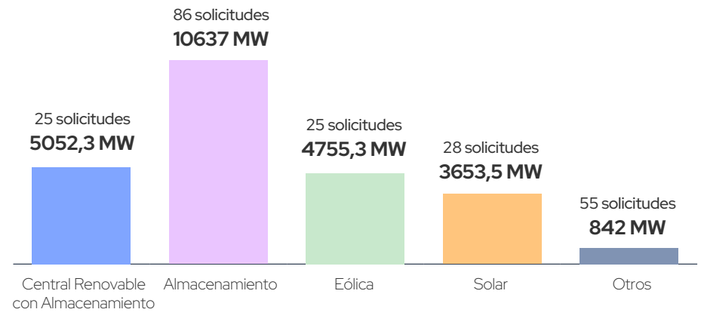
En 2024, el Coordinador recibió un total de 469 solicitudes de conexión para ser tramitadas bajo el marco del régimen de Acceso Abierto, estableciendo un récord histórico en la cantidad de solicitudes anuales desde el año 2017. Este número supera en más del 20% las 369 solicitudes recibidas en 2023.

Solicitudes ingresadas según tipo de proceso

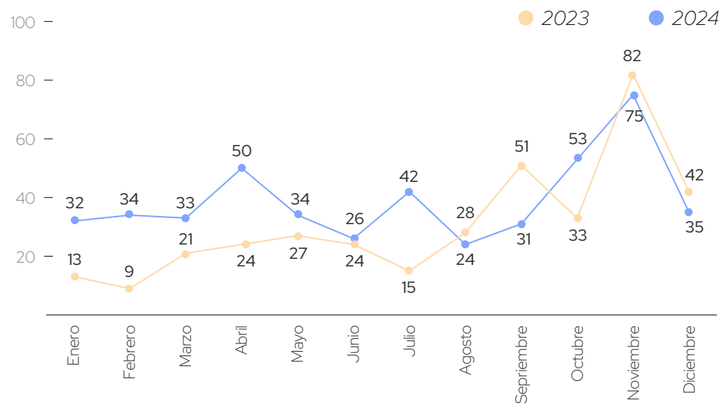


En 2024, el Coordinador aprobó un total de 219 solicitudes de conexión, que representa la cifra más alta de aprobaciones en un año calendario desde 2017. Asimismo, hay que mencionar que dichas aprobaciones experimentaron un aumento de un 49% respecto de las del mismo periodo del año anterior, en el que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

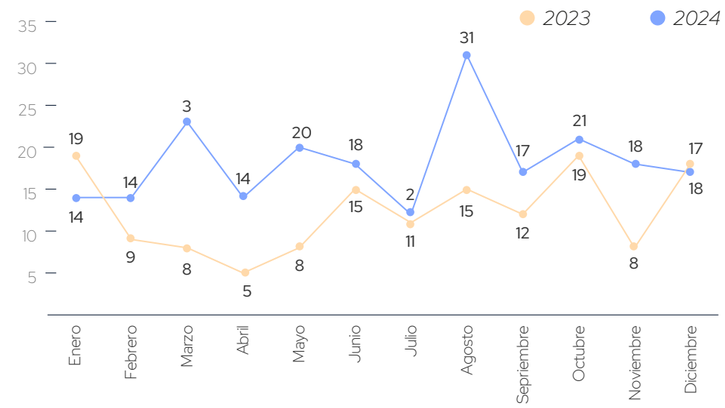
Solicitudes aprobadas en 2024 por tipo de tecnología



Comparación de cantidad solicitudes ingresadas en 2023 y 2024



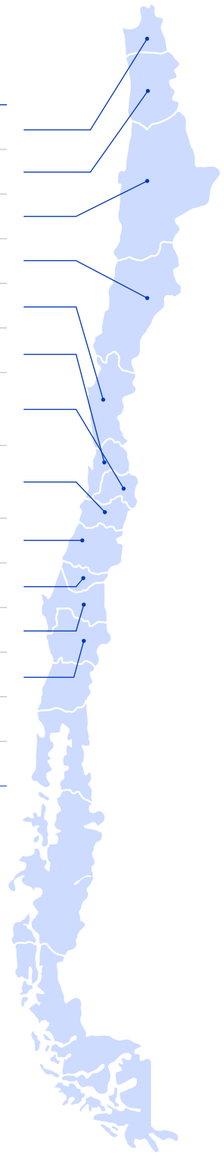
Comparación de la cantidad de solicitudes aprobadas en 2023 y 2024



Del total de solicitudes aprobadas, destacan 111 solicitudes de conexión para proyectos que consideran almacenamiento, como Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía. La potencia y capacidad de almacenamientos de estos proyectos suma aproximadamente 15.671,3 MW y 110.407,5 MWh, respectivamente. Estas solicitudes representan alrededor de un 51% del total de las aprobaciones otorgadas por el Coordinador durante el año 2024.

Las solicitudes de conexión aprobadas bajo el régimen de acceso abierto para proyectos que contemplan almacenamiento, se concentran principalmente en la zona norte del sistema.

Región	Central Renovable con Almacenamiento MW	Almacenamiento MW
Arica y Parinacota	335	331
Tarapacá		842
Antofagasta	1350	3458,4
Atacama	518,3	2109,4
Coquimbo	130	1156
Valparaíso		240
Metropolitana de Santiago	800	633
Libertador General Bernardo OHiggins	231	516,2
Maule	200	168
Ñuble	766	345
Biobío	42	580
La Araucanía	300	20
Los Ríos	300	150
Los Lagos	80	70



Gestión de Conexiones

Durante el 2024, El Coordinador gestionó con éxito el proceso conexión de 376 proyectos, superando los 337 proyectos gestionados el 2023.

De este total de proyectos, se otorgó la Entrada en Operación a 109 proyectos de Modificaciones Relevantes de instalaciones existentes y Nuevas Instalaciones, 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 Modificaciones No Relevantes (MNR), representando un 39,6% del total de proyectos.

Este patrón también se refleja en la bolsa actual de proyectos en gestión de conexiones, que incluye 807 proyectos, de los cuales cerca del 70% son de tipo PMGD y Modificaciones No Relevantes.

Desde el punto de vista geográfico las solicitudes se concentran en las regiones Metropolitana, de Valparaíso, Biobío y Antofagasta.

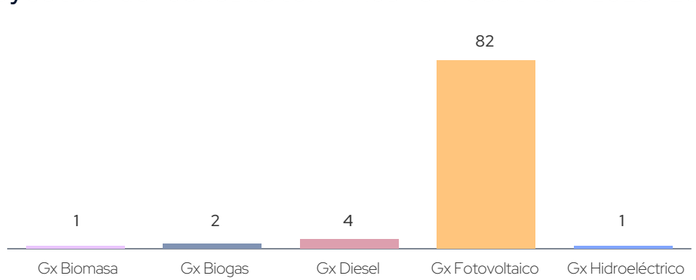
Evolución de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

A finales de diciembre de 2024, se actualizó el stock de proyectos PMGD en gestión de conexión, considerando aquellas iniciativas 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.

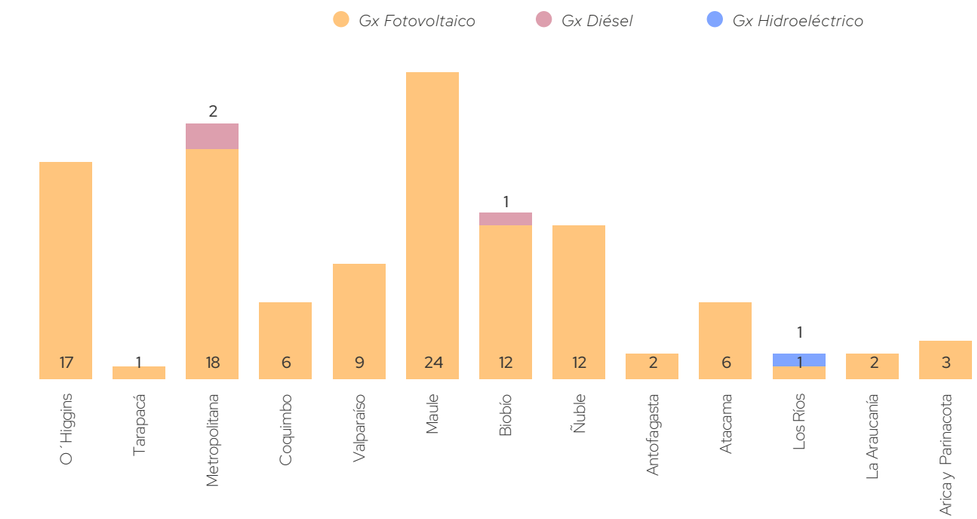
Proyectos de Generación PMGD en Gestión 2018-2024



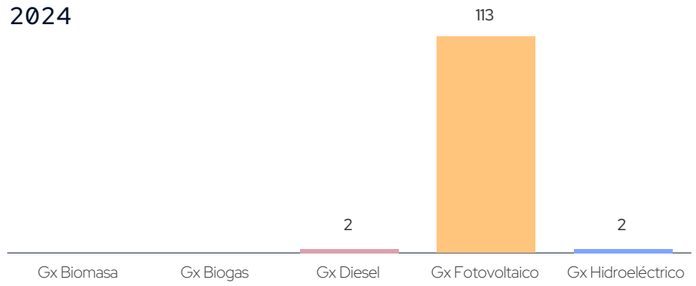
Durante el ejercicio se otorgó la Entrada en Operación a 117 proyectos PMGD, lo que resulto en una capacidad total de 539,43 MW netos.

En el siguiente gráfico se muestra la distribución de estos proyectos en operación por región y tecnología.

Proyectos con Entrada en Operación por región



Proyectos con Entrada en Operación por tecnología en 2024



Proyectos PMGD con Entrada en Operación mensual en 2024

Distribución mensual de proyectos por cantidad y potencia [MW]

	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	Nov-23	Dic-23	TOTAL
Cantidad	16	8	8	7	21	7	8	10	4	11	7	10	117
Potencia neta [MW]	69,47	31,63	50,3	31,65	77,35	33,76	44,52	38,58	28	51,34	34,28	48,55	539,43

Evolución del Almacenamiento

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.

Proyectos BESS en proceso de Conexión

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

Proyectos BESS en Operación

Nombre	Nombre Proyecto	Región	Potencia [MW]	Energía [MWh]
Ampliación Andes Solar IIB + Bess	En Operación	Antofagasta	17	85
BESS Diego de Almagro Sur	En Operación	Atacama	8	32
BESS PFV Salvador	En Operación	Atacama	50	250
BESS Coya	En Operación	Antofagasta	139	638
BESS Parque Eólico La Cabaña	En Operación	La Araucanía	32	64
BESS Uribe Solar	En Operación	Antofagasta	2,5	4,6
BESS PV San Andrés	En Operación	Atacama	35	175
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	En Operación	La Araucanía	33	65,6
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	En Operación	Metropolitana	67	120
BESS Sistema de Almacenamiento Subestación Nueva Imperial	En Operación	La Araucanía	5,2	26
Andes IV Solar Fotovoltaico + BESS	En Operación	Antofagasta	130	650
Ampliación Andes Solar IIA + BESS 80MW	En Operación	Antofagasta	80	268,8
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	En Operación	Metropolitana	60	120
		Total	**658,7**	**2499**

Licitaciones de los Planes de Expansión

El Coordinador Eléctrico es el responsable de llevar a cabo licitaciones públicas internacionales para adjudicar las obras incluidas en los decretos que fijan las Obras Nuevas y/o de Ampliación del sistema de transmisión, aprobados por el Ministerio de Energía, así como infraestructura nueva.

A partir de la publicación, el 27 de diciembre de 2024, de la Ley N° 21.721, conocida como Ley de Transición Energética, la responsabilidad de licitar las obras de ampliación recaerá en los propietarios de las instalaciones.

Durante 2024 se realizó el llamado a licitación de cuatro procesos, de los cuales dos estaban asociados al Plan de Expansión 2023 y dos procesos de relicitación por artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

Dichos procesos de licitación son los siguientes:

- Obras de Ampliación Contempladas en Decreto Exento N°4/2024, Relicitación del Decreto Exento N°200/2022, Ambos del Ministerio de Energía, y Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 del Reglamento de los sistemas de transmisión y de la Planificación de la Transmisión.
- Obras Nuevas Fijadas por Decreto Exento N°58/2024 y los Derechos de Construcción de las Obras de Ampliación Fijadas por Decreto Exento N°04/2024, ambos del Ministerio de Energía.
- Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 (157-2) del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión - Obras Con y Sin Avance en Construcción.
- Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 (157-3) del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión - Obras Con y Sin Avance en Construcción, Licitación de Obras de Ampliación del DE 200 de 2022 y relicitación de Obras de Ampliación del DE 4 de 2024.

La información de los procesos mencionados se puede encontrar en

Los procesos finalizados durante 2024 y primer trimestre de 2025 fueron los siguientes:

- Construcción y Explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito (Acta de Adjudicación: 01-06-2024)
- Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 (157-1) del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Acta de Adjudicación: 24-06-2024)
- Obras De Ampliación Contempladas En El Decreto Exento N°4/2024, Relicitación Del Decreto Exento N°200/2022 (Acta de Adjudicación: 22-11-2024)
- 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 (Acta de Adjudicación: 06-02-2025)

Los procesos en curso al cierre de este reporte corresponden a:

- Relicitación De Obras De Ampliación Vía Art. 157 (157-2) del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión - Obras Con y Sin Avance en Construcción.
- Relicitación De Obras De Ampliación Vía Art. 157 (157-3) del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión - Obras Con y Sin Avance en Construcción, Licitación de Obras de Ampliación del DE 200 de 2022 Y Relicitación de Obras de Ampliación del DE 4 de 2024.
- Obras Nuevas Fijadas por Decreto Exento N°13/2025 del Ministerio De Energía.

A continuación, se detallan los resultados de los procesos finalizados en 2024:

- En cuanto al proceso Construcción y Explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito, se recibieron ofertas de 6 participantes de un total de 10 inscritos, equivalente a un 60% de participación. Así, la evaluación de ofertas administrativas, técnicas y económicas del proceso arrojó el siguiente resultado:

Ofertas	
Ofertas Presentadas	15
Ofertas Adjudicadas	5

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

- En cuanto al proceso de Relicitación de Obras de Ampliación Vía Art. 157 (157-1) del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, que incluyó un total de 5 obras de ampliación, se recibieron ofertas de 1 participantes de un total de 1 inscritos, equivalente a un 100% de participación. No se adjudicaron obras.

Item	N°	%
Obras Licitadas	5	NA
Adjudicadas	0	0%
Desiertas	5	100%

- En cuanto al proceso de Obras de Ampliación Contempladas en el Decreto Exento Nº4/2024, Relicitación del Decreto Exento Nº200/2022, que incluyó un total de 39 obras de ampliación, se recibieron ofertas de 10 participantes de un total de 17 inscritos, equivalente a un 59% de participación. Se adjudicaron 25 obras, equivalente a un 64% del total de obras.
  Los Valores de Inversión adjudicados correspondieron a un 158% del VI referencial total de proceso.

Así, la evaluación de ofertas administrativas, técnicas y económicas del proceso arrojó el siguiente resultado:

Item	N°	%
Obras Licitadas	39	100%
Adjudicadas	25	64%
Desiertas	14	36%

Item	MM US$
VI Referencial del Proceso	229,20
VI Referencial Obras Adjudicadas	190,56
VI Max. Obras Adjudicadas	292,40
VI Obras Adjudicadas	361,01

- En cuanto al proceso de 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, que incluyó un total de 15 obras nuevas y 5 obras de ampliación, se recibieron ofertas de 8 participantes de un total de 9 inscritos, equivalente a un 89% de participación. Se adjudicaron 9 obras, equivalente a un 45% del total de obras.
  Los VATT adjudicados, en comparación con el VATT Máximo definido por la CNE para el proceso correspondió a un 75%.

Así, la evaluación de ofertas administrativas, técnicas y económicas del proceso arrojó el siguiente resultado:

Item	Obras licitadas	Obras adjudicadas
Obras Nuevas	15	9
Obras de Ampliación	5	0
Total	20	9

Item	MM US$
VATT Adj.	25,84
VATT Max Obras Adj.	34,39

Procesos Obras de Ampliación (OA)

A continuación se muestra un análisis que comprende los nueve procesos licitatorios de Obras de Ampliación que a la fecha de este reporte se encuentran finalizados, para observar su comportamiento y las diferencias entre los distintos Valores de Inversión de los procesos de Obras de Ampliación No Condicionadas. En la última barra, se presenta el promedio de todos los procesos realizados, donde se aprecia una diferencia entre el VI adjudicado vs. el VI Máximo para obras adjudicadas, que va desde un 9% hasta un 36%, con un promedio de los resultados por proceso de un 25%.

Cabe destacar, que para el caso del proceso 04 OA+ 200 OA, existieron obras en las cuales la Comisión Nacional de Energía no estableció un valor máximo en su resolución, por lo tanto, la gráfica mostrada no considera dichas obras dentro de los cálculos.

Es preciso señalar que los decretos de los procesos 418 OA-1°,2° y 3°, no establecían un VI referencial, y para efectos de poder comparar los procesos, se ha transformado el AVI+COMA referencial a VI referencial, considerando una tasa de interés de 7% en un periodo de 20 años.

Como resultado de los nueve procesos, se han adjudicado 227 obras con un valor de inversión de US$ 1.549 millones.

227

obras

Proceso Obras Nuevas (ON)

A continuación se muestra un análisis que comprende los nueve procesos licitatorios de Obras Nuevas (ON) que en algunos casos incorporan Obras de Ampliación Condicionadas (OAC), que a la fecha de este reporte se encuentran finalizados.

Se puede observar el comportamiento de los distintos Valores Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de los procesos realizados. En la última barra se presenta el promedio de todos los procesos realizados, donde se aprecia una diferencia entre el VATT adjudicado vs el VATT Máximo para las obras adjudicadas que va desde un 33% hasta un 141%, con un promedio de los resultados por proceso de un 72%.

Para efectos de análisis, se han transformado los VI adjudicados de las Obras de Ampliación Condicionadas de los respectivos procesos a VATT, considerando una tasa de interés de 7% en un periodo de 20 años.

De este modo, en estos procesos se han adjudicado 86 Obras Nuevas (ON) y 36 Obras de Ampliación Condicionadas (OAC), con un VATT de US$ 266,8 millones.

86

Obras Nuevas

36

Obras de Ampliación Condicionadas

Supervisión y Control de obras

El Coordinador tiene a su cargo la Auditoría y Seguimiento Técnico de la ejecución de los proyectos licitados para ampliar el sistema Nacional y los sistemas zonales. El objetivo de estas auditorías es el monitoreo del cumplimiento de los plazos, hitos relevantes y características técnicas de los proyectos, conforme a lo establecido en las Bases de Licitación y/o Decretos de Adjudicación, incluyendo el deber de informar a la autoridad competente de singularidades que pongan en riesgo el cumplimiento de los plazos de ejecución de un proyecto.

Algunas de las actividades que ejecuta el Coordinador para dar cumplimiento a la auditoría y seguimiento de los proyectos son:

- Visitas a terreno para verificar el avance de las obras.
- Reuniones mensuales con adjudicatarios de obras nuevas para revisar el avance de los proyectos, las cuales se ejecutan en conjunto con el equipo auditor contratado para dar seguimiento a las obras.
- Notificar al Ministerio de Energía de los cumplimientos, incumplimientos y prórrogas de hitos relevantes sujetos a Boletas de Garantías y/o multas, quedando en manos de dicho ministerio la definición de su cobro. Acción realizada para cada hito relevante del proyecto.
- Tener disponible en plataforma de seguimiento los informes de avance de los proyectos.
- Reportar bimestral a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), informando el estatus general de los proyectos.
-

Puedes revisar la plataforma de seguimiento de obras en:

A continuación, se muestra la evolución en la cantidad de obras en control y supervisión por parte del Coordinador:

Obras en ejecución a diciembre de 2023: **213** total

	N°	%
Obras Nuevas	54	25%
Obras de Ampliación	144	68%
Artículo 102	15	7%

Obras en ejecución a diciembre de 2024: **189** total

	N°	%
Obras Nuevas	42	22%
Obras de Ampliación	127	67%
Artículo 102	15	8%
Obras de Servicio Complementario	5	3%

Notas

i. Se encuentra pendiente la publicación del decreto de adjudicación para 24 obras adjudicadas por el Coordinador en noviembre de 2023 (13ON + 11OAC).

ii. Se encuentra pendiente la publicación del decreto de adjudicación para 26 obras de ampliación adjudicadas por el Coordinador en noviembre de 2024.

Durante el año 2024 ingresaron a supervisión:

6

obras autorizadas de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

13

obras de ampliación de acuerdo con decretos de adjudicación 2T.

5

obras nuevas contempladas en el Llamado de Licitación Pública Internacional realizado por el Coordinador para la Adjudicación de la Construcción y Explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito.

La cantidad de obras en seguimiento que fueron notificadas durante el 2024 de su Entrada en Operación fue la siguiente:

6

obras o etapas de obras del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

12

obras nuevas

30

obras de ampliación

Respecto de las 189 obras bajo la supervisión del Coordinador a diciembre del 2024, el estatus de los proyectos es el siguiente:

Obras Nuevas en Ejecución Supervisadas por el Coordinador

A tiempo respecto a programa	Desvío respecto a programa < 5%	Desvío respecto a programa entre 5 y 10%	Desvío respecto a programa > 10%	Total, Obras Supervisadas	Atraso respecto a la EO
6	4	1	31	42	20
14,30%	9,50%	2,40%	73,80%	100%	47,60%

Obras de Ampliación en Ejecución Supervisadas por el Coordinador

A tiempo respecto a programa	Desvío respecto a programa < 5%	Desvío respecto a programa entre 5 y 10%	Desvío respecto a programa > 10%	Total, Obras Supervisadas	Atraso respecto a la EO
18	3	3	103	127	79
14,17%	2,36%	2,36%	81,10%	100%	62,20%

Obras SSCC en Ejecución Supervisadas por el Coordinador

A tiempo respecto a programa	Desvío respecto a programa < 5%	Desvío respecto a programa entre 5 y 10%	Desvío respecto a programa > 10%	Total, Obras Supervisadas	Atraso respecto a la EO
5	0	0	0	5	0
100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100%	0,00%

Obras del Art. 102 en Ejecución Supervisadas por el Coordinador

A tiempo respecto a programa	Desvío respecto a programa < 5%	Desvío respecto a programa entre 5 y 10%	Desvío respecto a programa > 10%	Total, Obras Supervisadas	Atraso respecto a la EO
9	2	0	4	15	0
60,00%	13,33%	0,00%	26,67%	100,00%	0,00%

Del total de obras de Ampliación bajo la supervisión del Coordinador, 50 solicitaron aplicación del Art. 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Trasmisión, el cual permite que, en caso de que el adjudicatario incumpla las obligaciones establecidas en las bases de licitación o las contenidas en el decreto de adjudicación, se pueda llevar a cabo por parte del Coordinador, y tras un análisis de los antecedentes del caso, un proceso de relicitación de la obra con la intención de continuar con el desarrollo de esta con un nuevo adjudicatario.

A fines de 2024 el estatus de estas obras es el siguiente:

36

obras se mantienen en proceso de relicitación,

6

obras fueron adjudicadas

8

fueron declaradas desiertas.

6 Obras (4 OA + 2 ON) se encuentran a la espera del pronunciamiento del Ministerio de Energía respecto de sus solicitudes de aplicación de Art. 151 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Trasmisión, que permite al Ministerio, modificar los decretos de adjudicación de obras de Expansión cuando la correspondiente empresa adjudicataria, la Comisión, el Coordinador y el propietario de las Obras de Ampliación si se tratase de ese tipo de obras, acuerdan unánimemente que es necesario modificar las características técnicas del proyecto dada la imposibilidad de materializarla en los términos decretados, no alterando con ello su valor adjudicado.

Del total de Obras Nuevas bajo la supervisión del Coordinador, una se encuentra con solicitud de revocación de adjudicación ante el Ministerio. La obra corresponde a la Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento, que fuera adjudicada a través de decreto 13T/2021 a la empresa Engie Energía S.A.

Respecto de las 50 obras de ampliación con solicitud de aplicación de Art. 157, la estadística de obras afectadas es la siguiente:

Decreto Adjudicación	Total, Obras Decreto	N° Obras con Solicitud 157
19T/2019	42	5
8T/2020	19	8
17T/2021	18	4
15T/2021	7	4
18T/2021	42	29
	Total, obras	50

Avance Proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre

La nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre será la primera de su tipo en corriente continua (HVDC) en Chile, aportando 3.000 MW de capacidad adicional de transporte de energía al Sistema Eléctrico Nacional, específicamente entre el Norte Grande y la zona central del país.

A nuestro juicio, la referida línea se constituirá en un factor habilitante del proceso de descarbonización, en el marco de las metas del país de lograr la carbono-neutralidad al año 2050, en beneficio de un sistema eléctrico seguro y resiliente frente a los potenciales efectos del cambio climático.

El proyecto consiste en dos estaciones convertidoras entre corrientes alterna (CA) y continua (CC) en sus extremos Kimal (Región de Antofagasta) y Lo Aguirre (Región Metropolitana), y una línea en un voltaje de ±600 kV, que se extiende por cinco regiones, 12 provincias y 28 comunas, desde María Elena a Pudahuel, con una longitud total de aproximadamente 1.346 km y apoyada en 2.691 torres de transmisión.

El proyecto se incorpora al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante nuevas líneas de transmisión en corriente alterna, las que conectarán las nuevas estaciones convertidoras CC/CA ubicadas en zonas aledañas a las subestaciones eléctricas existentes Kimal (mediante 2 nuevas líneas 2x220 kV c/u) y a la Seccionadora Lo Aguirre (mediante una nueva línea 2x500 kV).

Durante el año 2024, el Proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre ha registrado avances concretos en su desarrollo, en particular en cuanto a su Hito Relevante N°2 (Estudios y documentos técnicos de diseño y especificaciones para la línea de transmisión en CC), que fue aprobado a fines de septiembre de 2024.

Por otra parte, se registraron importantes avances en el Hito Relevante N°1 (Estudios y documentos técnicos de diseño y especificaciones para instalaciones en CA y Estaciones Convertidoras) en lo relativo al desarrollo de estudios y planos, logrando su aprobación a fines de febrero de 2025.

Asimismo, entre septiembre y diciembre de 2024, el proyecto obtuvo avances en permisos territoriales y ambientales, como la admisibilidad de las concesiones de la línea HVDC ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en las cinco regiones en las que se desarrolla.

En cuanto a su tramitación medioambiental, el Servicio de Evaluación Ambiental emitió el primer ICSARA del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) el 29 de enero de 2024 y la correspondiente Adenda fue ingresada por Conexión Energía el 22 de noviembre de 2024. Debido a las modificaciones de trazado incorporadas en esas respuestas, con fecha 22 de noviembre de 2024, el servicio solicitó realizar una segunda participación ciudadana, con fecha de término para el 17 de enero de 2025.

Con fecha 25 de febrero de 2025, el servicio emitió el 2° ICSARA, cuyo plazo de respuesta se extenderá hasta el 12 de junio del 2025, según la información que se dispone al cierre de este reporte.

Avance del proyecto:

Hito Relevante N°1: Estudios y documentos técnicos de diseño y especificaciones para instalaciones en CA y Estaciones Convertidoras. Fecha límite de aprobación: 27-Feb-2025. Estado: aprobado.

Hito Relevante N°2: Estudios y documentos técnicos de diseño y especificaciones para la línea de transmisión en CC. Fecha límite aprobación: 30-Sep-2024. Estado: aprobado.

Próximos Hitos Relevantes, en orden cronológico:

- N°5 Órdenes de Compra Línea de Transmisión (23-03-2026)
- N°4 Órdenes de Compra para Equipos en las Instalaciones CA y Estaciones Convertidoras (01-07-2026)
- N°3 Inicio de Construcción (16-09-2026)

Auditorías Técnicas:

En febrero de 2025 se adjudicó la licitación del servicio de Auditoría Técnica de revisión de ingeniería del proyecto.

COLABORACIÓN TÉCNICA EN DISCUSIONES REGULATORIAS

El Coordinador tuvo oportunidad de participar y contribuir con su posición y conocimiento técnico en las mesas de trabajo dirigidas a las modificaciones de los Reglamentos de Coordinación y Operación del SEN (DS125/2017), la que se concentró en temas como: Automatización del despacho económico, Prorratas de generación, Trazabilidad y mejora continua en procesos del Coordinador, Sistemas Generación – Consumo, Sistemas de Almacenamiento y Cadena de pagos, entre otros.

Adicionalmente se participó en las mesas de trabajo de los Medios de Generación de Pequeña Escala (DS88/2019), así como también en la Ley de Transición Energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad (Ley 21.721 de 2024).

A lo anterior se suma la participación del Coordinador en los Comité Consultivos que apoya a la Comisión Nacional de Energía en la confección de sus normas técnicas.

TRANSFORMACIÓN TECNOLÓGICA DEL COORDINADOR

Durante 2024, la Gerencia de Tecnología del Coordinador Eléctrico trabajó en fortalecer la infraestructura tecnológica, mejorar la calidad y disponibilidad de los datos, incorporar herramientas innovadoras como la inteligencia artificial, y robustecer la ciberseguridad. Todo esto, para modernizar la gestión del Sistema Eléctrico Nacional, respondiendo con mayor eficiencia, seguridad y transparencia a los desafíos del sector.

Calidad de datos y portal de datos abiertos

En 2024, la Gerencia de Tecnología avanzó significativamente en el fortalecimiento de la calidad de los datos mediante la incorporación de nuevas fuentes al Data Lake y la aplicación de herramientas automatizadas que permitieron evaluar cinco dimensiones de calidad.

Gracias a esta iniciativa, se identificaron y corrigieron problemas en el origen de los datos que genera el sistema, alcanzando un 93% de calidad global. Este resultado es un hito relevante que refuerza la confianza en la información utilizada para la toma de decisiones estratégicas y operativas.

En paralelo, se avanzó en la definición estratégica de un futuro Portal de Datos Abiertos, tomando como referencia buenas prácticas internacionales. Como hito inicial, durante 2024 se habilitó el acceso a conjuntos de datos específicos a través de canales digitales abiertos, respondiendo a requerimientos del sector y fomentando una mayor transparencia y apertura de la información.

Integración de inteligencia artificial en la organización

La inteligencia artificial (IA) se ha convertido en una herramienta clave para fortalecer la gestión del sistema eléctrico, permitiendo anticipar eventos, optimizar procesos y apoyar la toma de decisiones mediante el análisis avanzado de datos. En 2024, impulsamos una estrategia de adopción de IA de forma responsable y con enfoque de valor, trabajando colaborativamente con científicos de datos y equipos internos para desarrollar casos de uso concretos.

Uno de los avances más destacados fue la implementación de modelos predictivos para el control de rampas de generación eléctrica y la predicción de la demanda, los cuales han demostrado resultados exitosos y actualmente se encuentran en proceso de puesta en producción. Esta innovación contribuye a una operación más eficiente y proactiva del sistema.

Simultáneamente, se promovió una cultura organizacional basada en el uso de datos, mediante campañas internas, talleres de capacitación y el desarrollo de dashboards sustentados en información de alta calidad. Estas herramientas han fortalecido las capacidades analíticas de los equipos, mejorado la toma de decisiones en tiempo real y promovido un uso más estratégico del ecosistema de datos existente en la organización.

Automatización de pruebas de software

Realizar pruebas a los desarrollos de software es clave para contribuir a su calidad y detectar errores de manera temprana. Si estas son automatizadas, se permite ampliar cobertura y agilizar el proceso, reducir tiempos y realizar cambios con mayor confianza. Además, mejoran la estabilidad del sistema y facilitan su mantenimiento a largo plazo.

Durante el 2024, el Departamento de Aseguramiento de Calidad aumentó la generación de pruebas automatizadas de regresiones, incorporando 12 aplicaciones, lo que permitió llegar a un total de 22. Junto con ello, se crearon 24 ambientes de test de igual número de aplicativos, lo que permitió doblar las pruebas automáticas ejecutadas respecto del 2023, generando un ahorro de tiempo y aumentando la eficiencia del uso de recursos, sin disminuir la calidad y cantidad de pruebas aplicadas al software.

Nueva plataforma PRIME y traslado de servicio de data center Apoquindo

Uno de los hitos del año fue la implementación de la nueva plataforma basada en tecnología VMware hiperconvergente, para el sistema de medidas PRIME y SLRP, con mayor capacidad y performance. Esto fue implementado en el Data Center de ENEA, dejando de operar en el Data Center Apoquindo.

También se trasladaron los servicios de WAMS desde Data Center Apoquindo hacia el Data Center de ENEA, incorporándolos a la red TO, aislándolo de los servicios TI.

Todos estos trabajos se realizaron sin afectar la operación y con un mínimo de downtime programado para mantener el normal funcionamiento del Coordinador.

Estas acciones, junto con robustecer las plataformas, son parte del plan de consolidación de Data Center, para pasar al siguiente paso, que será el cierre del Data Center de Apoquindo durante 2025.

INNOVACIÓN PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En materia de Innovación, el Coordinador definió estrategias, herramientas y metodologías que permiten estructurar, priorizar y gestionar iniciativas de investigación, desarrollo e innovación (I2D). Estas acciones tienen como objetivo incorporar soluciones tecnológicas que optimicen la operación del sistema eléctrico y faciliten la transición energética, en un contexto regulatorio en evolución.

Estrategia de Innovación y Gestión de Portafolio

Como parte de un enfoque estructurado para la innovación, se desarrolló la Estrategia de Innovación y Gestión de Portafolio, que define focos estratégicos y criterios de priorización para proyectos de I2D. Este trabajo dio origen a la Política de Innovación del Coordinador, la cual formaliza principios, lineamientos y mecanismos de gobernanza para la ejecución de iniciativas de innovación. Este marco permite evaluar y desarrollar proyectos alineados con los desafíos actuales y futuros del sistema eléctrico nacional.

Te invitamos a conocer la Política de Innovación I2D

Hoja de Ruta de Investigación, Desarrollo e Innovación (I2D)

En colaboración con el Centro de Innovación UC y la consultora Vinken, se inició la construcción de una Hoja de Ruta de I2D, cuyo objetivo es definir una estrategia tecnológica de mediano y largo plazo. A través de talleres con expertos y actores del ecosistema energético, se identificaron y priorizaron soluciones tecnológicas clave para la transición energética. Se espera finalizar esta Hoja de Ruta durante el primer semestre de 2025, proponiendo un camino que oriente las prioridades del Coordinador en materia de innovación y futuras inversiones.

Además, se incorporará un proceso de vigilancia tecnológica para monitorear el estado del arte en tecnologías emergentes.

Conoce más detalles de este proceso

Guía de Desarrollo de Proyectos Piloto

Durante 2024 se elaboró la Guía de Desarrollo de Proyectos Piloto para Tecnologías de Transición Energética, un documento técnico que establece un procedimiento para implementar proyectos piloto en el sector eléctrico. Esta guía define criterios técnicos para la experimentación, validación y eventual integración de nuevas tecnologías en el sistema eléctrico.

Los proyectos piloto permiten obtener datos relevantes para evaluar el desempeño de tecnologías emergentes, identificar brechas técnicas, regulatorias o de mercado, y generar confianza entre los actores del sector.

Revisa la guía https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/01/Guia-Proyectos-Pilotos_version_1B.pdf

Revisa la guía

COLABORACIÓN ACADÉMICA E INNOVACIÓN

El Coordinador Eléctrico Nacional ha impulsado, en conjunto con universidades del país, diversas iniciativas de I2D orientadas a fortalecer la planificación, operación y mercados del sistema eléctrico. Estas iniciativas abordan tecnologías como inteligencia artificial, almacenamiento de energía y metodologías para integrar energías renovables.

Proyectos Adjudicados 2024

Durante el año, se adjudicaron tres nuevos proyectos con financiamiento público, en los que el Coordinador participa como entidad asociada o interesada:

1. Sistema de detección y mitigación de ciberataques basado en un gemelo digital para convertidores multinivel

- **Entidad:** Universidad de O'Higgins
- **Área:** Seguridad del sistema eléctrico
- **Monto adjudicado:** $57 millones
- **Objetivo:** Detectar ciberataques en convertidores multinivel, clave para la integración renovable.

2. ReBatVE – Reutilización de baterías de vehículos eléctricos para almacenamiento

- **Entidad:** Universidad de Santiago de Chile (USACH)
- **Monto adjudicado:** US$ 4 millones (CORFO y Comité de Litio y Salares)
- **Objetivo:** Desarrollar soluciones para la reutilización de baterías de litio en sistemas estacionarios de almacenamiento de energía renovable.

3. LiBR3 – Reutilización, reciclaje y reducción de baterías de litio

- **Entidad:** CircularTec
- **Monto adjudicado:** US$ 4 millones (CORFO)
- **Objetivo:** Dar segunda vida a baterías de litio mediante economía circular, promoviendo su uso en almacenamiento estacionario.

Evolución del Portafolio de Proyectos I2D

Actualmente, el Coordinador desarrolla cinco proyectos con financiamiento ANID, en colaboración con universidades nacionales, enfocados en:

Proyecto	Institución	Objetivo	Monto ANID
Inercia sintética en turbinas eólicas (ID23I10205)	USACH	Evaluar el uso de inercia sintética en parques eólicos para contribuir a la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico en escenarios con alta participación de energías renovables.	$200 millones
Planificación de transmisión resiliente (ID23I10277)	USM y UCH	Desarrollar una herramienta de planificación de transmisión flexible y resiliente, basada en inteligencia artificial, para enfrentar la variabilidad de generación y demanda.	$200 millones
Quemador dual amoníaco-hidrógeno verde (ID23I10331)	USM	Diseñar y validar un prototipo de quemador dual que utilice amoníaco e hidrógeno verde como combustibles limpios en procesos de generación térmica.	$200 millones
Aplicación cloud para penalizaciones en tiempo real (IT23I0058)	PUC	Implementar una aplicación basada en inteligencia artificial que permita calcular factores de penalización en tiempo real, mejorando la eficiencia y equidad en el despacho económico.	$212 millones
Plataforma para decisiones operativas (TA23I10051)	UCH y USM	Desarrollar una plataforma digital para apoyar la toma de decisiones operativas en sistemas eléctricos con alta penetración renovable, integrando criterios de confiabilidad y estabilidad.	$638 millones

Estos esfuerzos reflejan el compromiso del Coordinador con la innovación, permitiendo desarrollar capacidades tecnológicas y conocimiento aplicado para afrontar los desafíos de la transición energética.

Red de colaboración estratégica

El Coordinador mantiene alianzas estratégicas con universidades, centros de investigación y organismos nacionales e internacionales para fomentar la innovación, compartir conocimientos y validar tecnologías emergentes.

Universidades colaboradoras:

- Universidad de Chile
- Pontificia Universidad Católica de Chile
- Universidad Técnica Federico Santa María
- Universidad de Santiago de Chile
- Universidad Bernardo O'Higgins
- University of Nottingham (Reino Unido)

Nuevas colaboraciones 2024

Red de Laboratorios para Simulación EMTP: En 2024, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) formalizó acuerdos con la Universidad de O'Higgins (UOH) y el grupo de investigación Power Electronics, Machines and Control (PEMC) de la Universidad de Nottingham para establecer una red distribuida de laboratorios de simulación de fenómenos eléctricos. Esta alianza tiene como objetivo fortalecer la capacidad de análisis de fenómenos eléctricos complejos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), incrementar la cantidad y complejidad de pruebas mediante herramientas de simulación, y facilitar la colaboración mutua en investigación aplicada. (FOTO)

Colaboraciones estratégicas destacadas:

Hitachi Energy: Validación de soluciones de Power Quality, como Enhanced STATCOM.

CENIA: Desarrollo de soluciones con inteligencia artificial aplicadas a la operación.

SuperGrid Institute (Francia): Estudios de estabilidad y redes HVDC.

PROYECTO TAPESTRY

Durante 2024, el Coordinador Eléctrico Nacional continuó el desarrollo del proyecto Tapestry, una iniciativa estratégica destinada a modernizar y fortalecer los procesos de planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Esta colaboración con Google se enfoca en el desarrollo de dos herramientas de software avanzadas:

- **GPT-T (Grid Planning Tool – Transmission):** herramienta para la planificación de la expansión del sistema de transmisión a largo plazo, que permite realizar simulaciones avanzadas con mayor granularidad espacial y temporal, menor tiempo de cálculo y capacidades mejoradas de análisis y visualización.
- **GridOps:** plataforma orientada a optimizar la toma de decisiones operativas en tiempo real, compuesta por dos módulos: Pronósticos y SCED (Security Constrained Economic Dispatch).

GPT-T: Planificación de la Transmisión

Durante 2024, GPT-T fue sometido a un exhaustivo proceso de validación comparativa (benchmark) con el modelo tradicional PLP en el contexto de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, evaluando su desempeño en la PET 2024 y en proyectos seleccionados de la PET 2025. Este análisis permitió identificar áreas clave de mejora para el desarrollo futuro de GPT-T, particularmente en:

- Perfiles de generación renovable.
- Modelamiento de baterías.
- Usabilidad: mejoras en la interfaz, además de nuevas funcionalidades para facilitar el análisis y la depuración de estudios.

Estas mejoras permitirán utilizar GPT-T en paralelo con PLP en la elaboración de la PET 2026, minimizando riesgos y asegurando la consistencia de resultados.

GridOps: Inteligencia Artificial y Automatización de la Operación

El desarrollo de GridOps avanzó significativamente durante 2024, especialmente en los modelos de Pronósticos, que buscan mejorar la precisión de las estimaciones de demanda y generación renovable mediante el uso de técnicas de aprendizaje automático (machine learning) basadas en datos SCADA, meteorológicos y de operación real.

Principales avances:

- **Generación solar y eólica:** se observaron mejoras en la precisión de los pronósticos para horizontes intra-horarios y Day Ahead en la mayoría de las plantas evaluadas.
- **Demanda:** se desarrollaron modelos que permiten pronósticos con mejor resolución temporal (horaria) y espacial (a nivel de barra).
- **Entrenamiento de modelos:** uso de datos históricos para fortalecer la confiabilidad de las predicciones en su futura implementación en producción.

Para 2025 se espera la finalización del mapeo de datos entre sistemas y reentrenamiento de los modelos y, para 2026, la integración con plataformas del Coordinador y despliegue en producción para realizar benchmarking y pruebas operativas.

En paralelo, se dio inicio al levantamiento de requerimientos funcionales y técnicos para el desarrollo del módulo SCED en tiempo real, cuya implementación está proyectada para 2026.

Próximos Pasos

Durante 2024, Tapestry se consolidó como uno de los pilares de la modernización tecnológica del Coordinador Eléctrico Nacional. La validación paralela de GPT-T y PLP, junto con los prometedores resultados de GridOps y sus modelos de pronósticos, sientan las bases para una transición segura hacia herramientas más potentes, flexibles y eficientes.

Para 2025, se proyecta continuar con el desarrollo e integración de estas herramientas, preparando las condiciones necesarias para su adopción gradual en los procesos críticos de planificación y operación del sistema eléctrico nacional.

MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

El Coordinador Eléctrico Nacional, en virtud del artículo 72°-10 de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 190 del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS 125/2019), tiene la responsabilidad de monitorear de forma permanente las condiciones de competencia en el mercado eléctrico chileno.

Esta función, clave para resguardar los principios de coordinación del sistema, es ejecutada por la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) la cual analiza tanto la operación del sistema, como la información solicitada a los coordinados, presentando, en sus informes anuales y semestrales, el desempeño y la evolución de los distintos indicadores, así como la eventual búsqueda de indicios de posibles prácticas anticompetitivas. También se adicionó a partir del mes de diciembre de 2024 un informe particular sobre el mercado de PMGD.

Estos informes, junto con otros reportes, se publican en el sitio web del Coordinador y se remiten al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y la Fiscalía Nacional Económica.

Durante el año 2024, las labores de monitoreo se articularon en torno a tres grandes líneas de trabajo: el monitoreo continuo del mercado, el desarrollo de recomendaciones normativas y la propuesta para reformar el mercado mayorista eléctrico.

Monitoreo de mercado

Durante el año 2024, dentro de las labores de monitoreo continuo del mercado, se llevaron a cabo análisis particulares que involucraron las siguientes temáticas: Transmisión y distribución, PMGD, servicios complementarios, y declaraciones de limitaciones y precios de combustibles.

Además de analizar múltiples antecedentes remitidos por terceros, se identificaron indicios de prácticas potencialmente anticompetitivas, lo que motivó el envío de antecedentes a la FNE. Asimismo, a solicitud del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, se enviaron antecedentes del mercado eléctrico.

También se prestó apoyo técnico en evaluaciones ex post de procesos licitatorios de transmisión y auditorías técnicas, así como en evaluaciones ex ante de bases de licitación.

Recomendaciones normativas

Con el fin de mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados analizados, durante 2024 se enviaron al Ministerio de Economía dos recomendaciones de carácter normativo. Una de ellas referida a mejorar el tratamiento de mezclas de carbón, en el contexto de retiro de centrales térmicas, así como modificar el esquema de valorización de los costos variables asociados a contratos con una cantidad mínima garantizada y establecer límites al reconocimiento de costos de demurrage; y la otra relacionada con medidas asociadas a la rebaja del límite de potencia de 500 kW a 300 kW para clientes regulados que puedan acceder al régimen de cliente libre, con tal de promover un mercado más eficiente y competitivo.

Propuesta para reformar el Mercado Mayorista

Complementando las labores de monitoreo de mercado, se concluyó en 2024 el trabajo técnico desarrollado junto a la consultora internacional ECCO International, el cual dio origen a una propuesta integral para transitar hacia un mercado mayorista basado en ofertas. Esta propuesta abarca no solo el mercado de energía, sino también el de servicios complementarios y capacidad, y busca adecuar el diseño de mercado a un entorno caracterizado por la alta penetración de fuentes renovables variables y la necesidad de incorporar soluciones de almacenamiento.

El informe final, publicado en la web del Coordinador y presentado ante autoridades sectoriales, propone la incorporación de metodologías que permitan mitigar ex ante el poder de mercado en contextos de elevada concentración o existencia de agentes *pivotales*, establecer remuneraciones más eficientes y eliminar distorsiones derivadas del actual sistema de costos auditados. Entre los objetivos de esta transición están mejorar las señales de precios con tal de optimizar la asignación de recursos y fomentar una mayor participación de tecnologías flexibles y competitivas.

El siguiente paso es la realización de un estudio con la ingeniería de detalle, que analice no solo los cambios normativos necesarios para la implementación exitosa de un mercado basado en ofertas, sino que también los cambios tecnológicos y operativos que permitan aquello.

Cultura de la competencia

Durante el mismo periodo, se desarrollaron un conjunto de actividades destinadas a fortalecer la cultura de competencia tanto al interior del Coordinador, adicionalmente se organizaron capacitaciones internas centradas en libre competencia y diseño de licitaciones, además de talleres técnicos con participación de expertos de organismos internacionales como CAISO y SPP, quienes compartieron experiencias sobre la operación de mercados avanzados con alta penetración de renovables.

En el plano internacional, el Coordinador continuó su participación activa en el Energy Intermarket Surveillance Group (EISG), red que reúne a 28 instituciones de monitoreo de competencia en mercados eléctricos de países como Estados Unidos, Canadá, Australia y Nueva Zelanda. Este foro ha sido una plataforma clave para el intercambio de buenas prácticas regulatorias y la anticipación de desafíos asociados a la transición energética.

CIBERSEGURIDAD E INFRAESTRUCTURA CRÍTICA

En un entorno digital cada vez más desafiante, el Coordinador Eléctrico implementó diversas iniciativas orientadas a fortalecer la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, como:

Plataforma de Verificación de Cumplimiento con Inteligencia Artificial

Como parte de la estrategia de automatización y mejora continua, se desarrolló una plataforma basada en inteligencia artificial para verificar el cumplimiento del Estándar de Ciberseguridad para el Sector Eléctrico. Esta herramienta permite monitorear el cumplimiento normativo con altos niveles de cobertura y precisión en el análisis de las evidencias de los controles de seguridad, optimizando la detección de brechas y facilitando la toma de decisiones basada en riesgos.

Evaluación de Cumplimiento NERC-CIP por NERC

Durante 2024, el Coordinador Eléctrico Nacional fue evaluado por la North American Electric Reliability Corporation (NERC) en el cumplimiento de los estándares de Protección de Infraestructura Crítica (NERC-CIP). Esta evaluación permitió identificar fortalezas y áreas de mejora en la protección de activos esenciales, reforzando las capacidades de ciberseguridad y respuesta ante amenazas.

II Conferencia Internacional de Ciberseguridad e Infraestructura Crítica Eléctrica

Se realizó la II Conferencia Internacional de Ciberseguridad e Infraestructura Crítica Eléctrica, reuniendo a expertos nacionales e internacionales. El evento sirvió como plataforma de intercambio de conocimientos, discusión sobre tendencias emergentes y fortalecimiento de la colaboración entre el sector público, privado y académico.

Además, el Coordinador intensificó su participación en diversas iniciativas y espacios de cooperación, tales como:

- **Ciberlab - Centro de Innovación UC:** Desarrollo de proyectos de innovación en ciberseguridad con aplicación potencial en el sector eléctrico.
- **Foro Nacional de Ciberseguridad:** Contribución al diseño de estrategias y políticas nacionales de ciberseguridad.
- **Conferencias y seminarios especializados:** Representación del Coordinador en eventos nacionales e internacionales, consolidándolo como referente en la protección de infraestructuras críticas.

Asesoría Estratégica en Protección de Información y Datos

Conscientes de la importancia de resguardar la información crítica, se llevó a cabo una asesoría estratégica enfocada en la gobernanza de datos sensibles. Este proceso incluyó la implementación de medidas avanzadas de seguridad, la mejora en la gestión de accesos y la adopción de mejores prácticas para garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información.

Fortalecimiento de capacidades de protección y Mes de la Seguridad Integral en el Coordinador

Además, la Gerencia de Tecnología y Sistemas avanzó en el fortalecimiento de las capacidades de protección, detección y respuesta frente a amenazas cibernéticas al interior del Coordinador, consolidando una estrategia de mejora continua para mitigar riesgos y resguardar la integridad de los activos digitales.

Entre los principales avances, se implementó un proceso escalonado de respuesta a incidentes, con niveles diferenciados de atención (Nivel 1 y Nivel 2), lo que ha permitido una gestión más ágil y especializada frente a eventos de seguridad. Asimismo, se habilitó una capacidad de inteligencia de amenazas, basada en el análisis de fuentes especializadas y el seguimiento de campañas de ataque con foco local y regional, integrando plataformas de monitoreo que refuerzan la capacidad anticipatoria del equipo.

En paralelo, se robusteció el proceso de gestión de vulnerabilidades, extendiendo su cobertura tanto a los portales web externos como a la infraestructura interna, incluyendo entornos de Tecnologías de la Información (TI) y Tecnologías de Operación (TO). Se estableció un ciclo sistemático de evaluación, priorización y remediación de hallazgos, en coordinación con las áreas técnicas, con el objetivo de fortalecer la postura de seguridad, proteger la continuidad operativa y asegurar la resiliencia de los sistemas críticos del CEN.

Junto a ello, en octubre se realizaron actividades en el marco de Seguridad Integral, una iniciativa que abarca Seguridad de la Información, Ciberseguridad y Seguridad Física. A través de campañas de concientización y capacitaciones especializadas, se fomentó una cultura organizacional enfocada en la prevención y respuesta efectiva ante posibles amenazas.

CARACTERIZACIÓN Y CALIDAD DE SERVICIO A LOS COORDINADOS

Un Coordinado es toda empresa que, de acuerdo a la Ley en Chile, debe operar sus instalaciones eléctricas sujeto a la coordinación del sistema que realizamos como Coordinador Eléctrico.

La Ley señala que en esta categoría se encuentran los arrendatarios, propietarios, usufructuarios, o quien opere a cualquier título centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución y de clientes libres, que se interconecten al sistema eléctrico.

Como Coordinador Eléctrico, nos preocupamos por fortalecer la relación que mantenemos con las empresas coordinadas y, en general, con la industria eléctrica, con el propósito de avanzar en el cumplimiento de los objetivos estratégicos y, además, ir mejorando la experiencia de servicio de cada uno de ellos.

Para medir estas variables se analizan los siguientes ámbitos:

- Interconexión de Proyectos
- Licitaciones de Transmisión
- Mercados
- Operación
- Sitio web
- Global Coordinador

En el desempeño de la calidad de servicio, en 2024, a nivel global, el Coordinador alcanzó una satisfacción neta de 43%, como diferencia entre quienes consideran un servicio de excelencia (58% promotores) y quienes lo califican como deficiente (15% detractores), donde la diferencia corresponde a encuestados con opinión neutra. Ello sitúa la calidad de servicio al Coordinado en el segmento de "alto desempeño".

Este tipo de mediciones nos permiten ir detectando espacios de mejora sobre los cuales enfocar nuestro trabajo.

Composición de Coordinados

822

empresas coordinadas al 31 de diciembre de 2024

9,6%

más que en 2023. Es decir, casi 10% de incremento por año en los últimos dos años.

653

son generadores

68

son transmisores

76

son clientes libres

25

son distribuidores

PANEL DE EXPERTOS Y DECISIONES DE LA JUSTICIA

Las decisiones del Coordinador están sometidas a una serie de controles externos, principalmente del Panel de Expertos, pero también de otros órganos, como la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o los distintos tribunales del país.

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano autónomo, cuyo principal objetivo es pronunciarse, mediante dictámenes obligatorios, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten en las materias que establece la legislación eléctrica aplicable.

A continuación se presentan las discrepancias ante el Panel de Expertos del año 2024:

Discrepancia	Descripción	Entidades Involucradas	Calificación	Resultado
D01-2024	Discrepancia presentada por Carbon Free Chile SpA (explotadora del PMGD Linares Solar de propiedad de Linares Generación SpA) contra el CEN, respecto del acto de coordinación contenido en la carta singularizada DE 05683-23, de 11 de diciembre de 2023, relativo a la congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares.	Discrepante: Carbon Free Otros2: HEASPA, Cuenca Solar y Colbún	Actos de coordinación de la operación	Rechaza Solicitud
D02-2024	Discrepancia presentada por Vientos del Pacífico SpA respecto del Informe de Autorización de Conexión Final del Coordinador Eléctrico Nacional para el proyecto Parque Eólico Puente.	Discrepante: Vientos del Pacífico Otros: -	Acceso abierto (Art. 79° LGSE)	Allanamiento
D03-2024	Discrepancia presentada por Enel Generación Chile S.A. respecto del rechazo de pólizas de garantía, contenido en la carta del Coordinador Eléctrico Nacional singularizada DE 06051-23, de 27 de diciembre de 2023.	Discrepante: Enel Generación Otros: Engie	Otros	Desistimiento
D04-2024	El Pelícano Solar Company SpA respecto de determinados actos del CEN, contenidos en la carta singularizada DE06002-23, de 27 de diciembre de 2023.	Discrepante: El Pelícano Otros: Amanecer Solar, Santiago Solar y Javiera	Actos de coordinación de la operación	Parcial
D20-2024	Discrepancia interpuesta por Parque Eólico Luanco SpA por rechazo de la Solicitud de Autorización de Conexión.	Discrepante: Luanco Otros: Icafal	Acceso abierto (Art. 79° LGSE)	Rechaza Solicitud
D27-2024	Discrepancia presentada por Mantos Copper S.A. respecto del acto de coordinación contenido en la carta DE03731-24, de 23 de julio de 2024, del Coordinador Eléctrico Nacional	Discrepante: Mantos Copper Otros: -	Actos de coordinación de la operación	Rechaza Solicitud
D28-2024	Discrepancia interpuesta por Transelec S.A. respecto de los cálculos de reasignación de ingresos tarifarios correspondientes a los meses de septiembre, octubre y noviembre 2021, versión definitiva, debido al retraso en la entrada en operación de la Línea Pichirropulli - Nueva Puerto Montt 500 kV.	Discrepante: Transelec Otros: GMH, Likana, WPD, Cerro Dominador, Huemul, Engie, Enel Generación	Actos de coordinación de la operación	Rechaza Solicitud
D29-2024	Discrepancia interpuesta por Centella Transmisión S.A. respecto del rechazo del Coordinador Eléctrico Nacional de sus solicitudes en relación con las fechas de término de la Puesta en Servicio y de Entrada en Operación del proyecto "Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra-Centella 2x220 kV, 2x580 MVA".	Discrepante: Centella Otros: -	Actos de coordinación de la operación	Parcial
D38-2024	Discrepancia interpuesta por AustrianSolar Chile Siete SpA respecto del rechazo de su solicitud de prórroga para la obtención de la declaración en construcción del Parque Eólico Ancud de su propiedad, contenido en la carta del Coordinador Eléctrico Nacional singularizada como DE05093-24, de 3 de octubre de 2024.	Discrepante: AustrianSolar Otros: -	Procedimientos internos	Desistimiento
D46-2024	Discrepancia interpuesta por AustrianSolar Chile Siete SpA respecto del rechazo de la solicitud de autorización de conexión de su proyecto Parque Eólico Ancud, contenido en la carta del Coordinador Eléctrico Nacional singularizada como DE05796-24, de 5 de noviembre de 2024.	Discrepante: AustrianSolar Otros: Acciona	Acceso abierto (Art. 79° LGSE)	Rechaza Solicitud
D47-2024 D01-2025	Discrepancias interpuestas por Evol Trading SpA y Betel SpA respecto de los actos de coordinación que determinaron la aplicación, a las plantas de su propiedad, PFV Altos de Tiltil y Parque FV Santa Amelia respectivamente, del régimen de valorización de inyecciones de energía correspondiente al costo marginal instantáneo del artículo N°9 del DS N°88, del Ministerio de Energía, publicado el 8 de octubre de 2020.	Discrepantes: Evol Trading y Betel Otros: WPD Malleco, Parque Solar H6	Otros	Pendientes 31-mar-2025

Procesos vistos en Tribunales de Justicia

	Carátula	Tribunal	Descripción	Estado
1	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional/ Tribunal de Defensa de la Libre Competencia Rol: 58280-2024	Corte Suprema.	Recurso de reclamación deducido en contra de la sentencia N°196, de fecha 23.10.2024 del TDLC en causa rol 476-22 "Demanda de Ferrovial Power Infraestructure Chile SpA contra el CEN", en que se condenó al CEN al pago de una multa de 500 UTA.	En relación desde el 28.11.2024.
2	Parque Solar H6 SpA/ Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional Rol: Protección 1044-2025	Corte de Apelaciones de Santiago.	Recurso de protección deducido en contra de la decisión comunicada por el Coordinador a la recurrente el día 16.12.24, consistente en que las inyecciones de energía al SEN efectuadas por la planta solar fotovoltaica "PSF La Sierra", estaban siendo valorizadas a costo marginal y no a precio nudo de corto plazo.	En relación desde el 19.02.25.
3	Avendaño/ENEL Generación Rol: C-809-2024	5° Juzgado Civil de Santiago.	Demanda por responsabilidad civil extracontractual de indemnización de perjuicios en procedimiento ordinario de mayor cuantía caratulada "Avendaño con Enel Generación Chile S.A" en contra de Enel Generación y el Coordinador.	Con fecha 17.04.25 se emite sentencia que acoge incidente de abandono del procedimiento, sin costas.
4	Inostroza/Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional Rol: 1433-2024	2° Juzgado de Letras del Trabajo de Santiago.	Tutela Laboral: denuncia por vulneración de derechos fundamentales con ocasión de despido, cobro de prestaciones, indemnizaciones y otros, presentado en contra del CEN.	Con fecha 01.04.25 se produjo avenimiento, el cual fue aprobado con fecha 07.04.25.
5	Oscar Alfonso Collao Gutiérrez/SMA Rol: Protección 2380-2023	Corte de Apelaciones de La Serena	Recurso de protección presentado contra Centella Transmisión S.A. (Centella), la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) y el Coordinador respecto del proyecto denominado "Nueva Línea Nueva Pan 1 de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x 229kV – 2x580 MVA", de propiedad de Centella.	Con fecha 12.06.24 se emite sentencia que rechaza recurso de protección. Sentencia es apelada (22309-2024 Oscar Alfonso Collao Gutiérrez/SMA). Con fecha 09.12.24 la Corte Suprema confirma la sentencia apelada.
6	Florencia Ortuzar Greene y Otro/Coordinador Rol: Protección 2682-2024	Corte de Apelaciones de Santiago	Recurso de protección presentado contra Aes Andes S.A. (AES) y el Coordinador por la generación de Central Termoeléctrica Norgener, en Tocopilla, propiedad de AES en el mes de marzo de 2024.	Con fecha 04.10.24 se emite sentencia que rechaza recurso de protección. Sentencia es apelada (Apelación protección: 54407-2024 Florencia Ortuzar /CEN). Con fecha 27.11.24 la Corte Suprema confirma la sentencia apelada.
7	Correa/ Coordinador Eléctrico Nacional Rol: T-1372-2024	1° Juzgado de Letras del Trabajo de Santiago.	Tutela Laboral: denuncia por vulneración de derechos fundamentales con ocasión de despido, cobro de prestaciones y otros, presentado en contra del CEN.	En audiencia preparatoria de fecha 31.07.24 se produjo conciliación, la cual fue aprobada en el mismo acto, otorgándosele el carácter de sentencia definitiva firma y ejecutoriada.
8	Cobra/Coordinador Rol: Protección 10873 - 2024	Corte de Apelaciones de Santiago.	Recurso de protección contra el Coordinador por haber efectuado el llamado a "Licitación Pública Internacional Sistema Eléctrico Nacional de Transmisión de Chile", respecto de las obras "Ampliación en S/E Calama 220kV" y "Ampliación en S/E Calama 110kV", originalmente adjudicadas a Cobra.	Con fecha 30.04.24 se emite sentencia que declara inadmisible recurso de protección. Sentencia es apelada (Apelación protección: 17088-2024 Cobra/Coordinador). Con fecha 10.06.24 la Corte Suprema confirma la sentencia apelada.

SOSTENIBILIDAD Y RELACIÓN CON LA COMUNIDAD

Objetivos de Desarrollo Sostenible

En su compromiso por un desarrollo sostenible del país, el Coordinador Eléctrico Nacional adhiere a cinco de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, los que fueron impulsados en 2015.

Estos compromisos son los siguientes:

Nuestro Aporte

Promover la participación de las mujeres en la industria de la energía en Chile, como también la igualdad de oportunidades en cargos de liderazgo.

Ámbitos de Acción

Cerramos 2024 con 22% de participación femenina

- Participamos en el programa Energía +Mujer del Ministerio de Energía
- Participamos en el programa Women in Energy de WEC Chile.

Nuestro Aporte

Buscamos garantizar servicios energéticos asequibles y al menor costo posible, incentivando al aumento en la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas del país.

Ámbitos de Acción

- 70% de la producción de energía del sistema es renovable.
- En 2024 entregamos nuestro cuarto balance de RENOVA, donde más de 100 empresas resultaron con un factor de emisión cero
- Adjudicamos el desarrollo de infraestructura clave para dar fortaleza a la red, viabilizando la integración de energía renovable a la red

Nuestro Aporte

Mediante estudios e informes, promovemos la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales, como también de la conexión al sistema eléctrico nacional.

Ámbitos de Acción

- Lanzamos un estudio que analiza la seguridad y confiabilidad del sistema a 2030, en un escenario de que no estén operando centrales térmicas a carbón

Nuestro Aporte

Trabajamos en conjunto con autoridades e instituciones que nos permitan incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.

Ámbitos de Acción

- Equipo del Coordinador Eléctrico participó en diversas mesas de cambios regulatorios del Ministerio de Energía

Nuestro Aporte

Trabajamos colaborativamente a través de alianzas eficaces público-privadas y con la sociedad civil, aprovechando la experiencia y las estrategias de obtención de recursos de las alianzas.

Ámbitos de Acción

- Trabajo conjunto con el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía
- Colaboración con distintas instituciones, nacionales e internacionales, como Itrend o Apex.
- Adherimos a iniciativas internacionales como G-PST

Relación con la comunidad y la Municipalidad de Pudahuel

En el año 2024, el Coordinador Eléctrico Nacional tuvo una participación activa y trabajo colaborativo en el protocolo “Cooperar para Crecer”, participando en la Cuenta Pública de la Municipalidad de Pudahuel.

Además, dando continuidad a un trabajo realizado en 2023, en el ejercicio pasado desarrollamos la actividad Inspirando con Energía, donde alumnos del Colegio Villa San Ignacio recibieron una charla y actividades en torno a la energía, lo que incluyó un taller para armar autos solares.

La actividad concluyó con una entusiasta competencia de carreras de autos armadas por los estudiantes.

Para el 2025 uno de los desafíos es seguir fortaleciendo las relaciones con el gobierno local y continuar con las actividades con diversos colegios.

Relación con Grupos de Interés y actividades públicas

Durante 2024 se concretaron 230 reuniones por Agenda Pública, en las que pudimos intercambiar opiniones sobre diversos temas con gremios, coordinados y empresas.

Todas las solicitudes de reuniones quedan registradas en un portal de acceso abierto, como medida de Transparencia.

Además, realizamos Jornadas Técnicas, seminarios, talleres, tanto presenciales como online, donde pudimos compartir conocimientos con la industria.

Todo el material quedó disponible en nuestro canal de Youtube para consultas posteriores

Membresías y colaboración con otros organismos

Además de las alianzas que se describen en la sección de Innovación, el Coordinador mantiene las siguientes membresías y colaboración en las siguientes instancias:

World Energy Council (WEC Chile)

Desde diciembre de 2022 formamos parte del capítulo chileno del World Energy Council, que se define como una plataforma de diálogo libre entre líderes de alto nivel del ámbito público, privado y la academia, donde se relevan los temas más importantes del rubro energético del país. Es una mesa de trabajo abierta donde existe una apertura a nuevas ideas.

Energy Intermarket Surveillance Group (EISG)

Organismo que reúne a más de 20 instituciones, entre los que se cuentan ministerios, reguladores, superintendencias y operadores de sistemas eléctricos con el objetivo de monitorear la competencia en sus respectivos mercados eléctricos. Está formado por más de 10 países, incluyendo Estados Unidos, Canadá, Australia, México y Nueva Zelanda.

Asociación Internacional de Operadores Eléctricos (APEx)

APEx es una asociación internacional cuya finalidad es facilitar el desarrollo e intercambio de ideas y buenas prácticas en la operación y el funcionamiento competitivo de los mercados mundiales de electricidad. Actualmente, está integrada por operadores eléctricos de Asia, Australasia, Europa, América del Norte, América del Centro y América del Sur. Desde noviembre de 2022, el Presidente del Coordinador, don Juan Carlos Olmedo, integra su directorio.

Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE)

Foro mundial reconocido como la principal organización no gubernamental de los sistemas de energía eléctrica. Fue fundado en Francia en 1921 y en él participan más 80 países. Su misión es desarrollar e intercambiar información entre los especialistas y profesionales técnicos de todos los países en el ámbito de la producción, el transporte de la electricidad en alta tensión y el negocio eléctrico en general.

Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE)

Asociación mundial de ingenieros dedicada a la normalización y el desarrollo en áreas técnicas. Cuenta con cerca de 425 mil miembros y voluntarios en 160 países, convirtiéndose en la mayor asociación internacional sin fines de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías. Su trabajo es promover la creatividad, el desarrollo y la integración, así como compartir y aplicar los avances en las tecnologías de la información, electrónica y ciencias en general para beneficio de la humanidad y de los mismos profesionales.

Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)

Organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas. Fue fundada en 1906 y está integrada por los organismos nacionales de normalización, en las áreas indicadas, de los países miembros. La participación activa como miembro de la IEC brinda a los inscritos la posibilidad de influir en el desarrollo de la normalización internacional, representando los intereses de todos los sectores nacionales involucrados y conseguir que se tomen en consideración.

Instituto para la Resiliencia ante Desastres (ITREND)

Instituto tecnológico público, sin fines de lucro, mandatado por el Estado de Chile para impulsar la creación de bienes públicos que permitan alinear las capacidades de investigación, desarrollo, innovación y emprendimiento en el ámbito de la resiliencia ante los grandes desafíos que presentan las amenazas naturales extremas y el impacto que producen en nuestro país.

Pacto Global Red Chile

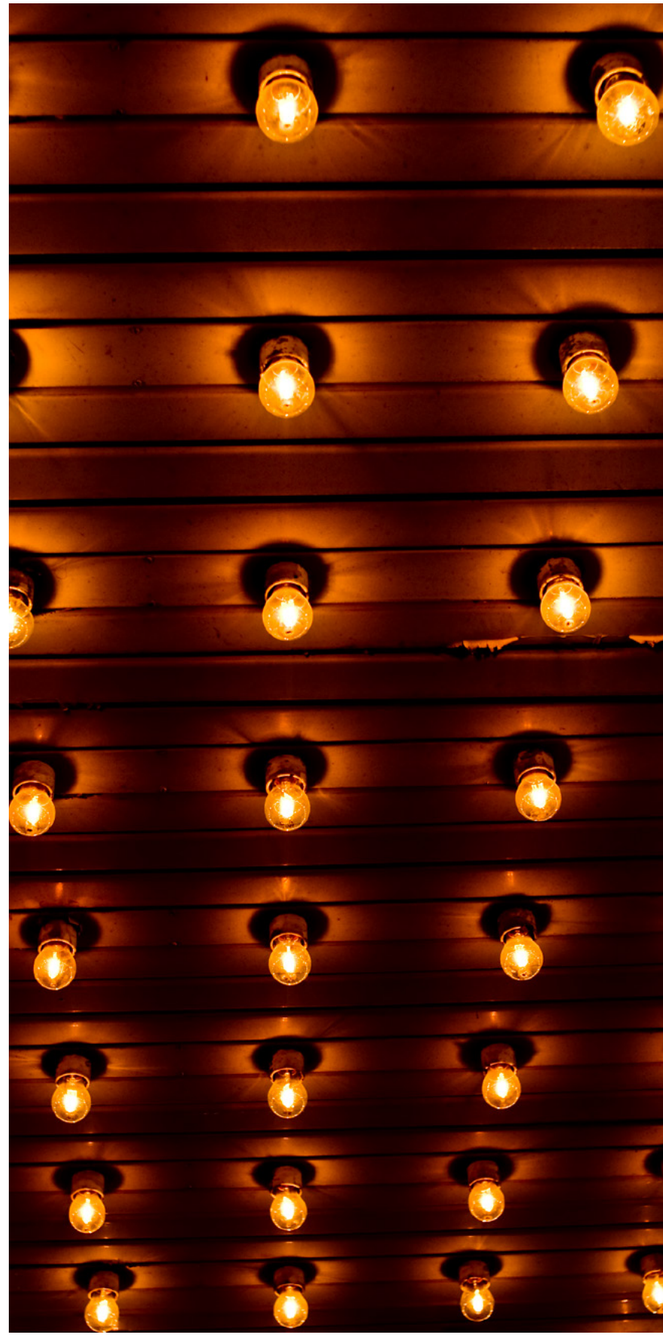
Iniciativa de Naciones Unidas que promueve la sostenibilidad empresarial en base a 10 principios, y 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

ICARE

ICARE es una corporación privada sin fines de lucro e independiente, fundada en 1953 por empresarios y profesionales vinculados a diversos sectores de la actividad económica nacional con el propósito de promover la excelencia empresarial en el país. El Coordinador es socio de esta institución.

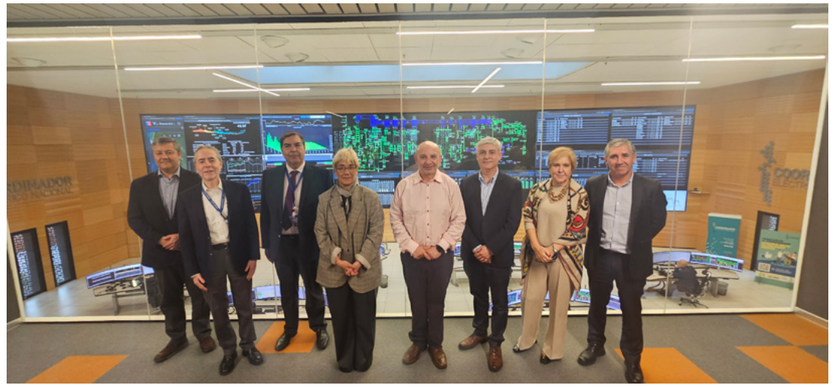
Fundación Generación Empresarial (FGE)

El Coordinador es miembro de Fundación Generación Empresarial, entidad que promueve culturas de integridad y buenas prácticas empresariales desde 1995, apoyando la gestión de sus culturas de ética y cumplimiento.



Relacionamiento Institucional

Relacionamiento Institucional



DEMOGRAFÍA
de nuestras coordinadoras y coordinadores

El Coordinador Eléctrico Nacional está formado por 393 coordinadoras y coordinadores, que se caracterizan por ser profesionales y técnicos de primer nivel, quienes destacan por su calidad humana y capacidad de nutrir a la organización con ideas innovadoras.

El trabajo de cada colaborador es relevante, no sólo dentro de la organización, sino que también en todo el país, ya que su labor impacta directamente en los ciudadanos, a través de la llegada del suministro eléctrico a los hogares, centros productivos y servicios públicos de Chile.

5 años

Promedio de Antigüedad

40 años

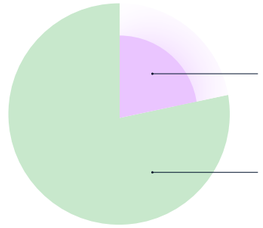
Promedio Edad

100 %

Trabajadores Permanentes

100 %

Trabajadores Jornada Completa

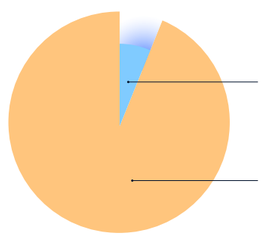


86 coordinadoras
21,9%
Femenino

307 coordinadores
78,1%
Masculino

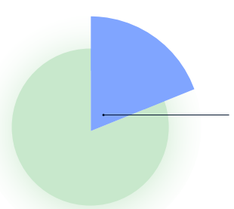
26 %

Participación Femenina en cargos de liderazgo



6,36%
Extranjeros

93,64%
Chilenos



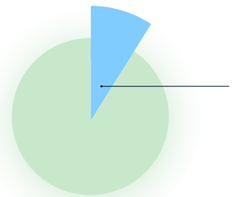
19%
% Contrataciones 2024

368 coordinadores
93,6%
Chilena

3 coordinadores
0,8%
Peruana

2 coordinadores
0,5%
Colombiana

20 coordinadores
5,1%
Venezolana



9%
% Rotación 2024

Familia de Cargo	Femenino	Masculino	Edad Promedio	Años Antigüedad Promedio	% de la Dotación Total
Consejo y Dirección Ejecutiva	17%	83%	59,2	7,0	1,5%
Gerencia	20%	80%	56,8	6,8	1,3%
Subgerencias, Directores de Unidades y Jefaturas departamentales	28%	72%	47,8	7,9	14,5%
Profesionales del Centro de Despacho	8%	92%	43,4	9,0	9,7%
Otros Profesionales	21%	79%	37,1	4,1	70,5%
Administrativos	88%	13%	54,4	11,8	2,0%
Auxiliares	50%	50%	57,5	7,5	0,5%

Nacionalidad	Femenino	Masculino	Femenino	Masculino	Total	% Nacionalidad
Chilena	75	293	19,1%	74,6%	368	93,6%
Colombiana	1	1	0,3%	0,3%	2	0,5%
Peruana	1	2	0,3%	0,5%	3	0,8%
Venezolana	9	11	2,3%	2,8%	20	5,1%
Total	86	307	21,9%	78,1%	393	100%

Distribución de Trabajadores por Profesión

Carreras	N° Trabajadores
Ingeniero Civil Electricista	87
Ingeniero Civil Eléctrico	70
Ingeniero Civil en Electricidad	31
Ingeniero Ejecución Electricidad	29
Ingeniero Ejecución Electrónica	28
Ingeniero Civil Industrial	23
Otras Ingenierías Ejecución	17
Otras Ingenierías Civiles	16
Contabilidad y Auditoría	13
Ingeniero Telecomunicaciones / Conectividad / Redes / Ciberseguridad	13
Ingeniero Ejecución Informática / Sistemas	12
Otras Carreras Ciencias Sociales	11
Ingeniero Ejecución Control / Instrumentación / Industrial / Negocios	10
Ingeniero Civil Informática	10
Ingeniero Comercial	8
Abogado	5
Secretaria	5
Carreras Técnicas	5
Total	393

Sindicalización

El Coordinador Eléctrico Nacional cuenta con dos sindicatos, compuestos por un total de 316 personas de la dotación, lo que equivale a un 80% de la misma.

Sindicato	%	Trabajadores
Sindicato N°1	56,5%	222
Sindicato SING	23,9%	94
Extensión	14,5%	57
Sin Sindicato	5,1%	20
Total	100,0%	393

Adaptabilidad laboral

El Coordinador cuenta con una jornada mixta tanto para los trabajadores con jornada ordinaria como para los exceptuados de jornada; mientras que para la jornada excepcional (despachadores), es 100% presencial.

Tipo de Jornada	Mujer	Hombre	% respecto del total de colaboradores
Jornada ordinaria y exceptuados de jornada, bajo modalidad mixta (3 veces por semana presencial y 2 veces remoto)	82	262	88%
Jornada excepcional (Centro de Despacho) 100% presencial	4	45	12%
Total	86	307	100%

Ley N° 21.645: Conciliación Laboral, Familiar y Personal

Desde el 29 de enero de 2024, la Ley N° 21.645 establece el derecho al teletrabajo para cuidadores de niños menores de 14 años o personas con discapacidad, junto con prioridad para vacaciones en períodos escolares y flexibilidad horaria. En línea con estos principios, el Coordinador ha liderado la implementación de estas medidas, consolidando su compromiso con la conciliación laboral y familiar.

Desde 2022, la organización ha adoptado un modelo de trabajo mixto, combinando tres días presenciales y dos remotos, además de mantener, desde 2019, un sistema de horarios flexibles. Para adaptaciones adicionales, los trabajadores pueden solicitar modificaciones conforme al protocolo vigente.

Reducción de Jornada Laboral

La ley N° 21.561 estableció que a partir del 26 de abril de 2024, la jornada laboral se reduciría el primer año pasando de 45 a 44 horas semanales, 42 horas el año 2026, y reducir a 40 horas semanales en 2028. La nueva normativa también permite la compensación de horas extras con cinco días de feriado y la implementación de la jornada 4x3 en empresas con 40 horas semanales.

En línea con estos cambios, el Coordinador, cuya jornada laboral ya es de 42 horas semanales desde el 2017, ha gestionado la correcta aplicación de las medidas, avanzando progresivamente hacia la adaptación a las 40 horas.

Ley N°21.643 Prevención, investigación y sanción del acoso laboral, sexual o de violencia en el trabajo

La Ley N° 21.643, vigente desde el 1 de agosto de 2024, estableció la obligación para las empresas de implementar protocolos para prevenir el acoso laboral y la violencia en el trabajo, incluyendo medidas específicas ante agresiones de terceros.

El 1 de julio, el Coordinador incorporó a su Reglamento Interno el Protocolo de Prevención de Acoso Sexual, Laboral y Violencia en el Trabajo, con el propósito de promover un entorno laboral seguro, respetuoso y libre de violencia, fortaleciendo la igualdad con perspectiva de género. Además, se realizaron capacitaciones a líderes y trabajadores entre mayo y julio, y una completa campaña de difusión.

Participación en ferias laborales

Durante el año 2024, participamos en 8 Ferias Laborales, con el objetivo de responder a las necesidades de seguir fortaleciendo a nuestro equipo. De las ferias en las cuales participamos, 6 fueron en modalidad presencial y 2 en modalidad virtual, consiguiendo más de 150 postulaciones a prácticas profesionales y cargos vacantes en el Coordinador. Esto se tradujo en la incorporación de 6 profesionales a nuestra institución y recibir a 18 alumnos en práctica.

Feria Laboral	Fecha	Modalidad
Municipalidad de Pudahuel (OMIL)	08 de agosto	Presencial
Universidad Técnica Federico Santa María	01 al 04 de octubre	Virtual
Redes Beauchef (Universidad de Chile)	7 de octubre	Presencial
Universidad Católica	10 de octubre	Presencial
Electrotutores (Universidad de Chile)	14 y 15 de octubre	Presencial
Expo Inclusión	23 y 24 de octubre	Presencial
Universidad de Santiago de Chile	19 al 25 de noviembre	Presencial
Energía + Mujer	19 de noviembre	Virtual

Política de diversidad e inclusión con equidad de género

El Coordinador fue pionero en contar, a partir de 2020, con una Política de Diversidad e Inclusión con Equidad de Género, con la que nos hemos comprometido a crear un entorno de trabajo justo, inclusivo y libre de discriminación.

Nuestros principios incluyen:

Igualdad de Oportunidades:
Garantizar condiciones de igualdad y trato justo a todas las personas que forman parte de nuestra organización.

Ambiente Libre de Discriminación:
Promover un entorno laboral donde la diversidad sea vista como una fuente de enriquecimiento.

Cultura de Inclusión:
Fomentar un ambiente que atraiga y desarrolle la diversidad de talentos en el Coordinador.

Tolerancia Cero al Acoso:
Establecer un entorno de trabajo respetuoso, libre de todo tipo de acoso, ya sea laboral o sexual.

Ejemplo de este trabajo es que el 26% de nuestras jefaturas está liderada por mujeres, lo que nos sitúa sobre los niveles de la industria. Esto es un incentivo para seguir trabajando en medidas que reflejen nuestro compromiso con la equidad de género y la promoción del talento femenino en distintos roles.

Prácticas Destacadas del Coordinador en su agenda de Equidad de Género:

I. Fomento del Liderazgo Femenino en el Sector Energético

El Coordinador Eléctrico Nacional continúa fortaleciendo su compromiso con la igualdad de género mediante iniciativas que impulsan el liderazgo femenino y promueven una mayor participación de las mujeres en el sector energético:

- **Programa Women in Energy:** En colaboración con WEC Chile, se realizó una presentación que destacó el impacto del programa en la aceleración de carreras de mujeres en la industria. Este esfuerzo refleja el compromiso por fomentar espacios de liderazgo inclusivo y de alto impacto.
- **Visita Women in Energy:** Cerca de 80 mujeres líderes del programa WIE visitaron nuestras dependencias y el Centro de Despacho y Control, donde participaron en exposiciones sobre desafíos del sistema eléctrico y testimonios inspiradores. La actividad reafirmó el compromiso del Coordinador con la inclusión y el liderazgo femenino en el sector energético.
- **Future Energy Leaders (FEL-100):** La organización promovió la postulación al prestigioso programa del Consejo Mundial de la Energía, abriendo oportunidades para que más mujeres sean parte de esta red global de liderazgo.
- **Participación en la Feria Energía + Mujer**
El Coordinador reafirmó su liderazgo como referente en inclusión laboral a través de su participación activa en la Feria Energía + Mujer. La inauguración contó con la presencia de líderes institucionales, y se instaló un stand donde se compartieron iniciativas y oportunidades que destacan el compromiso de la organización con la igualdad de género.
- **Liderazgo técnico femenino para la industria eléctrica:** El Coordinador busca que sus profesionales que ejercen posiciones de liderazgo puedan aportar en temas técnicos a nivel industria. En ese sentido, por ejemplo, Gretchen Zbinden, subgerente de Análisis y Soporte Operacional, participó en el panel de conversación de "The Solar Week Chile 2024"; Paulina Tapia, directora de la Unidad de Innovación, asistió a la Global Conference on Energy & AI organizada por la IEA en París; y Gabriela Malavé, jefa del Departamento de Conexiones, expuso en la jornada de interconexión de proyectos al sistema eléctrico nacional. Estas participaciones destacaron el rol de nuestras colaboradoras en espacios clave de la industria energética.

Charlas y Conversatorios sobre Diversidad y Liderazgo:

- **Charla Mujeres y Energía:** Este espacio reflexivo abordó la participación femenina en el sector energético de Latinoamérica y destacó aprendizajes del programa Women in Energy, promoviendo la sensibilización sobre la diversidad como motor de innovación en las transiciones energéticas.
- **Conversatorio Día Internacional de la Mujer:** Diseñado para toda la organización, fomentó el diálogo sobre desafíos y avances hacia un entorno laboral más equitativo.
- **Conversatorio Walk the Talk in Energy:** Liderado por Marta Alonso, este espacio exclusivo para mujeres permitió explorar el impacto del liderazgo femenino en la industria y destacó la importancia de entornos más equitativos.

II. Indicadores de Igualdad de Género en el Coordinador Eléctrico Nacional

Participación Femenina:

22 %

del total de trabajadores son mujeres.

26 %

de los cargos de liderazgo están ocupados por mujeres.

III. Capacitación y formación:

En 2024, el Coordinador destinó esfuerzos significativos al desarrollo profesional, logrando una distribución equitativa en las oportunidades de formación:

84

participantes

3.545 horas totales

Promedio de **42,2** horas por persona.

290

participantes

11.726 horas totales

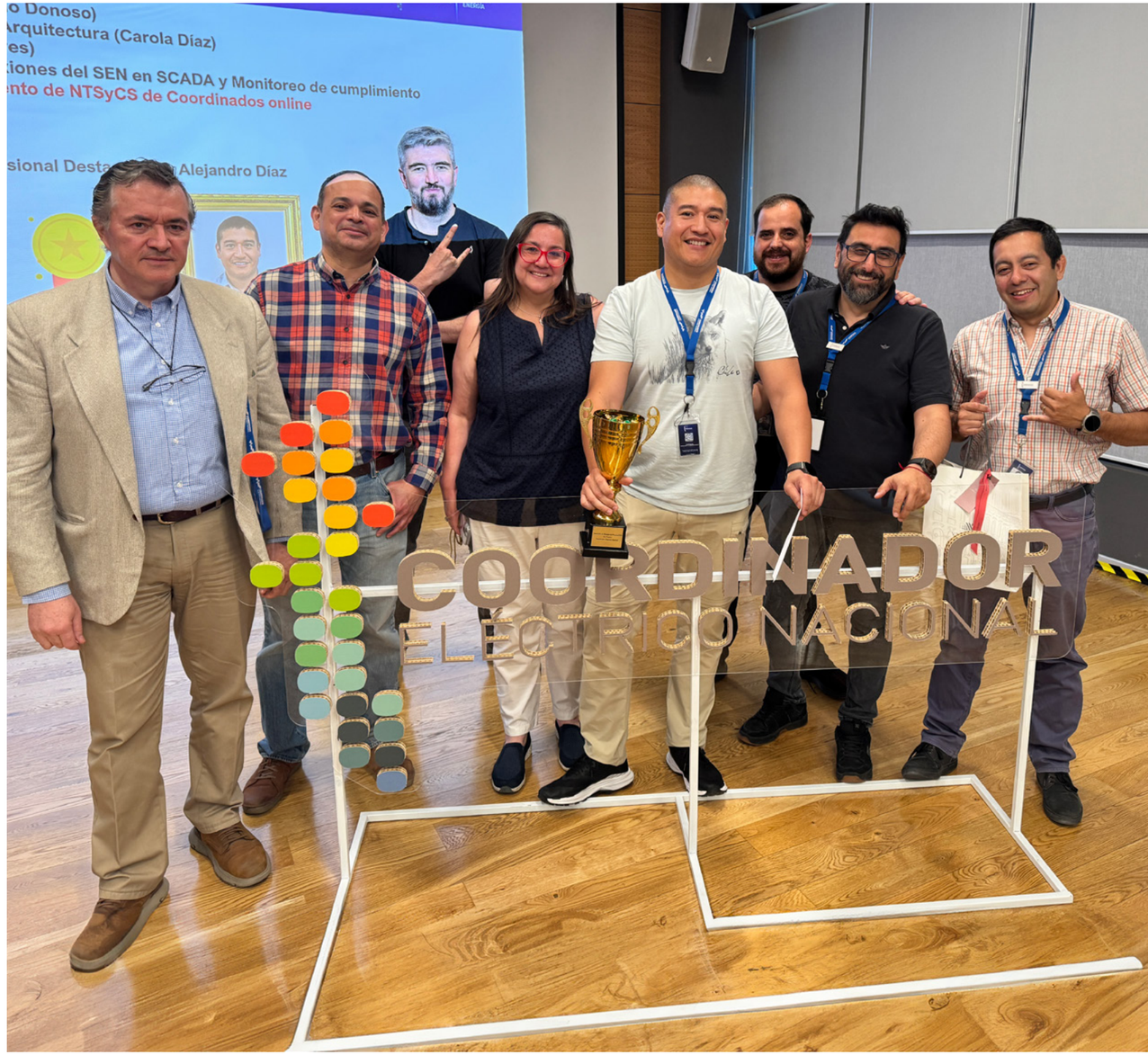
Promedio de **40,4** horas por persona.

374

participantes

15.271 horas totales

Promedio de **40,8** horas por persona.



Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo

El año 2024 se llevó a cabo la auditoría de certificación PEC de Mutual de Seguridad, donde **hemos obtenido la certificación en categoría estándar con cumplimiento "muy bueno" en la gestión de salud y seguridad laboral.** Este reconocimiento, es parte del Programa de Empresas Certificadas (PEC), diseñado para optimizar la gestión de salud y seguridad laboral. A través de esta iniciativa, se busca crear entornos laborales confiables, garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes y fomentar una sólida cultura preventiva en toda la organización.

La obtención de esta certificación destaca nuestro compromiso con la excelencia y es el resultado del esfuerzo colaborativo y la dedicación constante de todo el equipo, fortaleciendo nuestra misión de operar con los más altos estándares en todas nuestras áreas.

Seguiremos impulsando acciones preventivas y de cuidado para garantizar el bienestar de cada miembro de nuestra organización.

MUTUAL de seguridad | CERTIFICADO

PEC EMPRESA ESTÁNDAR

Se certifica que el Centro de Trabajo de la Empresa:

COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

Parque Isidora N°1061- Pudahuel

Ha alcanzado, durante el periodo comprendido entre el 09/09/2024 y el 09/12/2024 , un rendimiento de 90% de acuerdo a los estándares definidos en el Programa de Seguridad y Salud del Trabajo Empresa Estándar.

Por tanto, se califica su desempeño como:

MUY BUENO

El presente certificado es válido hasta el 09/12/2025

Rafael Olmos Hernández
Gerente Prevención de Riesgos

Felipe Bunster Echenique
Gerente General

ADHERENTE 245728

PROGRAMA EMPRESA ESTÁNDAR

PEC-EST-2024-[illegible]

Gestión de Riesgos de Desastres

Durante el año 2024, se desarrollaron actividades junto a Bomberos de Chile, que permitió obtener el certificado de aprobación a la auditoria de nuestro plan de emergencia, y la aprobación de los equipos de extinción de incendios del edificio corporativo. Se continúa en el programa de capacitaciones para nuestro Equipo de Primera Respuesta ante Emergencias y la continuidad de ejercicios de evacuación, para poner a prueba nuestra respuesta ante emergencias.

Programas

- Cursos de inducción en prevención de riesgos para trabajadoras y trabajadores nuevos que ingresan a la organización, que entrega la información necesaria para prevenir riesgos asociados al trabajo en oficina y desde casa.
- En 2024 continuamos avanzando en inducciones de Prevención de Riesgos a Empresas Contratistas que prestan servicios al Coordinador, esto con la finalidad de dar cumplimento a la ley 20.123 de subcontratación y al Decreto Supremo número 76 en la aplicación del Reglamento especial para Empresas Contratistas.
- Certificación categoría bronce del Comité Paritario: en un trabajo conjunto entre el área de Prevención de Riesgos y el Comité Paritario del Coordinador, se logró renovar la certificación en la gestión preventiva que desarrolla el comité paritario para la organización, en temas como: difusión, capacitación, investigación de accidentes, evaluación de conducta y condiciones, entre otros.

Programa Calidad de Vida:

- En 2024 se llevó a cabo el programa anual de gimnasia de pausa activa y masoterapia en silla con un enfoque técnico a fin de orientar en el correcto ejercicio de los trabajadores para la prevención de lesiones musculoesqueléticas de extremidades superiores.
- En 2024 abordamos la temática de reciclaje, para avanzar en un programa de gestión de residuos, que nos permita implementar un sistema de gestión de medio ambiente en un mediano plazo.

Indicadores anuales de accidentabilidad

En 2024 se registraron los siguientes indicadores de accidentes del trabajo, accidentes de trayecto y enfermedades profesionales, en los cuales actuó el seguro Ley 16.744, siendo asistidos por la Mutual de Seguridad. Actualmente estas atenciones se encuentran con alta médica y los profesionales se encuentran en sus labores habituales.

Período de 12 meses del 01/2024 a 12/2024	
Nº de Accidentes del Trabajo	1
Nº de Accidentes de Trayecto	3
Nº de Enfermedades Profesionales	0

Seguridad física de la infraestructura crítica

El Coordinador Eléctrico Nacional es una Infraestructura crítica, estratégica y un servicio esencial para el desarrollo del país, por lo cual contamos con una unidad de Seguridad Física que, mediante protocolos y sistemas variados de seguridad, contribuyen a que la organización desarrolle sus funciones.

Esta unidad mantiene una relación directa con la red de seguridad compuesta por Carabineros de Chile y la Policía de Investigaciones, así como empresas de seguridad privada, como Seguridad Parque Enea.

CENTRO DE CONOCIMIENTO Y FORMACIÓN

El Centro de Conocimiento del Coordinador Eléctrico Nacional, implementado el año 2023, que consolida las iniciativas formativas de la organización y entrega una visión estratégica y transversal para la preparación de nuestros profesionales. En 2024, esta iniciativa se consolidó con el propósito de contribuir con los conocimientos del equipo en los desafíos de la transición energética.

Durante el año, participaron 374 trabajadores con un tiempo de dedicación promedio de 40,8 horas por persona, destacando la realización de 4 Seminarios Internos, donde se abordaron temas críticos asociados a las funciones internas del Coordinador, así como la realización de un curso para No Especialistas, donde se entregaron conocimientos generales de nuestras funciones a aquellos trabajadores que necesitaban comprender mejor cómo mejorar su impacto en las funciones que realizan.

Todos los Seminarios y Cursos quedaron registradas de forma audiovisual, y registradas en nuestra Plataforma de Aprendizaje (LMS), quedando disponibles para futuras consultas y los procesos de capacitación.

En línea con lo anterior, destacamos que para que nuestros profesionales adquieran herramientas para comunicar y transmitir conocimiento, se realizaron dos instancias fundamentales, donde ellos adquirieron herramientas para diseñar y evaluar procesos de aprendizaje con foco en sus audiencias. Estos son los cursos de Facilitadores Internos y el Taller de Mentores, donde participaron una serie de profesionales con amplia experiencia en sus ámbitos, para fortalecer las capacidades de otros y mejorar la gestión interna de nuestros aprendizajes y conocimientos.

Adicional a lo anterior, se realizaron diversas actividades transversales de carácter técnico, para entregar conocimientos a nuestros profesionales en materias específicas. Dentro de esas actividades destacan la Clase Magistral realizada en colaboración con la Universidad de Chile sobre los Sistemas Eléctricos Cero Emisiones. También se realizó un curso de PV Integration to Grid: Modelling, Analysis and Control, dictado por el Académico Internacional Bikash Pal.

De forma complementaria, este año se realizan internamente una serie de cursos con diversas universidades para potenciar nuestras capacidades de innovación, gestión y mejora de nuestros procesos.

Actividades de Carácter Transversal del Centro de Conocimiento

Mes	Nombre Actividad	Horas Duración	Asistentes
2do Trimestre	Clase Magistral: Hacia Sistemas Eléctricos Cero Emisiones	1	62
	Curso Inducción al Modelamiento de Procesos	9	14
	Curso Facilitadores Internos	9	18
	Seminario Interno: Mercados Eléctricos y Regulación	3	102
	Charla - Taller: Lograr la Excelencia a Través del Aprendizaje	3	45
	Curso Metodologías de Gestión (Lean)	12	21
3er Trimestre	Capacitación Interna para Diseño de Dashboard con Power BI	30	2
	Capacitación Protecciones Eléctricas	30	22
	Curso Comunicación Efectiva con Uso de Datos	12	25
	Curso Herramientas de Scrum para Proyectos Ágiles	9	26
	Teoría de Optimización Aplicada a Modelos de Predespacho	6	20
	Capacitación Interna para Diseño de Dashboard con Power BI	28	2
	Gestión Documental con Aconex (Básico)	8	34
	Gestión Documental con Aconex (Avanzado)	8	16
	Nuestro DataLake. Piedra Angular en el Análisis de Datos	1,5	14
	Programa de Actualización para Mentoría Interna	12	26
	Seminario Interno: Actualización en Planificación	3	14
	Seminario Interno: Ideas y Buenas Prácticas para la Automatización en el CEN	3	20
	Taller Modelamiento de Competencias equipo OTR	15	11

Mes	Nombre Actividad	Horas Duración	Asistentes
4to Trimestre	Taller Formulación de Proyectos de Innovación	16	28
	Curso Integración API Plexos	4	15
	Curso Interno Análisis de Datos para No Especialistas	5	40
	Curso Interno Proyección de Escenarios de Desarrollo	3	21
	Curso Pólizas de Seguro en el Mercado Eléctrico Nacional	4	12
	Curso Qlik Sense Analyst	12	10
	Seminario Interno: Procesos Operacionales y Seguridad del Sistema	2	23
	Taller: Cómo se Coordinan los Equipos Efectivos	2	51
	Curso PV Integration to Grid: Modelling, Analysis and Control / Bikash Pal	9	20
	Formación en Uso de Chat GPT	9	25
	Modelamiento de Datos con Qlik Sense	12	7

El Centro de Conocimiento también contempla iniciativas formativas para que el equipo del Coordinador siga fortaleciendo sus Competencias Internas para optimizar su trabajo diario.

Desarrollo de Competencias Técnicas y de Especialidad para cada área:
Contempla planes de cada área para fortalecer sus conocimientos y habilidades internas de manera efectiva. Incluye participación en becas de estudios superiores.

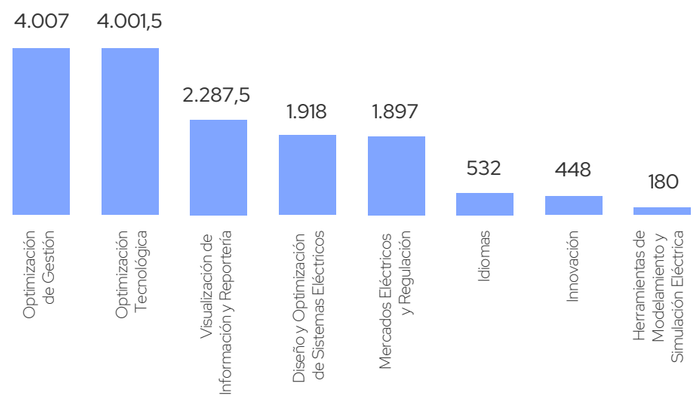
Desarrollo de Habilidades de Optimización Tecnológica:
Adquirir habilidades en la Gestión de Bases de Datos, Informes y herramientas aplicadas a la mejora de procesos de trabajo.

Desarrollo de Habilidades de Optimización de Gestión:
Desarrolla habilidades para mejorar la calidad de la comunicación al interior de equipos, proponer innovaciones y desarrollar proyectos con foco en la gestión de nuestros procesos.

Cursos de desarrollo de Inglés Conversacional.
Para potenciar y mejorar la comunicación con stakeholders de diversas partes del mundo en idioma inglés.

En términos generales, los tiempos de dedicación en aprendizaje por materia se distribuyen como sigue:

Tiempo Dedicación Total por Materia (en horas)



Becas de estudio

En la iniciativa de Becas de Estudios Superiores, que considera fondos de financiamiento compartido de programas vinculados al desempeño de los profesionales, se beneficiaron 9 personas, de las cuales se incluyen 6 diplomados y 3 programas de magíster.

Datos Globales de Formación y Gestión de Conocimiento

El Centro de Conocimiento y otros Procesos de Formación significaron una inversión total de $145.788.375, donde participaron un total de 374 personas, que corresponde a un 92% de cobertura respecto al total de trabajadores.

El número de participantes por género y horas de dedicación se resume según el siguiente cuadro:

Género	N° Participantes	Total Horas	Promedio Hrs.
Mujeres	84	3545	42,2
Hombres	290	11726	40,4

374

Total

15271

Total Horas

40,8

Promedio Hrs.

Tiempo de capacitación por género (expresado en horas)

Nivel Cargo	F	M	Suma
Consejo Directivo y Director Ejecutivo	10	46	56
Gerencia	20	136	156
Jefaturas	389	1135	1524
Operario (despachadores)	156	419	575
Administrativos	29	9	38
Auxiliar	0	0	0
Otros Profesionales	2941	9981	12922
Total general	3545	11726	15271

Participantes por nivel de cargo y género (expresado en personas)

Nivel Cargo	F	M	Suma
Consejo Directivo y Director Ejecutivo	1	4	5
Gerencia	1	4	5
Jefaturas	15	44	59
Operario (despachadores)	2	18	20
Administrativos	6	2	8
Auxiliar	0	0	0
Otros Profesionales	59	218	277
Total general	84	290	374

ENCUESTA DE CLIMA LABORAL, GREAT PLACE TO WORK (GPTW)

Para el Coordinador Eléctrico Nacional es importante contar con un sistema que nos permita evaluar y medir el clima laboral, obteniendo información valiosa sobre cómo los trabajadores perciben la cultura laboral, la dirección, las políticas y prácticas de recursos humanos, así como también su nivel de compromiso y satisfacción en su desempeño.

La encuesta GPTW nos permite recabar información relevante y responder a los siguientes objetivos:

- Medir la satisfacción laboral.
- Evaluar el nivel de compromiso.
- Identificar áreas de mejora.
- Evaluar la percepción de liderazgo.
- Evaluar la cultura organizacional.
- Identificar fortalezas y áreas destacadas.
- Facilitar la toma de decisiones estratégicas.
- Fomentar la participación de los trabajadores.

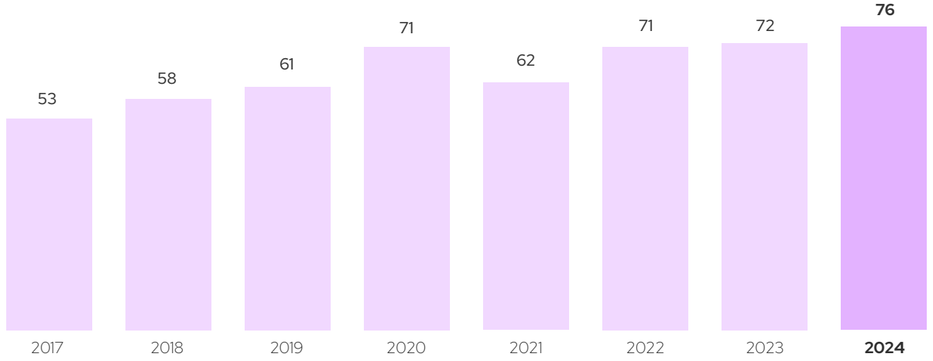
Con esta información, orientamos las acciones que permitan mejorar la experiencia de los trabajadores del Coordinador, disminuyendo las brechas en las temáticas que requieran intervención y reforzando las acciones que han sido bien percibidas y/o evaluadas.

En este año, además de mantener la certificación, incrementamos la media global del indicador en 4 puntos, logrando un total de 76 puntos, resultado que sitúa nuevamente al Coordinador Eléctrico Nacional dentro de las organizaciones consideradas como un gran lugar para trabajar, obteniendo la certificación que otorga GPTW.

En la siguiente gráfica observamos la evolución de la medición de Clima Laboral desde que se implementó la medición con la Encuesta GPTW en 2017.

Great Place To Work. Certified ENE 2025–ENE 2026 CHILE

Evolutivo Resultados GPTW



NUESTROS PROVEEDORES

Gestión con proveedores durante 2024

El 9 de julio de 2024, se realizó un encuentro con los proveedores del Coordinador Eléctrico Nacional en dependencias del Edificio Corporativo y también con participación telemática, organizado por la Unidad de Auditoría y Cumplimiento y el Departamento de Adquisiciones, con el fin de actualizar la normativa del Coordinador Eléctrico Nacional respecto de sus proveedores y sus cumplimientos.

En esa instancia se reforzó el rol del del Departamento de Adquisiciones, los tipos de procesos de compra a los cuales pueden ser llamados a participar, el nuevo modelo de prevención del delito, el proceso de Debida Diligencia y la Perspectiva de la libre Competencia.

Participaron 42 proveedores de manera presencial y otro grupo conectado por plataforma Teams.

493

proveedores estaban vigentes al 31 de diciembre de 2024.

Días comprometidos de pago:

30 en 2024

Días reales de pago:

10 días continuos en el 2024

Promedio de pagos por plazos

Rango de periodo de pago (días calendario)	N° de facturas comprometidas a pago	De facturas pagadas	Monto total ($)	Monto total intereses por mora en pago de facturas	N° de proveedores
Menor a 30 días	3.707	3.536	23.254.998.997	0	421
Entre 31 y 60 días	109	51	927.432.127	0	66
Más de 60 días	27	11	218.298.790	0	6
Total general	3.843	3.598	24.400.729.914	0	493

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Sección 1

Principales indicadores del Sistema Eléctrico Nacional

Capacidad instalada por tipo de tecnología, combustible, fuente de energía, región, o según tecnología

Capacidad instalada de generación por empresa

Capacidad instalada en etapa de Puesta en Servicio (PES)

Capacidad instalada que registra su Entrada en Operación (EO)

Evolución de la energía generada en el SEN por fuente primaria

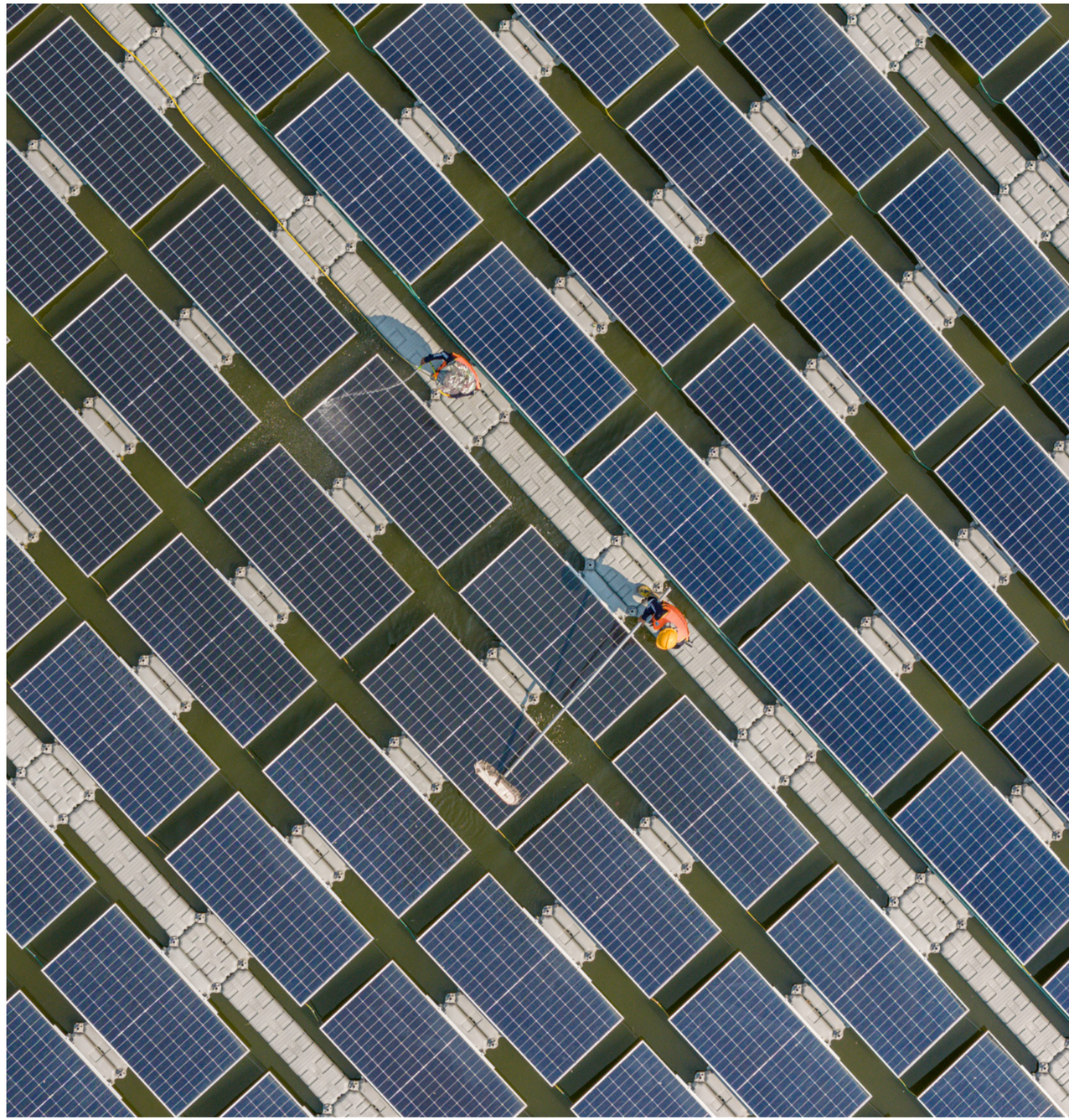
Participación de la generación por fuente primaria

Participación por empresa en la generación de energía

Principales indicadores del Sistema Eléctrico Nacional

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Potencia instalada (MW)	24.611	25.212	26.310	30.862	33.036	34.321	36.778
Demanda Máxima (MW)	10.626	10.793	10.907	11.303	11.590	11.549	12.191
Capacidad Instalada de Energía Renovable	46%	48%	51%	56%	61%	65%	69%
Líneas del Sistema de Transmisión (km)*	34.361	35.501	35.616	36.318	38.160	37.353	38.753
Producción Anual (GWh)	76.740	77.395	77.746	81.492	83.005	83.637	85.518
Ventas a Clientes Finales (GWh)	71.179	71.669	71.839	75.090	77.060	77.281	79.730
% de Cobertura de la Población	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%
N° de Empresas Coordinadas	409	473	549	647	693	764	822

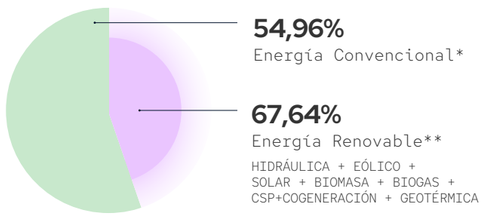
(*) El valor consolidado de líneas de transmisión reportado al cierre de cada año puede variar como resultado del proceso de revisión de datos disponibles en la plataforma de Información Técnica (InfoTécnica), por cuanto la detección de errores genera correcciones por parte de los coordinados involucrados, mientras que los registros también dan cuenta tanto de la incorporación como del cese de servicio de instalaciones.



Capacidad instalada por tipo de tecnología

MW	Hidrica	Térmica	Eólica	Solar	Geotérmica	TOTAL
2018	6.754	13.638	1.741	2.433	45	24.611
2019	6.827	13.380	2.162	2.799	45	25.212
2020	6.814	13.349	2.527	3.575	45	26.310
2021	7.113	13.937	3.536	6.198	78	30.862
2022	7.232	13.773	4.332	7.604	95	33.036
2023	7.514	12.940	4.710	9.061	95	34.321
2024	7.566	12.647	5.280	11.191	95	36.778

Capacidad instalada por tipo de fuente de energía en 2024



Detalle ERNC	MW
Eólica	5.279,6
Hidroeléctrica	1.073,6
Solar	11.190,9
Biocombustible	602,3
Geotérmica	94,9
2023	7.514
2024	7.566

(*) Energía convencional considera fuentes hidráulicas y térmicas

(**) Energía Renovable considera hidráulica, eólica, solar, biomasa, Concentración Solar de Potencia, Cogeneración y Geotérmica.

Capacidad instalada por tipo de combustible

	2022	2023	2.024	% Participación en 2024
Hídrico	7.232	7.514	7.566	20,6%
Solar	7.604	9.061	11.191	30,4%
Térmico-Carbón	4.344	3.727	3.510	9,5%
Térmico-Gas Natural	5.314	5.381	5.282	14,4%
Eólico	4.332	4.710	5.280	14,4%
Térmico-Petróleo	3.227	3.071	3.088	8,4%
Geotérmica	95	95	95	0,3%
Térmico-Biomasa	659	542	542	1,5%
Térmico-Biogas	70	59	63	0,2%
Térmico-Cogeneración	24	24	26	0,1%
Térmico-Petcoke	21	21	21	0,1%
Térmico-CSP	114	114	114	0,3%
TOTAL	33.036	34.321	36.778	100%

Capacidad instalada de generación por región

MW	2022	2023	2024
ARICA Y PARINACOTA	33	137	149
TARAPACÁ	524	525	504
ANTOFAGASTA	8.854	9.045	9.961
ATACAMA	4.499	5.141	5.283
COQUIMBO	1.823	1.875	2.091
VALPARAÍSO	3.436	3.181	3.404
METROPOLITANA DE SANTIAGO	1.905	2.240	2.374
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	1.866	1.945	2.331
MAULE	2.218	2.453	2.793
ÑUBLE	246	279	323
BÍO BÍO	5.374	5.220	5.266
ARAUCANÍA	982	988	1.000
DE LOS RÍOS	343	348	353
DE LOS LAGOS	934	943	947
TOTAL	33.036	34.321	36.778

Capacidad instalada de generación en regiones según tecnología

MW	Eólico	Solar	Geotérmico	Hídrico	Carbón	Gas	Derivados Petróleo	Otros Térmicos	TOTAL
ARICA Y PARINACOTA	-	127	-	11	-	-	10	-	149
TARAPACÁ	-	430	-	6	-	-	68	-	504
ANTOFAGASTA	1.282	4.062	95	-	1.836	2.512	33	141	9.961
ATACAMA	1.117	2.703	-	5	764	-	695	-	5.283
COQUIMBO	775	601	-	28	-	-	687	-	2.091
VALPARAÍSO	-	515	-	201	537	1.974	173	5	3.404
METROPOLITANA DE SANTIAGO	-	940	-	910	-	438	34	52	2.374
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	174	749	-	1.095	-	250	47	16	2.331
MAULE	-	691	-	1.854	-	44	164	40	2.793
ÑUBLE	-	199	-	32	-	-	22	71	323
BÍO BÍO	737	157	-	2.855	374	64	799	280	5.266
ARAUCANÍA	805	12	-	81	-	-	21	81	1.000
DE LOS RÍOS	-	5	-	167	-	-	120	61	353
DE LOS LAGOS	390	-	-	322	-	-	235	-	947
TOTAL	5.280	11.191	95	7.566	3.510	5.282	3.109	746	36.778

Capacidad instalada de generación por empresa en 2024*

EMPRESA	CAPACIDAD
OTROS GENERADORES	54,7%
ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	14,0%
COLBÚN S.A.	9,8%
ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	6,7%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	5,7%
GUACOLDA ENERGÍA SPA	2,2%
EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.	2,1%
AES ANDES S.A.	1,7%
EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS SPA	1,6%
EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE SPA	1,6%

(*) Estadística en base a criterio de "propiedad de instalación" según registros de InfoTecnica. Porcentaje por empresa podría variar usando otros criterios.

REVISA EL REGISTRO COMPLETO EN

Capacidad instalada en etapa de Puesta en Servicio (PES) al cierre de 2024

	MW	%
Geotérmico	0	0%
Solar	140	96%
Eólica	-	0%
Térmica	6	4%
Hídrico	-	0%
TOTAL	146	100%

Capacidad instalada que registra su Entrada en Operación (EO) durante 2024

	MW	%
BESS	337	14%
Diésel	4	0%
Eólica	155	6%
Hidro Pasada	4	0%
Solar	1.901	79%
TOTAL	2.401	100%

Evolución de la energía generada en el SEN por fuente primaria (GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hidráulica	20.830	20.629	16.477	20.275	23.944	27.075
Carbón	28.399	27.014	27.666	18.437	13.983	13.002
Diésel	289	548	1.830	947	486	173
Gas Natural	14.131	13.710	14.487	17.237	15.455	12.343
Fuel Oil	1	8	28	27	1	1
Petcoke	392	341	354	285	383	354
Cogeneración	130	183	310	124	408	625
Biogás	214	170	143	164	159	153
Biomasa	1.609	1.709	1.874	1.735	1.807	1.787
Eólica	4.818	5.539	7.210	8.832	9.911	11.086
Solar	6.381	7.638	10.633	14.215	16.075	18.612
Termosolar	-	-	154	280	587	-
Geotérmica	202	247	326	448	438	308
TOTAL	**77.396**	**77.738**	**81.492**	**83.005**	**83.637**	**85.518**

Evolución de la energía generada en el SEN por fuente primaria (%)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hidráulica	27%	27%	20%	24%	29%	31,7%
Carbón	37%	35%	34%	22%	17%	15,2%
Diésel	0%	1%	2%	1%	1%	0,2%
Gas Natural	18%	18%	18%	21%	18%	14,4%
Fuel Oil	0%	0%	0%	0%	0%	0,0%
Petcoke	1%	0%	0%	0%	0%	0,4%
Cogeneración	0%	0%	0%	0%	0%	0,7%
Biogás	0%	0%	0%	0%	0%	0,2%
Biomasa	2%	2%	2%	2%	2%	2,1%
Eólica	6%	7%	9%	11%	12%	13,0%
Solar	8%	10%	13%	17%	19%	21,8%
Termosolar	0%	0%	0%	0%	1%	0,0%
Geotérmica	0%	0%	0%	1%	1%	0,4%
TOTAL (GWh)	**77.396**	**77.738**	**81.492**	**83.005**	**83.637**	**85.518**

Participación de la generación por fuente primaria (%)

	2021	2022	2023	2024
Hidráulica	20,2%	24,4%	28,6%	31,7%
Carbón	33,9%	22,2%	16,7%	15,2%
Diésel	2,2%	1,1%	0,6%	0,2%
Gas Natural	17,8%	20,8%	18,5%	14,4%
Fuel Oil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Petcoke	0,4%	0,3%	0,5%	0,4%
Cogeneración	0,4%	0,1%	0,5%	0,7%
Biogás	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Biomasa	2,3%	2,1%	2,2%	2,1%
Eólica	8,8%	10,6%	11,9%	13,0%
Solar	13,0%	17,1%	19,2%	21,8%
Termosolar	0,2%	0,3%	0,7%	0,0%
Geotérmica	0,4%	0,5%	0,5%	0,4%
TOTAL	100%	100%	100%	100,0%

Participación por empresa en la generación de energía en 2024*

GENERADORES	GWh	%
OTROS GENERADORES	36.330	42%
ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	15.437	18%
COLBÚN S.A.	12.085	14%
ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	5.591	7%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	4.523	5%
EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.	3.189	4%
EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS SPA	3.020	4%
EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE SPA	2.799	3%
GUACOLDA ENERGÍA SPA	2.544	3%
TOTAL	85.518,1	100%

(*) Estadística en base a criterio de "propiedad de instalación" según registros de InfoTecnica. Porcentaje por empresa podría variar usando otros criterios.

REVISA EL REGISTRO COMPLETO EN

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Sección 2

Generación de Energía Renovable No Convencional

Reducciones de energía renovable variable

Energía Afluente

Evolución de la energía embalsada

Consumo de combustibles

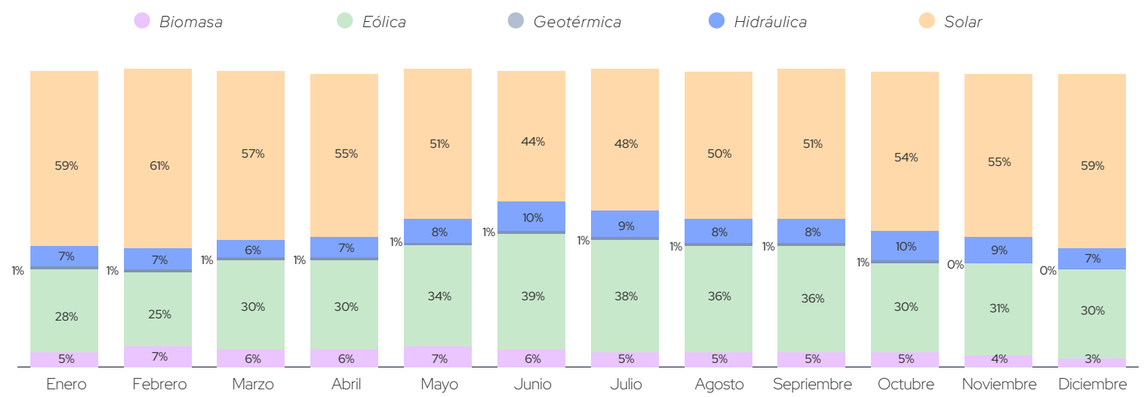
Precios de los combustibles

Generación de energía renovable no convencional en el SEN (GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Solar	6.381	7.637	10.784	14.215	16.075	18.613
Eólica	4.818	5.531	7.210	8.832	9.911	11.083
Geotérmica	202	247	326	448	438	308
Biogas	212	170	143	164	159	153
Biomasa	1.398	1.504	1.639	1.735	1.572	1.589
Termosolar			154	280	587	-
Hídrico	2.119	2.141	2.046	1.959	2.317	2.778
Total ERNC (GWh)	**15.130**	**17.229**	**22.301**	**27.633**	**31.059**	**34.525**
Total SEN (GWh)	**77.395**	**77.746**	**81.492**	**83.005**	**83.637**	**85.518**
Participación	**20%**	**22%**	**27%**	**33%**	**37%**	**40%**

Generación de energía renovable no convencional en el SEN

	Biocombustibles	Eólica	Geotérmica	Hidráulica	Solar	Total general
Enero	164	899	40	243	1.905	3.251
Febrero	181	689	33	190	1.689	2.782
Marzo	170	903	34	191	1.730	3.029
Abril	157	787	32	190	1.428	2.593
Mayo	165	855	30	198	1.286	2.535
Junio	143	991	27	255	1.104	2.520
Julio	129	1.023	27	233	1.311	2.722
Agosto	140	989	22	226	1.382	2.759
Septiembre	138	1.102	18	234	1.545	3.037
Octubre	130	873	17	287	1.555	2.862
Noviembre	109	928	15	276	1.639	2.968
Diciembre	114	1.044	15	255	2.038	3.467
Total	**1.742**	**11.083**	**308**	**2.778**	**18.613**	**34.525**



Reducciones de energía renovable variable en el Sistema Eléctrico Nacional

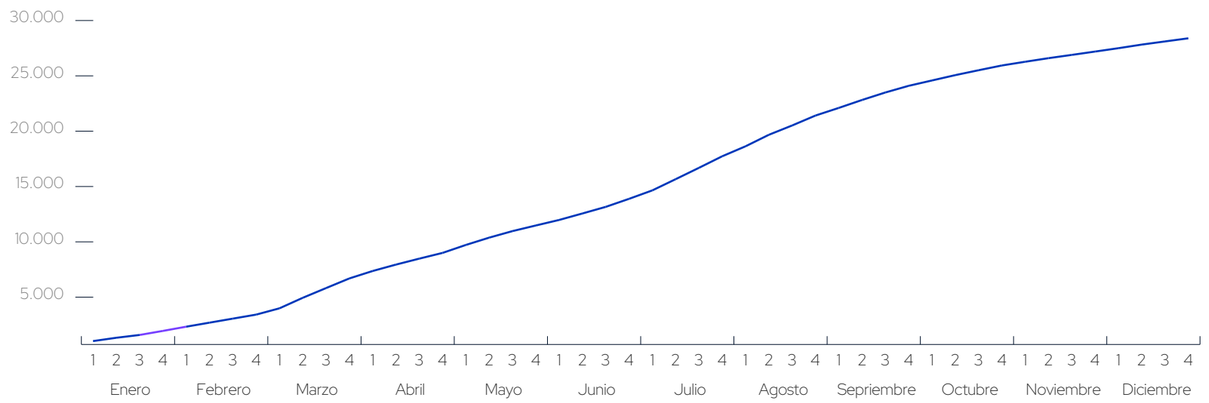
	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	10	24	97	182	491
Febrero	21	12	90	147	507
Marzo	1	16	77	129	568
Abril	1	6	94	125	336
Mayo	9	0	36	155	170
Junio	-	1	4	105	158
Julio	1	3	108	93	234
Agosto	40	7	94	218	407
Septiembre	49	85	173	307	523
Octubre	44	119	278	329	801
Noviembre	60	95	222	329	999
Diciembre	10	87	198	496	715
TOTAL	**245**	**459**	**1.471**	**2.615**	**5.909**

Energía Afluente Total Semanal Acumulada del SEN 2023-2024

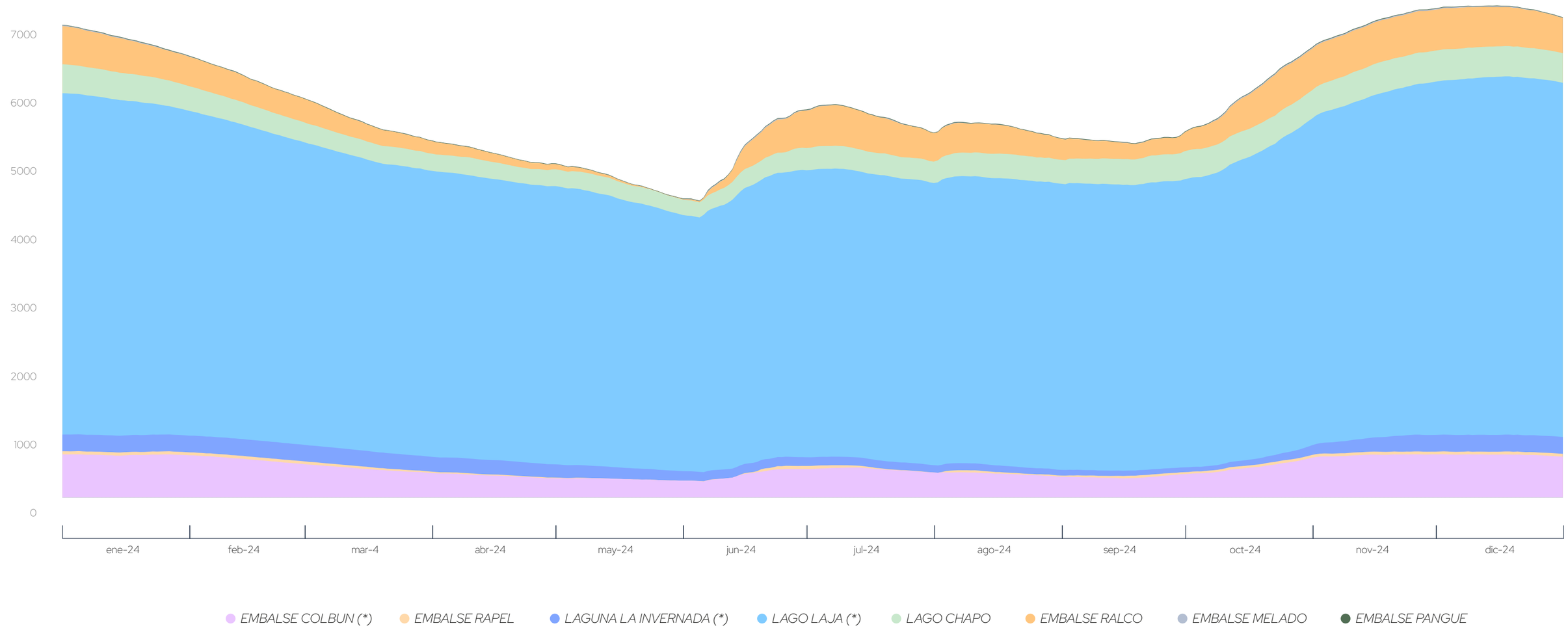
		Energía Acumulada [GWh]
Mes	Semana	Total Semanal Acumulado
abr-24	1	306
	2	605
	3	859
	4	1.226
may-24	1	1.607
	2	1.971
	3	2.336
	4	2.698
jun-24	1	3.266
	2	4.217
	3	5.096
	4	5.968
jul-24	1	6.640
	2	7.219
	3	7.756
	4	8.275

		Energía Acumulada [GWh]
Mes	Semana	Total Semanal Acumulado
ago-24	1	8.994
	2	9.654
	3	10.244
	4	10.751
sept-24	1	11.252
	2	11.837
	3	12.434
	4	13.160
oct-24	1	13.923
	2	14.936
	3	15.961
	4	17.007
nov-24	1	17.908
	2	18.948
	3	19.790
	4	20.686

		Energía Acumulada [GWh]
Mes	Semana	Total Semanal Acumulado
dic-24	1	21.376
	2	22.095
	3	22.771
	4	23.372
ene-25	1	23.856
	2	24.339
	3	24.781
	4	25.211
feb-25	1	25.548
	2	25.871
	3	26.167
	4	26.469
mar-25	1	26.773
	2	27.098
	3	27.384
	4	27.667



Evolución de la energía embalsada en 2024



NOTAS

Lago Laja (*) = Energía almacenada por El Toro, Antuco, Rucúe y Quilleco (Lago Laja considera cota 1300 msnm).

Colbún (*) = Energía almacenada por Colbún, Machicura y San Ignacio

Invernada (*) = Energía Almacenada por Cipreses, Isla, Curillinque y Loma Alta

Consumo de combustibles

Carbón, miles de toneladas (Mton)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
2022	652,4	549,7	658,1	557,4	646,3	637,1	602,3	502,5	334,6	255,0	252,0	304,1	5.951,5
2023	391,6	392,4	480,6	529,2	535,1	457,6	388,8	450,8	325,4	316,9	275,6	343,5	4.887,6
2024	293,5	381,9	413,7	566,8	475,6	345,2	307,3	288,7	300,7	297,9	271,0	267,8	4.210,0

Diésel, miles de toneladas (Mton)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
2022	20,3	17,0	19,9	53,9	41,0	67,1	25,9	6,9	13,0	7,8	18,5	11,3	302,6
2023	12,8	17,3	16,7	10,5	14,4	6,4	4,3	3,2	3,2	1,0	2,7	5,3	97,9
2024	2,5	5,5	3,2	3,1	9,0	1,3	2,2	2,2	2,8	4,6	1,8	1,5	39,7

Gas Natural, millones de m3

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
2022	93,4	127,6	153,8	167,5	265,1	300,7	185,7	139,0	108,2	57,5	52,8	68,2	1.719,5
2023	139,2	153,9	235,8	232,0	303,4	330,3	235,4	139,5	134,5	50,5	45,3	73,6	2.073,4
2024	55,1	126,4	175,3	188,0	243,3	162,9	160,0	168,9	76,2	49,5	31,6	75,2	1.512,2

Gas natural argentino, millones de m3

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
2022	165,9	155,0	194,1	160,5	81,0	43,0	101,9	146,9	166,4	164,5	172,3	221,6	1.773,1
2023	177,7	149,1	170,6	178,8	107,9	39,3	18,8	81,4	49,0	93,6	70,7	52,5	1.189,5
2024	126,4	132,5	118,0	113,9	133,4	113,0	94,8	73,6	75,0	76,9	41,5	66,3	1.165,2

Precios de los combustibles

Carbón, USD/Ton

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2022	182,1	183,9	182,9	193,7	226,4	286,8	319,3	339,2	333,7	347,7	359,8	367,3
2023	403,4	405,5	400,3	398,8	364,4	322,2	265,9	247,8	234,6	233,2	232,7	235,8
2024	238,4	222,4	226,5	204,3	209,5	204,8	192,4	185,5	180,4	181,6	185,4	188,1

Diésel, USD/Ton

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2022	859,4	973,1	1.043,1	1.288,4	1.424,0	1.427,1	1.438,6	1.312,6	1.306,5	1.290,2	1.380,8	1.206,2
2023	1.244,0	1.202,9	1.106,6	1.072,9	978,8	946,6	960,8	1.076,5	1.180,8	1.165,6	1.156,8	1.133,0
2024	1.124,9	1.111,6	1.101,5	1.098,6	1.096,8	1.081,0	1.074,9	1.073,6	1.063,8	1.057,2	1.050,5	1.048,6

Gas Natural, USD/Dam3

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2022	444,9	438,9	436,0	446,6	453,0	469,6	465,2	476,3	480,4	479,0	482,1	463,5
2023	470,4	481,1	483,2	458,0	449,4	439,5	437,3	434,4	421,5	425,1	426,6	417,9
2024	416,2	418,8	458,7	445,3	440,0	427,5	334,0	325,5	377,7	380,9	385,0	376,6

Gas Natural Argentino, USD/Dam3

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2022	202,5	205,4	208,4	210,6	273,6	287,0	293,3	301,4	297,9	298,4	298,5	298,8
2023	371,9	368,1	360,3	359,4	360,2	356,8	357,4	369,0	376,6	373,8	371,1	363,9
2024	282,0	282,0	309,8	320,5	370,8	364,2	356,7	363,8	353,9	341,9	347,6	342,2

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Sección 3

Líneas de transmisión según nivel de tensión

Participación de empresas en propiedad sobre líneas eléctricas

Instalaciones de transmisión más relevantes que entraron a operación

Capacidad instalada en subestaciones por región y por empresa

Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

	PARTICIPACIÓN	LONGITUD
Mayor a 220	13%	4.874,32
Igual a 220	53%	20.652,39
Menor a 220 y superior a 66	32%	12.319,94
Menor a 66	2%	906,35
Total	**100%**	**38.753,00**

Participación de empresas en propiedad sobre líneas eléctricas, medido en kilómetros

EMPRESA	% PARTICIPACIÓN
CGE TRANSMISIÓN S.A.	17,02%
TRANSELEC S.A.	15,81%
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	8,03%
SOCIEDAD TRANSMISORA METROPOLITANA S.A.	8,03%
CHILQUINTA TRANSMISIÓN S.A.	4,33%
MINERA ESCONDIDA LTDA.	3,67%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	3,52%
ALFA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	3,30%
CODELCO (CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE)	2,38%
COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE S.A.	1,47%
AES ANDES S.A.	1,25%
SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.	1,03%
TOTAL	**39.507**

Participación de empresas en segmento de transmisión sobre 220 KV

EMPRESA	PARTICIPACIÓN (%)	KMS
INTERCHILE S.A.	30,4%	1.509
TRANSELEC S.A.	26,9%	1.339
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.	24,3%	1.206
ALTO JAHUEL TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	10,5%	521
CHARRÚA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	4,0%	200
AES ANDES S.A.	3,8%	190
Total KMS		**4.969,10**

Participación de empresas en segmento de transmisión en 220 KV

EMPRESA	PARTICIPACIÓN (%)	KMS
TRANSELEC S.A.	32,4%	6.831
ALFA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	5,5%	1.148
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	4,4%	920
MINERA ESCONDIDA LTDA.	3,2%	669
COMPAÑÍA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	3,1%	660
ELETRANS S.A.	2,8%	594
Total KMS		**21.054**

Participación de empresas en segmento de transmisión menor a 220 KV e igual o superior a 66 KV

EMPRESA	PARTICIPACIÓN (%)	KMS
CGE TRANSMISIÓN S.A.	30,3%	3.808
TRANSELEC S.A.	17,9%	2.244
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	8,7%	1.092
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	6,3%	794
SOCIEDAD TRANSMISORA METROPOLITANA S.A.	3,6%	446
CODELCO (CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE)	3,4%	433
Total KMS		**12.559,51**

Participación de empresas en segmento de transmisión con tensión inferior a 66 KV

EMPRESA	PARTICIPACIÓN (%)	KMS
CHILQUINTA TRANSMISIÓN S.A.	34,5%	318
COOPERATIVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CHILLÁN LTDA.	7,4%	69
ALGORTA NORTE S.A.	4,6%	43
MINERA LAS CENIZAS S.A.	4,1%	38
GUANACO COMPAÑÍA MINERA SPA	3,8%	35
TRANSELEC S.A.	3,7%	34
Total KMS		**923,97**

Instalaciones de transmisión más relevantes que entraron a operación en 2024

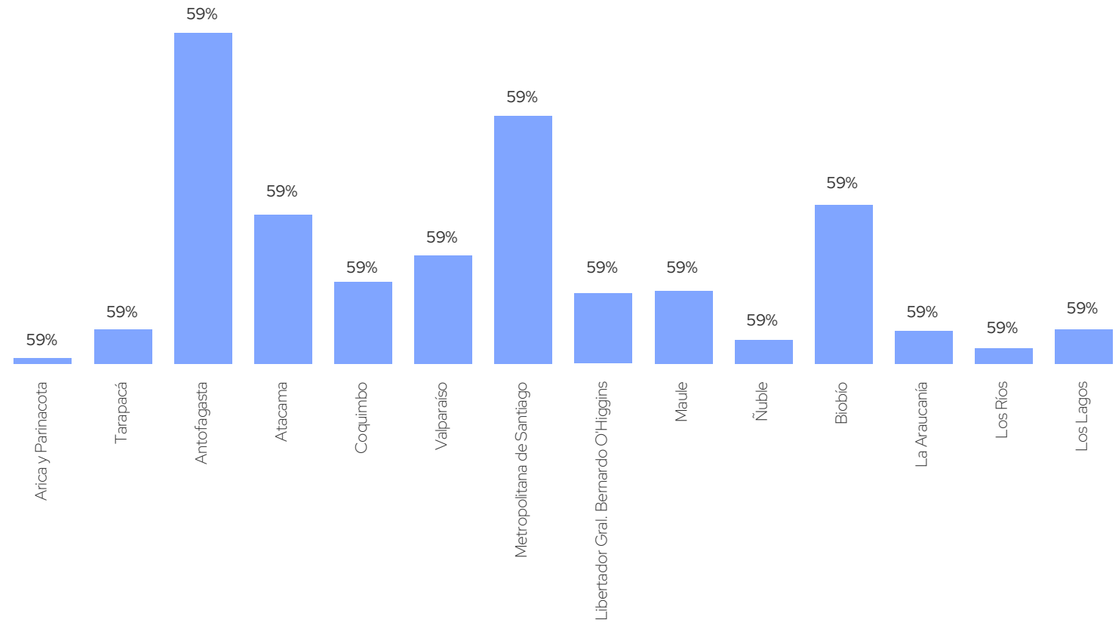
SUBESTACIONES

Nombre Subestación	Entrada en Operación	Capacidad nominal MVA
S/E CENTRAL NUEVA RENCA	17/12/24	280
S/E SOLIS	9/8/24	150
S/E TCHITACK	12/6/24	150
S/E EL MANZANO (STM)	4/1/24	120
S/E LA CABAÑA	8/2/24	120
S/E MAIPO	15/7/24	120
S/E CARDONAL	19/4/24	100
S/E WILLKA	6/2/24	90
S/E LAS CANTERAS	29/5/24	80
S/E DON HUMBERTO	7/11/24	66,67
S/E DOÑA ANTONIA	28/8/24	53

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Nombre Línea	Nombre Propietario	Entrada en Operación	Tensión kV	Longitud Km	Suma de Capacidad MVA
NUEVA PAN DE AZUCAR – PUNTA SIERRA 220kV	CENTELLA TRANSMISIÓN S.A.	27/6/24	220	127,37	1.423,61
PUNTA SIERRA – CENTELLA 220kV	CENTELLA TRANSMISIÓN S.A.	27/6/24	220	128,76	1.410,65
PARINACOTA - RONCACHO 220kV	RED ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.	28/6/24	220	53,44	699,61
RONCACHO - NUEVA POZO ALMONTE 220kV	RED ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.	28/6/24	220	185,11	699,61
CHILOE – GAMBOA 220kV	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	23/9/24	220	45,08	627,21
PARINACOTA - RONCACHO 220kV	EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.	28/6/24	220	0,59	609,30
RONCACHO - NUEVA POZO ALMONTE 220kV	EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.	28/6/24	220	0,46	609,30
LAS SALINAS - CENTINELA 220kV	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	12/2/24	220	20,51	591,77
EL CHACAY - LOS PIUQUENES 220kV	MLP TRANSMISION S.A.	16/2/24	220	0,17	565,48
QUILLOTA - EL CHACAY 220kV	MLP TRANSMISION S.A.	16/2/24	220	0,17	565,48
CENTINELA - ESPERANZA (MINERA CENTINELA) 220KV	RED ELÉCTRICA DEL NORTE 2 S.A.	6/5/24	220	7,74	551,00
CENTINELA - EL COBRE (ENGIE) 220KV	RED ELÉCTRICA DEL NORTE 2 S.A.	6/5/24	220	1,54	549,48
CENTINELA - EL COBRE (ENGIE) 220KV	RED ELÉCTRICA DEL NORTE 2 S.A.	6/5/24	220	75,77	549,48
CEME 1 – MIRAJE 220kV	CEME 1 SPA	5/7/24	220	9,64	500,70

Capacidad instalada en subestaciones por región (en MVA)



Capacidad instalada en subestaciones por empresa (en MVA)

PROPIETARIO	MVA	PARTICIPACIÓN
TRANSELEC S.A.	18.505,40	16%
CGE TRANSMISIÓN S.A.	9.697,04	8%
SOCIEDAD TRANSMISORA METROPOLITANA S.A.	8.232,16	7%
ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	6.565,20	6%
INTERCHILE S.A.	5.100,80	4%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	4.096,05	4%
COLBÚN S.A.	4.062,55	4%
CODELCO	3.907,77	3%
ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	3.663,09	3%
MINERA ESCONDIDA LTDA.	3.446,04	3%
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	3.392,01	3%
CHILQUINTA TRANSMISIÓN S.A.	2.361,53	2%
OTROS	42.535,14	37%
TOTAL	**115.565**	

(1) Según información disponible para transformadores 2D y 3D catastrados en plataforma de Información Técnica (InfoTécnica)

(2) Capacidad obtenida en base a Capacidad máxima con refrigeración forzada AT, si dispone.

(3) Considera aquellos transformadores en estado "En Servicio".

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Sección 4

Evolución de la demanda mínima y máxima

Demanda máxima anual y tasa de crecimiento

Evolución de las ventas de energía por tipo de cliente

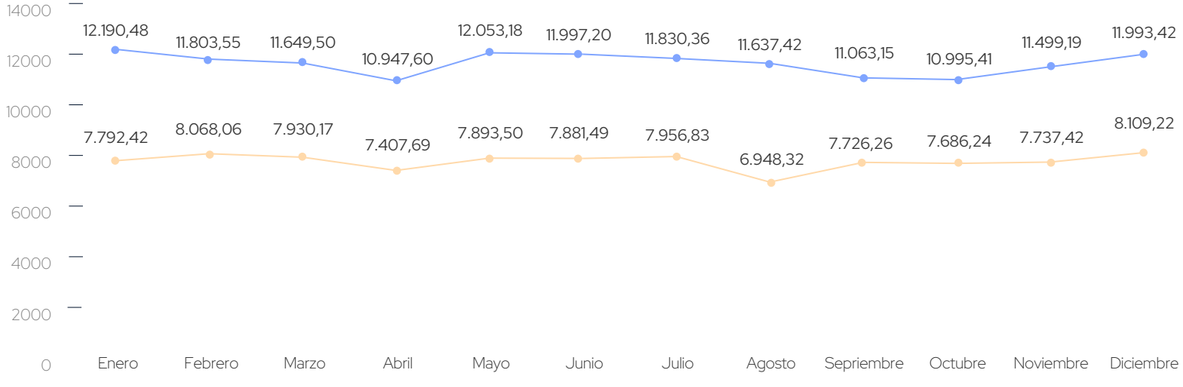
Retiros de energía por región e industria

Consumo regulado per cápita regional

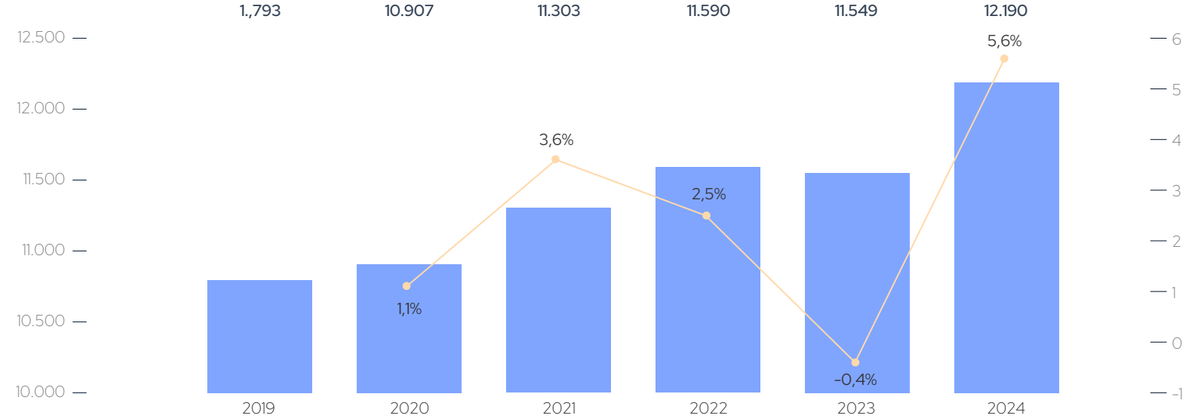
Evolución de los Coordinados

Listados de Coordinados por Segmentos

Evolución de la demanda mínima y máxima durante 2024



Demanda máxima anual y tasa de crecimiento



MWh/h	Máxima	Mínima
Ene	12.190,48	7.792,42
Feb	11.803,55	8.068,06
Mar	11.649,50	7.930,17
Abr	10.947,60	7.407,69
May	12.053,18	7.893,50
Jun	11.997,20	7.881,49

MWh/h	Máxima	Mínima
Jul	11.830,36	7.956,83
Ago	11.637,42	6.948,32
Sep	11.063,15	7.726,26
Oct	10.995,41	7.686,24
Nov	11.499,19	7.737,42
Dic	11.993,42	8.109,22

Año	Demanda Máxima Anual (MW)	Var. Vs año anterior (%)
2019	10.793	
2020	10.907	1,1%
2021	11.303	3,6%
2022	11.590	2,5%
2023	11.549	-0,4%
2024	12.190	5,6%

Evolución de las ventas de energía por tipo de cliente (GWh)

GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Distribuidores	29.331	28.127	29.194	30.662	30.141	31.018
Clientes Libres	42.221	43.655	45.896	46.397	47.141	48.712
TOTAL	71.552	71.782	75.090	77.060	77.281	79.730

Participación de las ventas de energía por tipo de cliente

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Distribuidores	41,0%	39,2%	38,9%	39,8%	39,0%	38,9%
Clientes Libres	59,0%	60,8%	61,1%	60,2%	61,0%	61,1%

Participación de industrias en cada región por retiro de energía en 2024 (GWh)

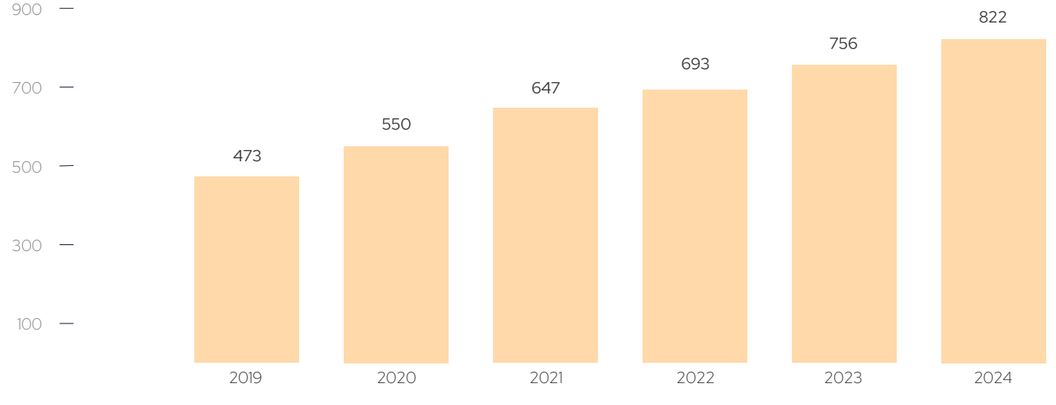
	REGIÓN	Comercial, Público, Residencial	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Consumo Regulado	TOTAL
Norte Grande	ARICA Y PARINACOTA	27	-	70	47	-	302	446
	TARAPACÁ	38	2	115	3.229	1	483	3.867
	ANTOFAGASTA	113	18	661	16.470	13	973	18.248
Norte Chico	ATACAMA	52	-	137	3.631	-	440	4.261
	COQUIMBO	90	-	189	815	-	1.256	2.349
Centro	VALPARAÍSO	203	101	890	2.320	44	3.178	6.735
	METROPOLITANA DE SANTIAGO	2.237	18	5.474	1.590	536	13.190	23.045
	LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	158	5	928	1.821	8	1.848	4.769
	MAULE	137	2	1.169	549	5	2.111	3.972
Sur	ÑUBLE	44	2	159	-	2	844	1.050
	BÍO BÍO	200	45	2.708	-	18	2.439	5.410
	ARAUCANÍA	113	0	288	-	0	1.586	1.986
	DE LOS RÍOS	48	-	256	-	-	720	1.025
	DE LOS LAGOS	237	0	679	-	2	1.648	2.566
	TOTAL	3.695	193	13.724	30.472	628	31.018	79.730

Consumo regulado per cápita regional para 2024

	REGIÓN	Consumo Regulado	kWh-año	Población*	kwh-año/ población
Norte Grande	ARICA Y PARINACOTA	302.462	302.461.570	261.779	1.155
	TARAPACÁ	482.684	482.684.063	406.287	1.188
	ANTOFAGASTA	972.728	972.727.561	718.232	1.354
Norte Chico	ATACAMA	440.182	440.181.975	319.992	1.376
	COQUIMBO	1.255.878	1.255.877.605	879.267	1.428
Centro	VALPARAÍSO	3.177.839	3.177.838.760	2.025.693	1.569
	METROPOLITANA DE SANTIAGO	13.160.299	13.160.298.619	8.420.729	1.563
	LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	1.848.422	1.848.422.161	1.025.586	1.802
	MAULE	2.110.688	2.110.687.574	1.171.982	1.801
Sur	ÑUBLE	843.842	843.842.440	521.711	1.617
	BÍO BÍO	2.439.017	2.439.016.558	1.686.225	1.446
	ARAUCANÍA	1.586.040	1.586.040.382	1.032.164	1.537
	DE LOS RÍOS	719.983	719.982.643	412.786	1.744
	DE LOS LAGOS	1.647.869	1.647.869.054	912.171	1.807
	TOTAL	**30.987.931**	**30.987.930.966**	**19.794.604**	**21.388**

(*) Dato de población se obtuvo de fuentes abiertas

Evolución de los Coordinados 2024



Coordinados por segmento

Coordinados por segmento	
Generadores	649
Transmisores	64
Clientes libres	76
Distribuidores	25
SSMM	8

Listados de Coordinados por Segmentos 2024

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Lágrimas del Sur SpA	Agrícola Lágrimas del Sur SpA (Ex Agricola Ponce)	76.738.520-K
Espinos S.A.	Los Espinos (Fusión con Mainco SpA)	76.925.800-0
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	76.179.054-4
Empresa Eléctrica Carén S.A.	Eléctrica Caren	76.149.809-6
Amanecer Solar SpA	Amanecer Solar	76.273.559-8
Bio Energía Las Pampas SpA	Las Pampas	76.254.294-3
Gas Sur S.A.	Gas Sur	96.853.490-4
Generación de Energía Nueva Degan SpA	Nueva Degan	76.265.287-0
Inacal S.A.	Inacal	76.115.484-2
Dosal hnos y Cia Ltda	Dosal	84.992.400-1
Hidroeléctrica Robleria SpA	Generadora Roblería	76.051.263-K
Chungungo S.A.	Parque fotovoltaico Quilapilún	76.414.107-5
PV Salvador S.A.	Fusión con Empresa Eléctrica ERNC I S.A.	76.284.682-9
Empresa Eléctricas Aguas del Melado SpA	Aguas del Melado	77.277.800-7
Energías Ucuquer Dos S.A.	Ucuquer Dos	76.319.372-1
Alba SpA	Alba	76.114.239-9
Parque Eólico Los Cururos SpA	Parque Eólico Los Cururos	76.178.599-0
Las Mollacas SpA	Renovalia Chile Seis SpA	76.327.569-8

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Acciona Energía Chile	76.437.712-5
Compañía Barrick Chile Generación SpA	Barrick Generación	96.576.920-K
CIA Eléctrica los Morros S.A.	CELMSA	95.177.000-0
Central Yungay S.A.	Central Yungay (ex Orazul Energy Chile Holding II B.V. S.C.P.A.)	76.060.441-0
PSF Lomas Coloradas S.A.	PSF Lomas Coloradas	76.284.911-9
Pacific Hydro Chile S.A.	Pacific Hydro	96.990.040-8
Eléctrica Puntilla S.A.	Puntilla	96.817.230-1
Hidroelectrica Allipén S.A.	Hidroeléctrica Allipén	76.071.891-2
PMGD Bio Bio Negrete S.A.	PMGD Bureo	76.219.874-6
Los Guindos Generación SpA	Los Guindos	76.284.294-7
Hidroeléctrica Ensenada S.A.	HESA	76.030.971-0
Empresa Eléctrica La Arena SpA	Hidroeléctrica La Arena	76.037.036-3
S.W. Operations S.A.	S.W. Operations	76.131.355-K
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Hidroeléctrica Rio Huasco	76.071.113-6
Generadora Eléctrica Kaltemp Ltda.	Kaltemp	76.392.163-8
Commonplace Energy SpA	Commonplace	76.233.264-7

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Enorchile S.A.	Representa a: Esperanza, Zofri y Estandartes	96.774.300-3
Hidropaloma S.A.	Hidropaloma	76.849.580-7
Hidroeléctrica Dongo SpA	Hidroeléctrica Dongo	76.015.738-4
Punta Palmeras S.A.	Punta Palmeras	76.106.835-0
Biocruz Generación S.A.	Biocruz Generación	76.171.705-7
Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	Hidroeléctrica Mallarauco	76.055.136-8
El Agrio Hidro SpA	El Agrio	76.364.112-0
Hanwha Q Cells Til Til Uno SpA	Tiltil Solar	76.254.347-8
Parque Eólico Lebu-Toro SpA	Parque Eólico Lebu	76.416.891-7
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	Rucatayo	76.030.638-K
Generadora Estancilla SpA	Estancilla	76.145.769-1
Parque Solar Bellavista SpA	Bellavista	76.377.436-8
Generadora Eléctrica Pehui Ltda	Pehui Ltda	76.067.554-7
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Hidrolircay	76.025.973-K
Orafti Chile S.A.	Beneo Orafti	77.894.990-3
Los Padres Hidro SpA	Los Padres Hidro	76.248.798-5
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto S.A.	Hidroeléctrica Diuto	76.074.053-5

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Hidroelectrica Puclaro S.A.	Hidroeléctrica Puclaro	99.589.620-6
Enerbosch S.A.	Enerbosch	76.028.873-K
Sociedad Agrícola y Ganadera Curileufu Ltda.	Curileufu	84.100.300-4
Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	Hidroeléctrica La Confluencia	76.350.250-3
KDM Energía S.A.	KDM	76.059.578-0
TecnoRed S.A.	Tecnored	77.302.440-5
Hidroeléctrica Las Flores S.A.	HIDRO LAS FLORES	76.210.842-9
Javiera SpA	Parque fotovoltaico Javiera	76.376.635-7
Hidroeléctrica El Canelo S.A.	Hidroeléctrica El Canelo	76.136.655-6
Andes Generación SpA	Andes Generación	76.203.788-2
Energía Cerro El Morado S.A.	Energía Cerro El Morado	76.392.147-6
PSF Pama S.A.	PSF Pama	76.284.903-8
Hidroeléctrica San Andrés SpA	Hidroeléctrica San Andrés	76.032.641-0
Pacific Hydro Chacayes S.A.	Pacific Hydro Chacayes	76.006.855-1
Luzlinares S.A.	Luzlinares	96.884.450-4
Energía Atacama S.A.	Energía Atacama S.A. (ex EBCO Atacama S.A.)	76.382.754-2
Energía Pacífico S.A.	Energía Pacífico	76.004.531-4

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
La Chapeana SpA	Renovalia Chile Siete SpA	76.327.574-4
Norvind S.A.	Norvind	76.919.070-8
Consorcio Santa Marta S.A.	Santa Marta	96.828.810-5
Eólica La Esperanza S.A.	Eólica La Esperanza	76.427.498-9
Colbún S.A.	Colbún	96.505.760-9
Enel Green Power Chile S.A.	Enel Green Fusión Almeyda Solar SpA/PE Taltal SpA /E Panguipulli / Valle de los Vientos	76.412.562-2
HBS Energía S.A.	HBS Energía	76.856.480-9
Generadora Eléctrica Rhom Ltda	Generhom	77.412.850-6
Roberto Tamm y Cia Ltda.	Tamm	86.579.500-9
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	AJTE	76.100.121-3
Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	EEPA	80.313.300-K
Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	Luz del Norte	76.319.477-9
Generadora del Pacífico SpA	GENPAC	76.010.367-5
EERM Energías del Futuro S.A.	Energías del Futuro	76.272.689-0
Guacolda Energía SpA	Guacolda	76.418.918-3
Solar Los Loros SpA	Parque Solar Los Loros	76.247.976-1
SPV P4 SpA	SPV P4	76.201.449-1

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Hidroeléctrica Lleuquereo S.A.	Hidroeléctrica Lleuquereo	76.281.947-3
Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.	Coelcha	80.238.000-3
Central Colmito S.A.	Colmito	76.326.949-3
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	76.009.328-9
Sociedad Hidroeléctrica El Mirador S.A.	Hidroeléctrica El Mirador	76.266.491-7
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda	Crell	81.106.900-0
Besalco Energía Renovable S.A.	Besalco Energía	76.249.099-4
AES Andes S.A.	AES Andes (ex Aes Gener)	94.272.000-9
Eléctrica Raso Power Ltda.	El Raso	76.426.029-5
Empresa Eléctrica Diego de Almagro SpA	EMELDA	76.004.337-0
Energía Collil S.A.	Collil	76.246.882-4
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Hidroeléctrica Trueno	76.834.000-5
Carbomet Energía S.A.	Carbomet Energía	91.066.000-4
Elektra Generación S.A.	Elektragen	76.594.660-3
Imelsa Energía SpA	Imelsa Energía	76.472.262-0
Compañía General de Electricidad S.A.	CGE	76.411.321-7
Conejo Solar SpA	Conejo Solar	76.376.829-5

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Eléctrica Nueva Energía S.A.	Nueva Energía	76.045.612-8
Energía León S.A.	Energía León	76.166.356-9
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A.	Codiner	78.397.530-0
Neomas SpA	Neomas	76.112.774-8
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	77.312.201-6
San Juan S.A.	San Juan	76.319.883-9
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Frontel	76.073.164-1
Hidroeléctrica Trailelfu SpA	Trailelfu	76.392.022-4
Ganadera y Forestal Carran Limitada	Carrán	87.886.600-2
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	Capullo	96.637.520-5
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	Cooprel	81.388.600-6
Generadora Eléctrica María Elena Ltda	María Elena Ltda	76.188.603-7
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Saesa	76.073.162-5
Hidroeléctrica Puma S.A.	La Montaña 1	76.157.465-5
Central Hidroeléctrica Río Mulchén S.A.	Central Hidroeléctrica Río Mulchén	76.089.965-8

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Sunenergreen S.A.	Sunenergreen (Altos del Paico)	76.205.368-3
Empresa Eléctrica Ventanas SpA	Eléctrica Ventanas	96.814.370-0
Agrícola Ancalí Limitada	Agrícola Ancalí	79.757.460-0
Generadora Antilhue Spa	Antilhue	76.009.904-K
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	SCM	70.009.410-3
RTS Energía S.A.	RTS ENERGY	76.117.591-2
Latinoamericana S.A.	Latinoamericana	79.709.410-2
Besalco Transmisión SpA	Besalco Transmisión	76.975.911-5
Interchile S.A.	Interchile S.A.	76.257.379-2
Energías Renovables Holding S.A.	Energías Renovables Holding	77.324.593-2
GM Holdings S.A.	GM Holdings (ex Central el Campesino S.A.)	76.240.103-7
Eletrans II S.A.	Eletrans II S.A.	76.306.442-5
Gestel Ingeniería Limitada	Gestel	76.219.458-9
Hidroeléctrica Embalse Ancoa SpA	Embalse Ancoa	76.264.025-2
Quinta Solar SpA	Quinta Solar SpA	76.470.584-K
San Francisco Solar SpA	San Francisco Solar SpA	76.470.581-5
Santiago Solar S.A.	Santiago Solar S.A.	76.378.017-1

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Sociedad Concesionaria Embalse Convento Viejo S.A.	Sociedad Concesionaria Embalse Convento Viejo S.A.	76.338.870-0
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	TEN	76.787.690-4
Valle de la Luna II SpA	Valle de la Luna II	76.477.447-7
WPD Malleco SpA	WPD Malleco SpA	76.311.929-7
WPD Negrete SpA	WPD Negrete SpA	76.311.926-2
Atacama Solar SpA	Atacama Solar	76.055.134-1
Central Termoeléctrica Andina SpA	CTA	76.708.710-1
Enernuevas S.A.	Enernuevas	76.045.491-5
Engie Energía Chile S.A.	ENGIE	88.006.900-4
Generación Solar SpA	Generación Solar SpA	76.183.075-9
Inversiones Hornitos SpA	Hornitos	76.009.698-9
Noracid S.A.	Noracid	76.858.530-K
On-Group S.A.	On-Group	96.827.870-3
Parque Solar Los Puquios SpA	Los Puquios	76.228.787-0
Planta Solar San Pedro III SpA	Planta Solar San Pedro III	76.175.454-8
Pozo Almonte Solar 1 SpA	PAS1	76.055.358-1
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	PAS2	76.055.356-5
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	PAS3	76.055.354-9

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN S.A.	76.410.374-2
SPS La Huayca S.A.	La Huayca	76.271.234-2
Tamakaya Energía SpA	Tamakaya Energía SpA	76.349.223-0
Tecnet S.A.	Tecnet	96.837.950-K
Transmisora Baquedano S.A.	Transmisora Baquedano	76.215.177-4
Transmisora Mejillones S.A.	Transmisora Mejillones	76.215.036-0
Bio Energía Molina SpA	Bio Energía Molina	76.256.837-3
Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	Parque Eólico Cabo Leones I	76.166.466-2
Río Alto SpA	RAGSA	76.213.834-4
Empresa Eléctrica Tranquil SpA	El Arroyo	76.362.268-1
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	76.519.747-3
Enel Generación Chile S.A.	Enel Generación	91.081.000-6
GR Araucaria SpA	GR Araucaria	76.461.936-6
Bio Energía Los Pinos SpA	Bio Energía Los Pinos	76.472.359-7
Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA	Fotovoltaica Norte Grande 5	76.213.045-9
Aela Generación S.A.	Aela Generación	76.489.426-K
Piutel Generación Eléctrica Limitada	Generadora Piutel	76.413.185-1

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Sociedad Boco Solar SpA	El Boco	76.565.252-9
Calama Solar 1 SpA	Calama Solar 1	76.044.597-5
Bolero SpA	Bolero	76.175.608-7
Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	Empresa Eléctrica Leonera	76.427.560-8
Enerkey SpA	Enerkey	76.468.419-2
Compañía Transmisora La Cebada S.A.	Compañía Transmisora La Cebada (ex EPM Transmisión Chile S.A.)	76.729.711-4
GR Canelo SpA	GR Canelo	76.464.278-3
Hidroeléctrica Río Colorado S.A.	Río Colorado	76.189.274-6
PMGD Chile Generación Ltda.	PMGD Chile Generación	76.642.937-8
Geotérmica del Norte S.A.	GDN	96.971.330-6
CYT Operaciones SpA	CYT Operaciones SpA	76.248.725-K
Hidroelectrica Dos Valles SpA	Dos Valles	76.495.341-K
Chester Solar IV SpA	Chester Solar IV	76.440.337-1
KELTI S.A.	KELTI S.A.	76.454.918-K
El Pelícano Solar Company SpA	El Pelícano Solar Company	76.337.599-4
Calama Solar 2 SpA	Puerto Seco Solar	76.044.602-5
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	CHATE	76.260.825-1

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
La Manga Energy SpA	La Manga Energy SpA	76.505.372-2
AASA Energía S.A.	El Campesino I	76.596.827-5
Empresas Lipigas S.A.	Lipigas	96.928.510-K
Quemchi Generadora de Electricidad S.A.	QUEMCHI	76.130.285-K
Chester Solar V SpA	El Sauce Chester Solar V	76.466.854-5
Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	CTNG	76.680.107-2
Parque Solar Amparo del Sol SpA	Amparo del Sol	76.727.584-6
Central Hidroeléctrica Santa Elena S.A.	CH Santa Elena	76.409.936-2
La Acacia SpA	La Acacia	76.503.259-8
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Edelmag S.A.	88.221.200-9
Pecket Energy S.A.	Parque Eólico Cabo Negro	76.180.803-6
Energía Siete SpA	Central Trincao	76.335.523-3
Parque Fotovoltaico Nuevo Quillagua SpA	PFV Nuevo Quillagua	76.137.696-9
Minicentrales Araucanía S.A.	MINICENTRALES ARAUCANÍA	76.470.281-6
Transelec Concesiones S.A.	Transelec Concesiones	76.524.463-3
Rigel SpA	Rigel	76.786.225-3
Parque Fotovoltaico Ocoa SpA	Parque Fotovoltaico Ocoa	76.451.022-4

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Parque Solar Santa Laura SpA	Parque Solar Santa Laura	76.727.583-8
Transrucatayo S.A.	Transrucatayo	76.083.665-6
Mocho Energy SpA	Central Cortes	76.618.676-9
Compañía Transmisora Angamos SpA	Transmisora Angamos	76.680.114-5
Hidroeléctrica Maisán SpA	Hidroelectrica Maisan	76.319.759-K
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Línea Cabo Leones	76.429.813-6
Parque Fotovoltaico Alicahue Solar SpA	PMGD Alicahue	76.813.197-K
Piquero SpA	PMGD Piquero	76.746.538-6
Pacific Hydro Punta Sierra SpA	Parque Eólico Punta Sierra	76.547.592-9
Diego de Almagro Solar SpA	PMGD Diego de Almagro	76.071.634-0
Red Eléctrica del Norte 2 S.A.	Red Eléctrica del Norte 2 S.A.	76.896.732-6
Fotovolt Energía Ltda	PMGD Fotovolt Solar I	77.320.900-6
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda	Coopersol	74.379.600-4
Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA	EPASA	76.679.610-9
Tacora Energy SpA	Tacora Energy	76.618.682-3
Parque Solar SpA	Punta Baja	76.383.031-4

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Reden Talhuen Solar SpA	PMGD Talhuén (ex propiedad de Rigel SpA)	76.948.177-K
Reden Cabildo Solar SpA	PMGD Cabildo (ex propiedad de Rigel SpA)	76.948.169-9
Luna Energy SpA	PMGD Luna	76.522.004-1
PMGD Calle Larga SpA	Calle Larga	76.863.375-4
PMGD Mauco SpA	PMGD Mauco	76.450.335-K
Generadora Zapallar SpA	Zapallar	76.780.597-7
Impulso Solar Las Lloysas SpA	PMGD Santa Clara	76.513.574-5
Fotovoltaica Ariztía SpA	Fotovoltaica Ariztía	76.727.409-2
Laurel SpA	PMGD El Laurel	76.519.771-6
Parque Solar H6 SpA	H6	76.795.518-9
GR Chaquihue SpA	GR Santa Rosa	76.461.944-7
Parque Fotovoltaico Santa Adriana SpA	Santa Adriana	76.813.193-7
Parque Eólico el Nogal SpA	El Nogal	76.430.139-0
Tricahue Solar SpA	Tricahue Solar SpA	76.136.448-0
AustrianSolar Chile Cuatro SpA	Huatacondo	76.337.593-5
Solar TI Diez SpA	Casuto	76.585.782-1
PMGD Solar Los Perales I SpA	PMGD Solar Los Perales I	76.786.344-6
Hidroenersur SpA	Hidroenersur	76.003.174-7

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
RLA Solar SpA	RLA Solar	76.738.882-9
Reden La Lajuela Solar SpA	La Lajuela	76.948.175-3
Hidropalmar SpA	Hidropalmar	76.065.092-7
Santa Catalina Solar SpA	PMGD Talca	76.466.857-K
PFV Las Codornices SpA	Las Codornices	76.937.187-7
Joaquín Solar SpA	Joaquín Solar	76.528.804-5
Ángela Solar SpA	Ángela Solar	76.503.519-8
FV Santa Laura SpA	PFV José Soler Mallafré	76.954.708-8
Tucuquere SpA	Tucúquere	76.815.726-K
PFV Las Perdices SpA	PFV Las Perdices	76.945.275-3
Luce Solar SpA	PMGD Luce Solar	76.515.795-1
Doña Javiera Valledor SpA	Doña Javiera Valledor	77.027.333-1
Generadora Azul SpA	Calfuco	76.780.605-1
PFV Las Lechuzas SpA	Las Lechuzas	76.948.419-1
Innovación Energía S.A.	INERSA (Central Teno)	76.616.538-9
Illalolen S.A.	PMGD LA LIGUA	76.419.748-8
Cerro Dominador CSP S.A.	Cerro Dominador CSP S.A. (Fusión con Atacama Generación Chile)	76.237.256-8
Fotovoltaica Algarrobo SpA	Fotovoltaica Algarrobo	76.850.028-2
Duero Energía Copiulemu SpA	COPIULEMU 1	76.732.233-K
Parque Eólico El Maitén SpA	PE El Maitén	76.460.012-6

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Vientos de Renaico SpA	Vientos de Renaico	76.266.502-6
Tamarugal Solar 1 S.A.	Bellavista 1	76.055.368-9
Maitén SpA	PFV Ñiquén	76.683.541-4
Tolchén Transmisión SpA	Tolchen	76.389.448-7
Solar TI Once SpA	Citrino	76.727.518-8
Pilpilén SpA	Pilpilén	76.738.655-9
Eclipse Solar SpA	Eclipse Solar	76.505.367-6
Fotovoltaica El Manzano SpA	PMGD EL ESTERO	76.404.001-5
Generadora Calafate SpA	Calafate	76.920.956-5
Fotovoltaica Acacia SpA	Fotovoltaica Acacia SpA	76.810.311-9
PFV El Cóndor SpA	PMGD El Cóndor	76.967.538-8
GR Tamarugo SpA	GR Tamarugo (Rinconada)	76.451.219-7
Empresa Eléctrica La Compañía SpA	EELC SpA	76.493.739-2
Konda Solar SpA	Moncuri	76.729.924-9
Fotovoltaica Mañio SpA	Fotovoltaica Mañio SpA	76.863.475-0
Parque Solar Catemu SpA	PMGD Catemu	76.576.597-8
Las Chacras Energy SpA	Las Chacras Energy SpA	76.863.481-5
PFV María Pinto SpA	Planta FV María Pinto	76.979.116-7
Fotovoltaica La Ligua SpA	Fotovoltaica La Ligua SpA	76.758.664-7
Tricahue SpA	Trica-Dos	76.902.134-5
Chester Solar I SpA	PMGD Jahuel	76.440.329-0

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
MGM Innova Capital Chile SpA	MGM Innova	76.686.377-9
Chungungo Solar SpA	Covadonga	76.866.361-0
Energía Eólica Mesamávida SpA	Energía Eólica Mesamávida SpA	76.868.991-1
Don Mariano Energy SpA	Don Mariano Energy	76.807.996-K
EMOAC SpA	EMOAC	76.208.888-6
La Chimba Bis SpA	La Chimba Bis	76.242.067-8
Tolpán Sur SpA	Tolpán Sur	76.412.275-5
Impulso Solar El Resplandor SpA	ISER	76.825.044-8
Energy Asset SpA	Energy Asset	76.996.007-4
Alto Cautín SpA	Alto Cautín	76.044.129-5
Hidromocho S.A.	Hidromocho	76.376.443-5
PE Cabo Leones III SpA	Parque Eólico Cabo Leones III	76.202.069-6
GR Guindo SpA	GR Guindo	76.722.031-6
Sonnedix La Serena SpA	Sonnedix La Serena	77.131.323-K
El Roble Solar SpA	El Roble Solar	76.972.711-6
Sol de Septiembre SpA	Sol de Septiembre	76.719.826-4
Granada SpA	Granada	76.727.405-K
Victoria Solar SpA	PMGD Victoria Solar	76.503.514-7
Fotovoltaica Alfa SpA	Cocharcas	76.807.947-1
PFV Las Tortolas SpA	PFV Las Tortolas	77.047.895-2

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Red Eléctrica del Norte S.A.	REDENOR	76.766.227-0
Playero SpA	Playero	77.084.483-5
Pelequén Sur SpA	Pelequén Sur	76.579.092-1
Lirio de Campo Solar SpA	Lirio de Campo Solar	76.462.043-7
Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Parque Eólico Cabo Leones II	76.202.178-1
Quillay Solar SpA	Quillay Solar	76.462.053-4
EVOL Trading SpA	EVOL Trading	77.005.421-4
Incahuasi Energy SpA	Incahuasi Energy	76.618.674-2
Bluegate Energía SpA	Bluegate SpA	77.084.667-6
Vientos Patagónicos SpA	Vientos Patagónicos	76.942.837-2
Candelaria Solar SpA	Candelaria Solar	76.522.139-0
Parque Fotovoltaico Ocoa II SpA	PMGD Los Tilos	76.957.549-9
Prime Energía Quickstart SpA	Prime Energía Quickstart	76.452.055-6
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	76.440.111-5
PMGD Puente SpA	Puente Solar	77.084.987-K
PFV Las Torcazas SpA	PFV Las Torcazas	77.011.978-2
Fotovoltaica Solar Laurel SpA	Parque Solar Bicentenario	76.879.366-2
PSF El Salitral S.A.	PSF El Salitral	76.284.904-6
Agrosolar IV SpA	Agrosolar IV	76.363.219-9

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Agrosolar V SpA	Agrosolar V	76.363.218-0
MLP TRANSMISION S.A.	MLP TRANSMISION S.A.	77.107.802-8
CVE Proyecto Seis SpA	Santa Inés Solar	76.766.027-8
Pitra SpA	Pitra	76.827.359-6
GR Power Chile SpA	GR Power Chile SpA	77.209.283-0
Inversiones Chacabuco SpA	PMGD Chacabuco	77.252.945-7
TSGF SpA	TSGF	76.493.358-3
OPDENERGY Generación SpA	OPDENERGY Generación	77.053.873-4
Cóndor Energía SpA	Cóndor Energía	76.580.921-5
Huemul Energía SpA	Huemul Energía	76.580.849-9
Eléctrica Cipresillos SpA	Cipresillos	76.282.509-0
Taltal Solar S.A.	Taltal Solar	76.264.543-2
Ciprés SpA	PMGD Cipres	76.592.224-0
Parque Solar Ovalle Norte SpA	Parque Solar Ovalle Norte	76.967.835-2
Lingue SpA	PMGD Lingue	76.805.352-9
Paine Energy SpA	Paine	76.618.685-8
Eléctrica Pinares Limitada	Eléctrica Pinares	77.053.312-0
Nueva Atacama Solar S.A.	Nueva Atacama Solar	77.009.353-8
Cinergia Chile SpA	CINERGIA	77.285.492-7
Parque Solar Cancha SpA	Don Andrónico	76.936.976-7
CGE Comercializadora SpA	CGE-C SpA	77.316.204-2

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Sonnedix Energy Trading Chile SpA	SxET	77.257.713-3
Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAYSEN	88.272.600-2
Parque Solar el Sauce SpA	PARQUE ROMERIA	76.939.917-8
Fotovoltaica Avellano SpA	Parque Solar Membrillo	76.891.081-2
Villaprat SpA	Villa Solar	76.581.786-2
Faro Corona SpA	Faro Corona	77.290.255-7
AustrianSolar Chile Seis SpA	La Huella	76.362.257-6
Energía Morro Guayacán SpA	Energía Morro Guayacán	77.160.709-8
Los Libertadores Solar Spa	Los Libertadores Solar	76.553.447-K
Campo Lindo SpA	Campo Lindo	76.337.585-4
GR Pilo SpA	GR Pilo	76.885.331-2
Xue Solar SpA	PMGD Llay Llay	76.466.222-9
Parque Solar Porvenir SpA	Parque Solar Porvenir	76.967.845-K
FV Rinconada SpA	SLK 808	76.359.635-4
SCL III SpA	SCL III	77.244.808-2
Malinke Solar SpA	Malinke	76.985.170-4
PFV El Piuquen SpA	PFV EL PIUQUEN	77.044.668-6
Farmdo Energy Chile SpA	Farmdo	77.125.459-4
Los Lagos SpA	Los Lagos	76.515.883-4
Avilés SpA	Avilés	76.585.762-7

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
GR Pitao SpA	GR Pitao	76.885.335-5
Baobab Energías Renovables SpA	Tamarugo	76.217.288-7
Suvan Solar SpA	PMGD FV Moya	76.879.476-6
Transquinta S.A.	Transquinta S.A.	76.954.578-6
Los Molinos SpA	Los Molinos	77.218.608-8
Alto Maipo SpA	PHAM	76.170.761-2
Membrillo Solar SpA	Membrillo Solar SpA	77.101.924-2
Parque Solar Alcaldesa SpA	Parque Solar Alcaldesa	76.902.203-1
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Sol del Desierto	76.364.344-1
PFV El Flamenco SpA	PFV El Flamenco	76.979.123-K
Aguas Andinas S.A.	Aguas Andinas	61.808.000-5
Suez Biofactoría Andina SpA	Subian	76.746.454-1
Solar TI Dos SpA	Vicente Solar	76.477.296-2
Parque Solar La Muralla SpA	Parque Solar La Muralla	76.939.909-7
Chilquinta Transmisión S.A.	Chilquinta Transmisión	77.402.187-6
Hidroeléctrica Los Corrales SpA	Hidroeléctrica Los Corrales SpA	76.381.159-K
CVE Proyecto Nueve SpA	Esfena	76.766.025-1
El Castaño SpA	PMGD FV El Castaño	76.503.252-0
Sociedad de Energías Renovables Los Lirios SpA	La Foresta	76.792.807-6

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Litre SpA	PMGD Los Magnolios Solar (Ex. PMGD Litre)	76.805.351-0
Empresa Eléctrica El Pinar SpA	Central El Pinar	76.282.829-4
Apolo Solar SpA	PMGD FV Cortijo	76.879.473-1
Andes Solar II SpA	Andes Solar II	77.423.682-1
Acierta Energía SpA	Acierta Energía	77.333.033-6
Parque Solar Quetena S.A.	Parque Solar Quetena	77.050.568-2
Energía Eólica Los Olmos SpA	Energía Eólica Los Olmos SpA	76.868.988-1
CGE Transmisión S.A.	CGE TRANSMISIÓN	77.465.741-K
Luciano Solar SpA	Luciano Solar SpA	77.044.754-2
Fotovoltaica de Los Andes SpA	Los Andes	76.106.987-K
Fotovoltaica Del Desierto SpA	Del Desierto	76.741.285-1
Fotovoltaica Sol del Norte SpA	SDN	76.098.234-2
GR Ciprés SpA	GR Ciprés	76.748.889-0
Luzparral Transmisión S.A.	Luzparral Transmisión	77.470.427-2
Fotovoltaica Norte Grande 1 SpA	Fotovoltaica Norte Grande 1 SpA	76.213.013-0
Parque Solar Colina SpA	Parque Solar Colina SpA	77.324.535-5
Guadalupe Solar SpA	PMGD GUADALUPE	76.440.334-7

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Mataquito Transmisora de Energía S.A.	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	76.951.331-0
Anumar Energía del Sol 1 SpA	Anumar Chile	76.547.685-2
Litoral Transmisión S.A.	Litoral Transmisión S.A.	77.470.446-9
PFV Las Tencas SpA	PFV Las Tencas	77.054.026-7
Cuenca Solar SpA	Cuenca Solar	76.879.478-2
Energía First SpA	Energía First	76.416.503-9
Socompa de Verano SpA	Socompa de Verano	77.088.008-4
Sonnedix Cox Energy Chile SpA	Sonnedix Cox Energy Chile	76.475.504-9
GM Energy SpA	GM Energy	76.240.099-5
Enerquinta S.A.	Enerquinta	77.402.185-K
Copihue Energía SpA	Copihue Energía	76.582.515-6
Casablanca Transmisora de Energía S.A.	CASTE	76.951.335-3
Meli SpA	Meli	76.780.277-3
Parque Solar Aurora SpA	Parque Solar Aurora SpA	76.930.373-1
PFV El Zorzal SpA	PMGD PFV El Zorzal	77.044.669-4
Calbuco de Verano SpA	Calbuco de Verano	76.876.842-0
Callaqui de Verano SpA	Callaqui de Verano	76.876.872-2
PMGD Salerno SpA	Salerno Solar	77.183.912-6
PFV Los Tordos SpA	PFV Los Tordos	77.044.673-2

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Eléctrica Moka SpA	Eléctrica Moka	77.513.675-8
CVE Proyecto Ocho SpA	Los Tauretes	76.766.021-9
San Carlos Solar SpA	PMGD San Carlos Solar	77.050.739-1
IEH Solar Chile SpA	IEH	76.775.253-9
Alfa Transmisora de Energía S.A.	Alfa Transmisora	77.337.345-0
Aggreko Chile Limitada	Aggreko	76.625.330-K
Salado Energy SpA	SALADO ENERGY	76.618.672-6
GR Ruil SpA	GR Ruil	76.885.337-1
Fardela Negra SpA	Fardela Negra SpA	77.253.134-6
Transmisora Melipeuco S.A.	Transmisora Melipeuco S.A.	77.509.835-K
Solar E SpA.	Solar E	77.257.259-K
Solar TI Diecisiete SpA	PMGD Trebo	77.011.882-4
Solar TI Doce SpA	PMGD Manao	76.727.519-6
Energía Renovable Encino SpA	Energía Renovable Encino SpA	77.084.792-3
Fontus Prime Solar SpA	Fontus Prime Solar SpA	77.042.032-6
Parque Solar Retiro SpA	Parque Solar Retiro SpA	76.871.349-9
Parque Fotovoltaico Faramalla SpA	Parque Fotovoltaico Faramalla SpA	77.201.711-1
Parque Solar Tabolango SpA.	Parque Solar Tabolango SpA.	76.930.382-0
GR Carza SpA	GR Carza	76.885.333-9

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
PFV Las Catitas SpA	PFV Las Catitas	77.044.654-6
Parque Solar Lo Chacón SpA	Parque Solar Lo Chacón SpA	77.223.374-4
Carbon Free Chile SpA	Carbon Free Chile	76.727.466-1
Tecnocap S.A.	Tecnocap S.A.	76.369.130-6
Andina Solar 6 SpA	Andina Solar 6	76.549.716-7
Parque Solar Convento SpA	Parque Solar Convento SpA	76.930.379-0
Parque Eólico Campo Lindo SpA	Parque Eólico Campo Lindo SpA	76.363.072-2
GPG Generación Distribuida SpA	GPGGD	77.266.105-3
GR Lleuque SpA	GR Lleuque	76.885.321-5
Diego de Almagro Solar 3 S.A.	DAS3	76.264.541-6
Mandinga Solar SpA	PMGD FV Mandinga	77.029.455-K
Parque Solar Cantillana SpA	Parque Solar Cantillana SpA	77.324.533-9
CE Centinela Solar SpA	CE CENTINELA SOLAR	77.070.574-6
Parque Solar Salamanca SpA	Parque Solar Salamanca SpA	76.967.849-2
PSF Santa Isabel SpA	PSF Santa Isabel SpA	77.346.233-K
Empresa Eléctrica San Víctor SpA	Empresa Eléctrica San Víctor SpA	76.363.971-1
SLK CB Nueve SpA	SLK CB9	76.337.882-9
PFV El Tiuque SpA	PFV El Tiuque	77.128.425-6

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Cocharcas Solar SpA	Cocharcas Solar	77.020.498-4
Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA	Hidroner SpA	76.378.725-7
CE Uribe de Antofagasta Solar SpA	CE Uribe de Antofagasta Solar	77.266.042-1
Loica SpA	PMGD Loica	77.101.958-7
Indura S.A.	Indura	76.150.343-K
Pingüino Emperador SpA	Pingüino Emperador	77.470.122-2
GR Torres del Paine SpA	GR Torres del Paine	77.130.983-6
Santa Ester Solar SpA	Santa Ester Solar SpA	77.218.642-8
Sonnedix Metro Expansion SpA	Sonnedix Metro Exp	77.122.684-1
AS Energía Ltda.	AS Energía	77.029.514-9
Pacific Hydro Transmisión S.A.	Pacific Hydro Transmisión	77.447.475-7
Newentun SpA	Newentun	76.477.299-7
Capurata del Verano SpA	Capurata del Verano	77.275.114-1
GR Alerce Andino SpA	GR Alerce Andino	77.130.986-0
Linzor de Verano SpA	Linzon Verano	77.088.006-8
Hidroeléctrica Piedras Negras SpA	Piedras Negras	76.803.155-K
PFV Lo Chacón SpA	PFV Lo Chacón	77.163.616-0
PMGD HOLDCO SpA	PMGD HOLDCO SpA	77.498.289-2
San Alfonso Solar SpA	San Alfonso Solar SpA	76.888.208-8

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Compañía Minera Nevada SpA	CMN	85.306.000-3
Magdalena Solar SpA	Parque Solar Fotovoltaico La Victoria	77.044.758-5
Nueva Esperanza Solar SpA	Nueva Esperanza Solar	76.911.689-3
Parque Eólico Atacama SpA	Parque Eólico Atacama	76.852.769-5
Proyectos Eléctricos y de Construcción INSTA&PRO SpA	INSTAPRO	77.617.773-3
Samo Bajo SpA	Samo Bajo SpA	76.328.792-0
PFV Las Golondrinas SpA	PFV Las Golondrinas	77.060.673-K
CVE Proyecto Siete SpA	Liquidambar	76.766.028-6
Chacabuco Solar SpA	Chacabuco Solar SpA	76.724.672-2
Tórtola SpA	Tórtola SpA	77.184.227-5
Mytilineos Energy Trading Chile SpA	Mytilineos Energy Chile	77.677.158-9
PFV El Gaviotín SpA	PFV El Gaviotín	77.131.288-8
PFV Ayla Solar SpA	PFV Ayla Solar	77.160.557-5
Nextpower III Chile Holdco II SpA	NPIII Holdco II	77.542.606-3
Parque Solar Pueblo Seco SpA	Parque Solar Pueblo Seco SpA	77.450.369-2
Generadora Los Hibiscos SpA	Los Hibiscos	76.975.928-K
Planta Solar Peñaflor II SpA	Planta Solar Peñaflor	77.262.056-K

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
CVE Proyecto Dieciocho SpA	Pelumpen	76.697.264-0
Cabrero Solar SpA	Cabrero	76.967.751-8
Pomerape SpA	Pomerape SpA	77.110.463-0
Parque Solar El Conquistador SpA	Parque Solar El Conquistador SpA	76.871.324-3
Rimini Solar SpA	PMGD Rimini	77.137.575-8
Solar Elena SpA	Solar Elena	76.545.701-7
Eletrans III S.A.	Eletrans III	76.763.747-0
Per Parinacota SpA	PMGD PSF Coyunche	77.359.447-3
Millaray Fotovoltaica SpA	Millaray Fotovoltaica SpA	77.018.086-4
CVE Proyecto Veintiuno SpA	Clementina	76.697.248-9
La Gloria S.A.	La Gloria	76.574.649-3
Chapiquina Solar SpA	Chapiquina Solar	77.287.935-0
Distribuidora de Energia Electrica Mataquito S.A.	Distribuidora de Energia Electrica Mataquito S.A.	76.808.157-3
Planta Solar Lo Miguel II SpA.	Planta Solar Lo Miguel	77.262.075-6
Empresa Eléctrica Vallenar S.A.	EMELVA S.A.	76.026.342-7
Catemu Solar SpA	Yahutela	76.511.671-6
BTG Pactual Chile SpA	BTG Pactual Chile SpA	76.209.165-8
La Independencia Solar SpA	PMGD Independencia	77.337.343-4

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
PFV El Chercan SpA	PFV El Chercan	77.074.332-K
Fenix Solar SpA	Fenix Solar SpA	76.951.371-K
Chilener II SpA	Chilener	76.724.674-9
Siete Colores SpA	Siete Colores SpA	77.142.066-4
PFV El Rayador SpA	PFV El Rayador	77.089.197-3
PS Maimalican SpA	Maimalican	77.087.842-K
Parque Fotovoltaico Don Matías SpA	Don Matías	77.346.339-5
Energy Partners SpA	Energy Partners	77.410.232-9
Parque Fotovoltaico Doña Igna SpA	Parque Fotovoltaico Doña Igna	77.367.441-8
Inversiones Fotovoltaicas SpA	PFV Willka	76.319.461-2
PFV Las Taguas SpA	PFV Las Taguas	77.160.552-4
Statkraft Eolico S.A.	STK Eolico	76.138.789-8
Solar Ti Quince SpA	PMGD Pellín	77.060.897-K
PSF Elizabeth SpA	PSF Elizabeth SpA	77.798.766-6
Caldera Solar SpA	Caldera	77.125.606-6
Teno III SpA	PFV Las Arboledas	77.163.625-K
Ailin Fotovoltaica SpA	Ailin Fotovoltaica SpA	77.018.069-4
Parque Fotovoltaico El Loreto SpA	Parque Fotovoltaico Cara de Gallo	77.213.663-3
Andina Solar 17 Este SpA	Andina Solar 17 Este SpA	76.772.373-3

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Cauce Solar SpA	PMGD Cauce Solar	77.285.274-6
Energia Renovable Olmo SpA	EA Maitén	77.084.789-3
Blu Solar SpA	PMGD Blu	76.985.186-0
Andina Solar 10 SpA	Andina Solar 10 SpA	76.772.357-1
Transelec Holdings Rentas Ltda	Transelec Holdings Rentas Ltda	76.560.200-9
Pacana del Verano SpA	Pacana del Verano	77.275.157-5
San Eugenio Solar SpA	San Eugenio Solar	77.398.338-0
Santa Cecilia Solar SpA	Santa Cecilia Solar	77.180.723-2
Inmobiliaria Agua Marina S.A	Inm Agua Marina	76.168.769-7
Hidroconfianza SpA	Hidroconfianza SpA	76.837.272-1
CVE Proyecto Quince SpA	Orquídea Solar	76.986.619-1
PFV El Cuervo SpA	PFV El Cuervo	77.060.521-0
Arcadia Generación Solar S.A.	Arcadia	77.696.828-5
Planta Solar La Paz II SpA.	Planta Solar La Paz	77.262.077-2
Andina Solar 13 SpA	Andina Solar 13 SpA	76.771.804-7
Gestión de Proyectos Eléctricos S.A	GPE	99.566.950-1
Corso Solar SpA	PMGD Corso	77.116.741-1
Factor Luz SpA	Factor Luz	77.676.939-8

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Pequeño Medio de Generación Distribuida Hornopirén Limitada	PMGD Hornopirén Ltda	76.704.549-2
Forestal Neltume Carranco S.A.	FNC	96.584.160-1
CVE Proyecto Veintiséis SpA	Macarena Solar	77.032.338-K
Centauro Solar SpA	Centauro	76.972.761-2
Energía Renovable Rucapaine SpA	Energía Renovable Rucapaine SpA	77.147.239-7
PFV El Carpintero SpA	PFV El Carpintero	77.131.284-5
Energía Eólica San Matías SPA	Energía Eólica San Matías SPA	77.116.491-9
Parque Eólico Punta de Talca SpA	Parque Eólico Punta de Talca SpA	76.414.434-1
LASCAR ENERGY SPA	LASCAR ENERGY	76.618.669-6
Estremera Energía SpA	Estremera Energía	76.920.632-9
Asesorías G-51 SpA	Asesorías G-51	76.105.907-6
Panguilemo SpA	FV Los Robles	76.727.049-6
ENAMI SOLAR SPA	ENAMI SOLAR SPA	77.320.875-1
Parque Solar Boldo SpA	PSF Mora	77.708.442-9
San Antonio SpA	San Antonio SpA	77.320.873-5
San Marino Solar SpA	San Marino Solar	77.337.635-2
Parque Solar Don Flavio SpA	Parque Solar Don Flavio SpA	76.871.337-5

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Compañía Transmisora Sur SpA	Compañía Transmisora Sur	77.733.308-9
GR Algarrobo SpA	GR Algarrobo	76.451.217-0
Andes Solar IV SpA	Andes Solar IV	76.625.173-0
PFV El Caiquén SpA	PFV El Caiquén	77.122.294-3
Innergex Energía Renovable SpA	Innergex	76.097.069-7
Tralka SpA	Tralka	76.780.504-7
Ana María S.A.	Ana María S.A.	77.677.302-6
Avenir Solar Energy Chile SpA	Avenir	76.237.387-4
Farol Solar SpA	PMGD Parque Farol Solar	77.116.747-0
Energías Renovables El Boldo SpA	Energías Renovables El Boldo SpA	77.110.485-1
Patricia Solar SpA	Patricia Solar SpA	77.290.588-2
SAO PAULO SOLAR SPA	SAO PAULO SOLAR SPA	77.029.464-9
Tedlar Jupiter SpA	PMGD Talagante	77.470.143-5
Parque Fotovoltaico Idahuillo SpA	PMGD El Interlocutor	77.213.669-2
Chequen Solar SpA	Chequen	77.044.651-1
Parque Solar Santa Cruz SpA	Parque Solar Santa Cruz SpA	76.939.914-3
PFV El Trile SpA	PFV El Trile	76.979.064-0

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Energia Renovable Caoba SpA	EA SF Pichilemu	77.104.962-1
SOLAR TI TREINTA Y SIETE SpA	SOLAR TI TREINTA Y SIETE SPA	77.290.267-0
SOLAR TI TREINTA Y SEIS SPA	SOLAR TI TREINTA Y SEIS SPA	77.287.991-1
CFC HOLDINGS SPA	CFC HOLDINGS	77.092.712-9
Fotovoltaica Arrayan SpA	Cabimas	76.879.364-6
SETF Energías Renovables SpA	SETF Energías Renovables	77.447.115-4
CENTRAL EL PORTAL SPA	CENTRAL EL PORTAL SPA	77.622.635-1
Fotovoltaica Pueblo Hundido SpA	Parque Fotovoltaico Pueblo Hundido	77.270.737-1
Draco Solar SpA	Draco	77.139.383-7
SOLARITY SPA	SOLARITY	76.378.413-4
Chronos Solar SpA	Chronos Solar	77.152.866-K
YANQUI SOLAR SPA	YANQUI SOLAR	76.967.752-6
MVC Solar 48 SpA	Doña Rubena	76.880.918-6
Planta Solar Santa Teresita II SpA	Planta Solar Santa Teresita	77.262.079-9
RTN SOLAR SPA	RTN SOLAR	76.738.835-7
Parque Solar Unihue SpA	Parque Solar Unihue SpA	77.454.461-5
ANDINA SOLAR 1 SPA	ANDINA SOLAR 1 SPA	76.466.305-5
Pesaro Solar SpA	Pesaro Solar	77.481.489-2

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Joel Solar SpA	Joel Solar SpA	77.091.349-7
Tedlar Luna SpA	PMGD Turquía	77.470.399-3
RUBÉN SOLAR SPA	RUBÉN SOLAR SPA	77.084.907-1
Central Hidroeléctrica Quillaileo SpA	Central Hidroeléctrica Quillaileo	76.714.993-K
DOÑA ANTONIA SOLAR SPA	PFV Doña Antonia	76.464.074-8
El Peral SpA	PMGD Río Lluta	77.142.273-K
Tedlar Diemos SpA	PMGD Loncura	77.470.194-K
Las Chilcas Solar SpA	PMGD Las Chilcas	77.355.255-K
QUILMO SOLAR SPA	QUILMO SOLAR	76.981.753-0
COPEC Renovables SpA	COPEC Renovables	77.875.443-6
MACAO SOLAR SPA	MACAO SOLAR	76.972.535-0
VESPA SOLAR SpA	San Clemente Flor del Llano	77.139.391-8
PFV El Loro Choroy SpA	PFV El Loro Choroy	77.131.289-6
Verona Solar SpA	Verona Solar	77.481.481-7
GR Liun SpA	GR Liun	76.972.628-4
La Huerta SPA	La Huerta	76.723.809-6
SOLAR TI TREINTA Y OCHO SPA	SOLAR TI TREINTA Y OCHO SPA	77.290.269-7
Fotovoltaica Molle SpA	Hijuela 4	76.879.361-1
Venezia Solar SpA	PMG Venezia	77.141.383-8

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
EURUS CHILE INVESTMENTS SPA	EURUS CHILE INVESTMENTS SPA	77.324.657-2
ANDINA SOLAR 2 SPA	ANDINA SOLAR 2 SPA	76.466.311-K
Parque Solar La Rosa II SpA	Parque Solar La Rosa II	77.324.561-4
PUNTIAGUDO ENERGY SPA	PUNTIAGUDO ENERGY	76.618.666-1
SANTA BARBARA ENERGY SPA	SANTA BARBARA ENERGY	76.967.747-K
Ravenna Solar SpA	Ravenna Solar	77.137.574-K
Pedro Solar SpA	Pedro Solar SpA	77.091.341-1
Agricola Rio Nilahue SpA	Agricola Rio Nilahue	78.908.300-2
Pataguilla Solar SPA	PSF Pataguilla	77.011.973-1
Cox Energy Comercializadora SpA	Cox Energy Comercializadora SpA	77.737.449-4
Tortuga Solar SpA	PMGD Tortuga Solar	77.214.128-9
Cefalú Solar SpA	Cefalú Solar	77.051.909-8
Tamarico Solar Dos SpA	Parque Solar Fotovoltaico Tamarico (Fase 1)	76.359.632-K
Parque Solar Alianza SpA	Parque Solar Alianza SpA	76.939.915-1
GR Villarrica SpA	PMGD Belén	77.130.979-8
Zorzal SpA	Zorzal SpA	77.517.096-4
Génova Solar SpA	Génova Solar SpA	76.942.747-3
PARSOSY BELENOS SPA	PMGD BELENOS TIL TIL	77.002.813-2
BULNES SOLAR SPA	BULNES SOLAR	77.180.718-6

Generadoras (Generadoras y Pequeños Medios de Generación)

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
PS Tocopilla SpA	Planta FV Taira	76.318.713-6
Belén Solar SpA	Belén Solar SpA	77.048.079-5
Antu Energy SpA	Antu	77.810.911-5
GUALLATIRI SPA	GUALLATIRI	77.110.459-2
MVC Solar 38 SpA	PSF La Perla	76.880.902-K
Sol del Sur 9 SpA	Quintacabrero	76.812.966-5
CATO SOLAR SPA	CATO SOLAR	77.050.752-9
Energia Renovable Cuarzo SpA	Cuarzo	77.320.315-6
Parque Solar LEYDA SPA	PFV Leyda	77.324.562-2
PACIFIC SPA	PACIFIC	77.898.543-8
Parque Fotovoltaico La Ligua SpA	Parque Fotovoltaico La Ligua SpA	77.190.659-1
Parque Eólico Antofagasta SpA	Parque Eólico Antofagasta	76.188.406-9
Sol del sur 15 SpA	PSF Chacaico	76.812.974-6
Blue Solar Ocho SpA	El Triunfo	77.157.648-6
Larqui Solar SpA	LARQUI SOLAR	77.501.276-5
Rucasol SpA	Rucasol	76.996.934-9
Empresa eléctrica Ciprés SpA	PFV Los Naranjos	77.136.405-5
Parque Solar San Isidro SpA	PFV Isidro	77.450.375-7

Transmisoras

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	Transchile	76.311.940-8
Transelec S.A.	Transelec	76.555.400-4
Eletrans S.A.	Eletrans S.A.	76.230.505-4
Palmucho S.A.	Palmucho	76.406.120-9
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	96.504.980-0
Hidroeléctrica el Manzano S.A.	Hidroeléctrica El Manzano	76.803.940-2
Parque Eólico El Arrayán SpA	Parque Eólico El Arrayán	76.068.557-7
Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.	STLL	76.024.633-6
Transmisión del Melado SpA	Transmisora del Melado	76.538.831-7
Hidroeléctrica El Paso SpA	EL PASO	76.032.642-9
Eólico Las Peñas SpA	ELP	76.389.157-7
Hidro Munilque SpA	Hidro Munilque SpA	76.411.212-1
WPD Duqueco SpA	WPD Duqueco SpA	76.560.824-4
Edelnor Transmisión S.A.	ETSA	76.046.791-K
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Transemel	96.893.220-9
Empresa Eléctrica Angamos SpA	Angamos	76.004.976-K
Empresa Eléctrica Cochrane SpA	Cochrane	76.085.254-6

Transmisoras

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Divisadero SpA.	Divisadero	76.438.021-5
Hormiga Solar SpA	Hormiga Solar	76.459.988-8
Los Portones S.A.	Portones (ex Hidroriñinahue S.A.)	76.306.881-1
Zaldívar Transmisión S.A.	Zaldívar Transmisión	76.618.735-8
Sonnedix Don Goyo Transmisión S.A.	Don Goyo Transmisión S.A.	76.695.118-K
Hidroeléctrica Río Claro S.A.	La Montaña2	76.208.775-8
Socer S.A.	Socer S.A.	76.475.862-5
Central Hidroeléctrica El Manzano SpA	El Manzano SpA	76.459.845-8
Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	DATE	76.536.654-2
Hidroeléctrica Palacios SpA	Central Hidroeléctrica Palacios	76.585.842-9
Energía Generación SpA	Energen	76.683.713-1
Atria Energía SpA	Atria	76.827.288-3
Generadora Metropolitana SpA	Generadora Metropolitana	76.538.731-0
Safira Energía Chile SpA	Safira Energia	76.832.212-0
Generadora Mimbre SpA	PMGD Mimbre	76.761.555-8
Solar TI Cuatro SpA	Parque Fotovoltaico Pirque	76.574.682-5
Parsosy Illapel 5 SpA	Parsosy Illapel 5	76.557.855-8
PFV El Chucao SpA	Planta FV El Chucao	76.982.022-1
Empresa Nacional de Telecomunicaciones S.A.	Entel	92.580.000-7

Transmisoras

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Central El Atajo SpA	Central El Atajo	77.032.394-0
Parque Solar Meco Chillan SpA	Parque Solar Meco	76.905.638-6
Transmisora Eléctrica Cordillera SpA	TEC	77.282.314-2
Don Pedro SpA	Don Pedro	76.860.292-1
Hidroeléctrica Las Juntas S.A.	Hidroeléctrica Las Juntas	76.281.948-1
Fotovoltaica Peumo SpA	Fotovoltaica Peumo	76.891.098-7
Corcovado de Verano SpA	Corcovado de Verano	76.876.862-5
CVE Proyecto Diecisiete SpA	Santa Francisca	76.986.616-7
Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	PDV	76.803.153-3
Puelche Flux Sphera SpA	Puelche Flux Sphera	77.275.106-0
Toesca Renovables SpA	Toesca Renovables	77.428.039-1
Solar TI Dieciséis SpA	PMGD Guaraná	77.011.891-3
Parque Solar Itihue SpA	Parque Solar Itihue SpA	77.324.548-7
PFV Las Cachañas SpA	PFV Las Cachañas	77.060.669-1
SQM Salar S.A.	SQM Salar	79.626.800-K
La Higuera Transmisión S.A.	La Higuera Transmisión	77.708.626-K
Distribuidora Eléctrica S.A.	D.E.S.A.	77.504.335-0
PFV Los Cisnes SpA	PFV Los Cisnes	77.270.817-3

Transmisoras

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Fotovoltaica Santa Rosario SpA	Parque Fotovoltaico Maitenlahue	77.342.169-2
PFV El Mirlo SpA	PFV El Mirlo	77.131.296-9
Transmisora Parinas S.A.	Transmisora Parinas S.A.	77.244.437-0
Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	STM	77.611.649-1
SUBESTACIÓN PUCHUNCAVÍ S.A.	SEP	77.504.635-K
EDGECONNEX CHILE V SPA	EDGECONNEX V	77.394.032-0
Centella Transmisión S.A	Centella Transmisión	76.930.823-7
Nirivilo Transmisora de Energía S.A.	NITE	77.324.794-3
Albemarle Limitada	Albemarle Limitada	85.066.600-8
La Confluencia Transmisión S.A.	La Confluencia Transmisión	76.629.981-4

Clientes Libres

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Masisa S.A.	Masisa	96.802.690-9
Petroquim S.A.	Petroquim	78.021.560-7
Compañía Siderurgica Huachipato S.A.	CAP Huachipato	94.637.000-2
Cristalerías de Chile S.A.	Cristalchile	90.331.000-6
Sociedad Contractual Minera Tres Valles	Minera Tres Valles	77.856.200-6
Bioenergías Forestales SpA	Bioenergías Forestales	76.188.197-3
Industria Chilena de Alambre S.A.	Inchalam	91.868.000-4
Compañía Minera del Pacífico S.A.	CAP CMP	94.638.000-8
Moly-Cop Chile S.A.	Moly-Cop	92.244.000-K
CIA. Minera Mantos de Oro	Minera Mantos de Oro	78.928.380-K
Compañía Minera Maricunga	Minera Maricunga	76.038.806-8
EKA CHILE S.A.	EKA Chile	99.500.140-3
Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile	Minera Lumina Copper	99.531.960-8
Compañía Contractual Minera Candelaria	Minera Candelaria	85.272.800-0
Cementos Bío Bío del Sur S.A.	Cemento Bío Bío del Sur	96.755.490-1
GNL Quintero S.A.	GNL Quintero	76.788.080-4
Minera Los Pelambres	Minera Los Pelambres	96.790.240-3

Clientes Libres

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Cementos Bío Bío Centro S.A.	Cemento Bio Bio Centro	96.718.010-6
Minera Altos de Punitaqui Ltda	Minera Altos de Punitaqui	76.099.463-4
Minera Las Cenizas S.A.	Minera Las Cenizas	79.963.260-8
Occidental Chemical Chile Ltda.	OXY	93.797.000-5
Melon S.A	Cemento Melón	76.109.779-2
Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.	Metro	61.219.000-3
Empresa de los Ferrocarriles del Estado	EFE	61.216.000-7
Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	Minera Atacama Kozan	77.134.510-7
Sociedad Contractual Minera Franke	Minera Centenario	76.051.610-4
Minera Valle Central S.A.	Minera Valle Central	96.595.400-7
ENAP Refinerías S.A.	ERSA	87.756.500-9
Compañía Minera Cerro Negro S.A.	Minera Cerro Negro	91.614.000-2
Inversiones BO Paper S.A.	Papeles Bio Bio	76.207.117-7
Fundición Talleres Ltda.	Fundición Talleres	99.532.410-5
Compañía Contractual Minera Ojos del Salado	Minera Ojos del Salado	96.635.170-5
Agrocomercial A.S. Ltda.	Agrosuper	77.805.520-1

Clientes Libres

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Empresa Nacional de Minería, Fundición Hernán Videla Lira	ENAMI Paipote	61.703.000-4
Cemento Polpaico S.A.	Cemento Polpaico	91.337.000-7
Anglo American Sur S.A.	Anglo American Sur	77.762.940-9
EFE Valparaíso S.A.	EFE Valparaíso	96.766.340-9
Compañía Explotadora de Minas S.C.M.	Cemin	89.274.000-3
Forestal y Papelera Concepción S.A.	FPC	96.528.420-6
Arauco Bioenergía SpA	Arauco Bioenergía	96.547.510-9
Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	Teck-Carmen de Andacollo	78.126.110-6
Compañía Minera Zaldívar LTDA	Minera Zaldívar	85.758.600-K
Aguas Antofagasta S.A.	Aguas Antofagasta	76.418.976-0
Algorta Norte S.A.	Algorta	76.000.957-1
Codelco (Corporación Nacional del Cobre)	Codelco	61.704.000-K
Compañía Minera Cerro Colorado Ltda	Minera Cerro Colorado	94.621.000-5
Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Minera Collahuasi	89.468.900-5
Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	Minera Quebrada Blanca	96.567.040-8

Clientes Libres

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Compañía Minera Lomas Bayas	Minera Lomas Bayas	78.512.520-7
Compañía Minera Zaldívar SpA	Minera Zaldívar	76.485.762-3
EcoMetales Limited, Agencia en Chile	ECOMETALES	59.087.530-9
Enaex S.A.	Enaex	90.266.000-3
Grace S.A.	Grace	99.565.400-8
Haldeman Mining Company S.A.	Haldeman	96.955.560-3
Minera Antucoya	Minera Antucoya	76.079.669-7
Minera Escondida Ltda.	Minera Escondida	79.587.210-8
Minera Meridian Ltda.	Minera Meridian	96.508.670-6
Minera Spence S.A.	Minera Spence	86.542.100-1
Planta Recuperadora de Metales SpA	PRM SpA	76.255.054-7
Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda SCM	76.081.590-K
Sociedad Contractual Minera El Abra	Minera El Abra	96.701.340-4
Sociedad GNL Mejillones S.A.	GNLM	76.775.710-7
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	SQM	93.007.000-9
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Altonorte	88.325.800-2

Clientes Libres

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Guanaco Compañía Minera SpA	Minera Guanaco	78.097.950-K
Cleanairtech Sudamérica S.A.	Cleanairtech Sudamerica S.A.	76.399.400-7
Minera Centinela	Minera Centinela	76.727.040-2
ENTEL PCS Telecomunicaciones S.A.	ENTEL PCS S.A.	96.806.980-2
Abastible S.A.	Abastible	91.806.000-6
Inversiones y Servicios Dataluna LTDA	Dataluna	76.117.026-0
Pampa Camarones SpA	Pampa Camarones	76.085.153-1
Mantoverde S.A.	Mantoverde	77.020.457-7
Mantos Copper S.A.	Minera Mantos Blancos (Mantos Copper)	77.418.580-1
Minera HMC S.A.	Fusión con Minera Michilla SpA	76.102.677-1
Nueva Atacama S.A.	Nueva Atacama S.A.	76.850.128-9
Lo Espejo Data Center SpA	Odata San Bernardo	77.460.345-K

Distribuidoras

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Luzparral S.A.	Luzparral	96.866.680-0
Energía de Casablanca S.A.	EDECSA	96.766.110-4
Compañía Eléctrica de Osorno S.A	Luz Osorno	96.531.500-4
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	Copelec	80.237.700-2
Enel Distribución Chile S.A.	Enel Distribución (Fusión con Luz Andes)	96.800.570-7
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	Emelca	81.577.400-0
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda	SOCOEPA	81.629.800-8
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curico LTDA.	CEC	70.287.900-0
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Eléctrica Colina	96.783.910-8
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Litoral	91.344.000-5
Chilquinta Distribución S.A.	Chilquinta (ex Chilquinta Energía)	96.813.520-1
Empresa Eléctrica Municipalidad de Til Til	Eléctrica Til Til	70.849.500-K
Cooperativa Eléctrica Los Angeles LTDA	Coopelan	81.585.900-6
CIA Molinera Villarrica Ltda	Molinera Villarrica	80.203.400-8

Distribuidoras

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Energías Ucuquer S.A.	Ucuquer	76.152.252-3
Parque Talinay Oriente S.A.	Parque Eólico Talinay	76.126.507-5
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	99.528.750-1
Comasa SpA	Comasa	96.546.010-1
Central Cardones S.A.	Central Cardones	76.550.580-1
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Hidroeléctrica La Higuera	96.990.050-5
Torino SpA	Torino	76.756.795-2
Betel SpA	Betel	77.050.429-5
Neoelectra Energía Chile SpA	Neoelectra Energía	77.081.321-2
Energia Renovable Marengo SpA	EA SF Graneros	77.248.167-5
Enerblan SpA	Enerblan	76.340.551-6

SSMM

NOMBRE	RAZÓN SOCIAL	RUT
Eólica Monte Redondo SpA	EMR	76.019.239-2
Generadora la Calera SpA	La Calera	76.267.761-K
Planeta Investments SpA	PMGD Catan Solar	76.416.516-0
Empresa Eléctrica El Arrebol SpA	Eléctrica El Arrebol	76.415.299-9
Solar la Blanquina SpA	Solar la Blanquina	77.261.956-1
RCL Solar SpA	Las Cabras	76.547.418-3
Palpana de Verano SpA	Palpana de Verano	77.088.011-4
Parque Solar Albor SpA	PMGD Albor I	77.020.469-0

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Sección 5

Evolución del Costo Marginal Promedio

Balance monetario y físico de Energía

Balance monetario y físico de Potencia

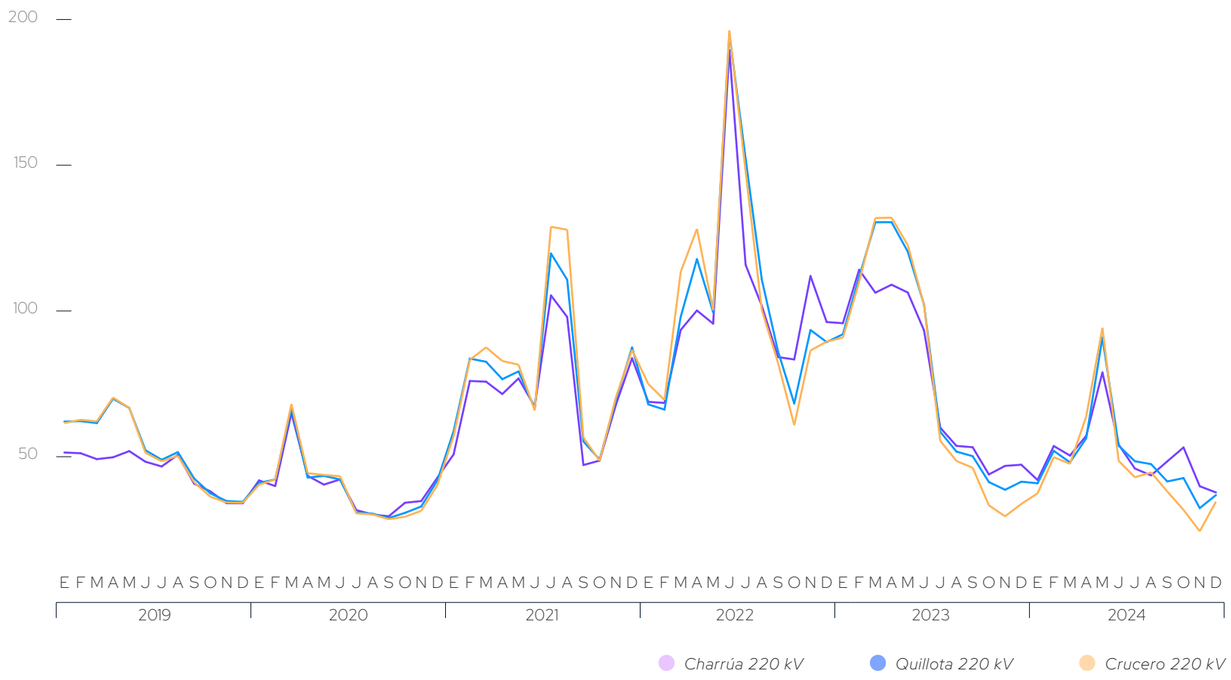
Pago segmento Transmisión Nacional

Pago segmento Transmisión Zonal

Costo de Operación del Sistema Eléctrico Nacional

Costos Sistémicos

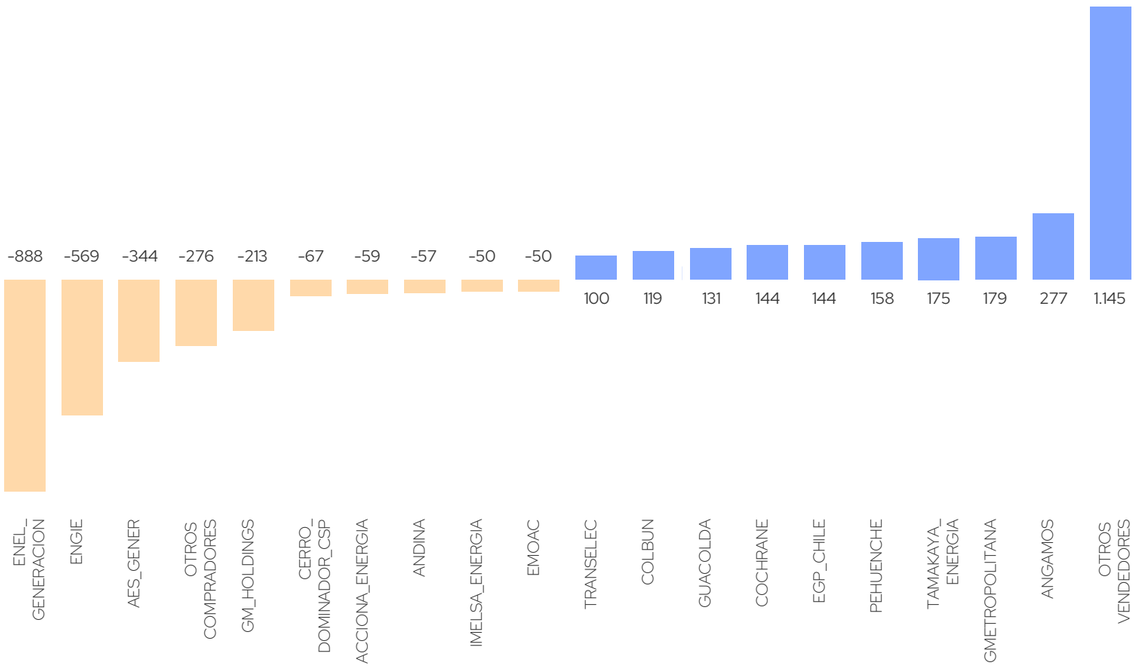
Evolución del Costo Marginal Promedio



	Mes	Charrúa 220 kV	Quillota 220 kV	Crucero 220 kV
2019	E	61,52	62,04	51,43
	F	62,65	62,21	51,19
	M	62,12	61,53	49,17
	A	70,29	69,91	49,79
	M	66,76	66,72	51,92
	J	51,32	52,21	48,27
	J	48,46	48,94	46,65
	A	50,29	51,57	50,64
	S	41,26	42,54	40,75
	O	36,27	37,42	38,11
	N	34,28	34,79	34,05
	D	34,19	34,49	34,01
2020	E	40,39	40,99	41,86
	F	42,16	42,18	39,93
	M	68,06	66,73	64,93
	A	44,33	42,85	43,44
	M	43,73	43,41	40,42
	J	43,30	42,20	42,21
	J	30,58	30,84	31,68
	A	30,20	30,43	30,17
	S	28,56	28,95	29,55
	O	29,39	30,73	34,20
	N	31,42	32,92	34,77
	D	40,25	41,86	42,82
2021	E	57,08	58,78	50,82
	F	83,22	83,66	75,98
	M	87,52	82,57	75,74
	A	82,84	76,60	71,50
	M	81,57	79,26	76,85
	J	65,87	66,55	67,24
	J	128,90	119,71	105,34
	A	127,87	110,73	97,95
	S	56,60	55,25	47,14
	O	48,62	49,03	48,67
	N	70,31	69,39	67,75
	D	86,63	87,49	83,78

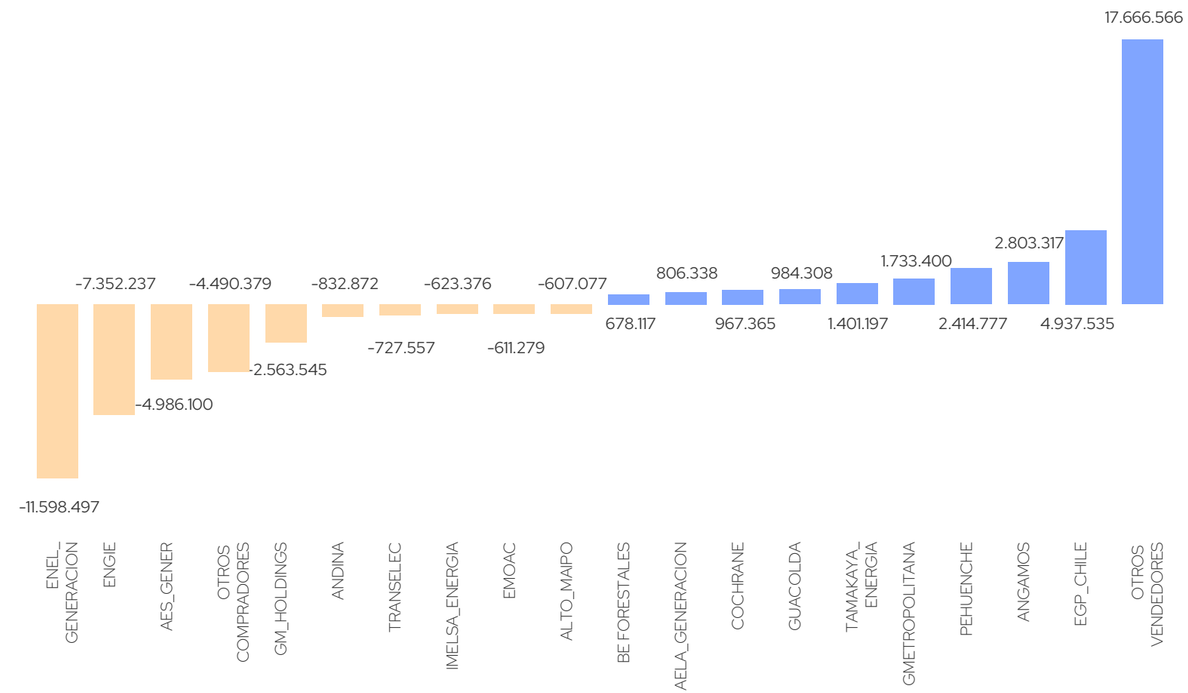
	Mes	Charrúa 220 kV	Quillota 220 kV	Crucero 220 kV
2022	E	74,96	67,94	68,82
	F	69,45	66,16	68,45
	M	113,42	98,01	93,50
	A	128,15	117,78	100,17
	M	100,26	99,59	95,64
	J	196,26	195,02	189,46
	J	147,92	152,30	115,85
	A	100,33	110,77	101,77
	S	82,19	86,14	84,17
	O	60,80	68,24	83,37
	N	86,44	93,48	111,98
	D	89,49	89,32	96,20
2023	E	90,87	92,02	95,80
	F	109,99	111,62	114,15
	M	131,89	130,44	106,28
	A	132,02	130,47	109,02
	M	122,60	120,35	106,33
	J	102,11	102,26	93,35
	J	55,48	58,55	59,97
	A	48,52	51,75	53,70
	S	46,21	50,18	53,25
	O	33,31	41,29	43,91
	N	29,53	38,65	46,85
	D	33,80	41,42	47,24
2024	E	37,41	40,89	42,00
	F	49,85	52,01	53,66
	M	47,55	48,05	50,39
	A	63,79	56,31	57,18
	M	94,23	90,91	78,92
	J	48,57	53,79	54,17
	J	42,94	48,45	45,94
	A	44,61	47,45	43,60
	S	38,06	41,50	48,41
	O	31,75	42,67	53,17
	N	24,42	32,36	39,87
	D	34,59	36,84	37,73

Balance monetario de Energía, mayores compradores y vendedores (MM US$)*



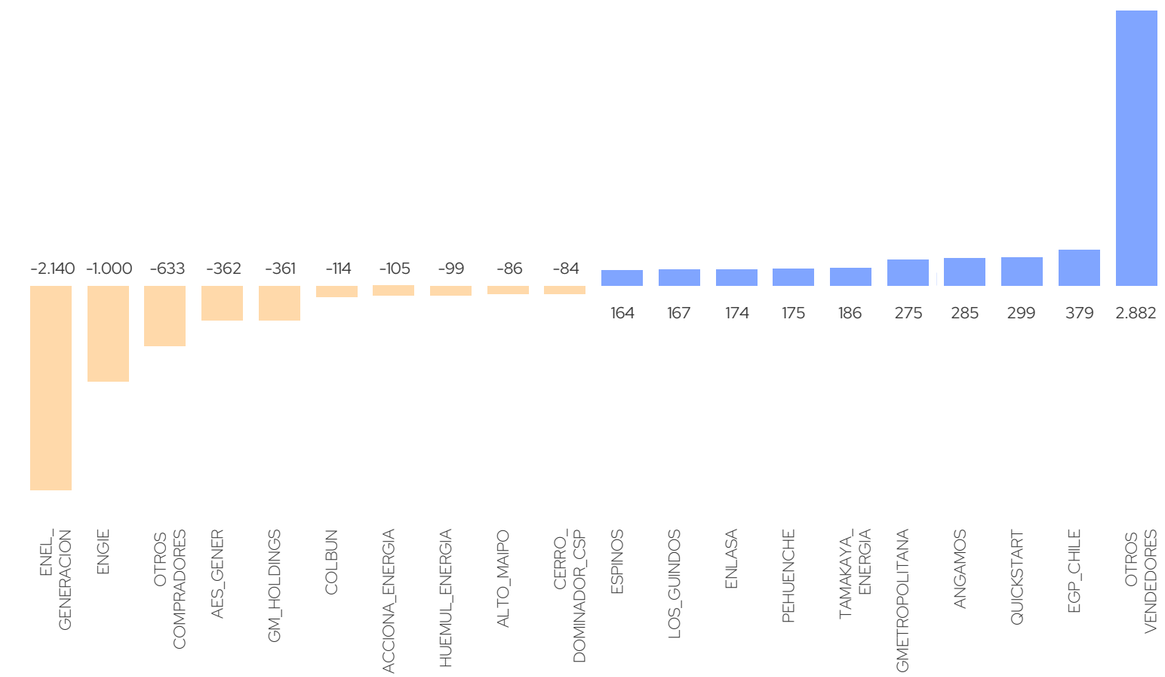
(*) Balance Preliminar

Balance físico de Energía, mayores compradores y vendedores (MWh)*



(*) Balance Preliminar

Balance monetario de Potencia, mayores compradores y vendedores (MM US$)*

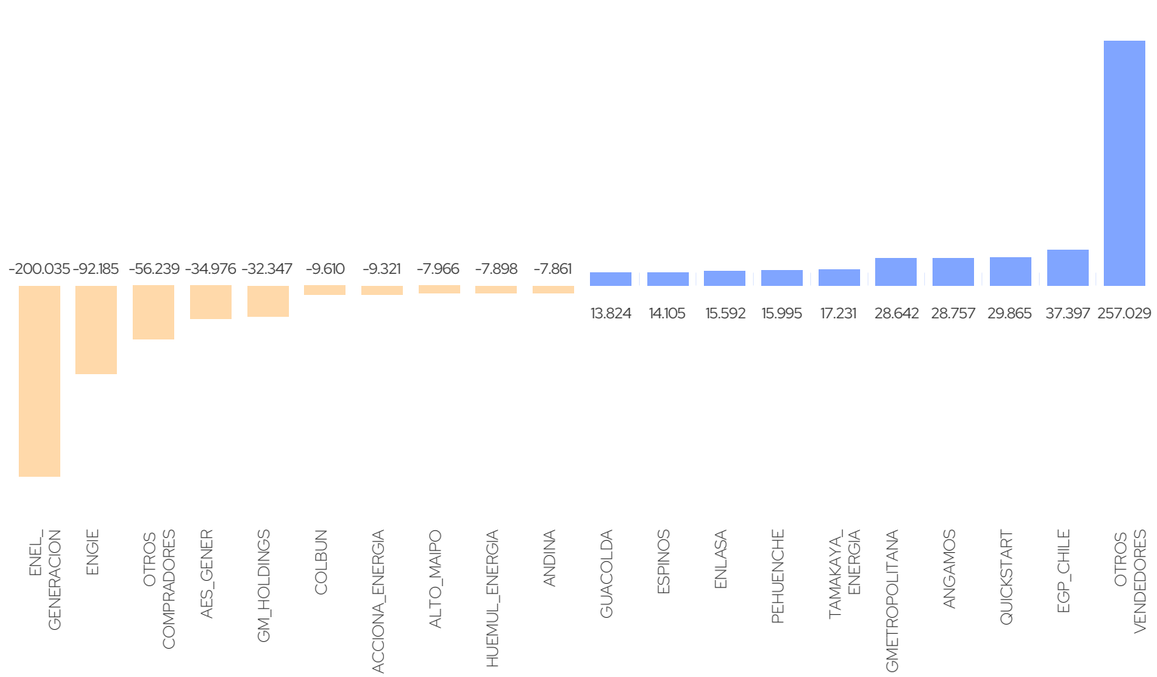


Información en base a la suma de Balances Mensuales de Potencia de Suficiencia del 2023 en sus últimas versiones versiones emitidas, disponibles en la página web del coordinador.

Se consideran los Balances Mensuales ya que a la fecha no tenemos resultados para del Balance de Potencia de Suficiencia Anual 2023.

Potencia Media corresponde al promedio mensual de las potencias reconocidas a cada empresa en los Balances de Transferencias de Potencia Mensual del 2023

Balance físico de Potencia, mayores compradores y vendedores (MWh)*

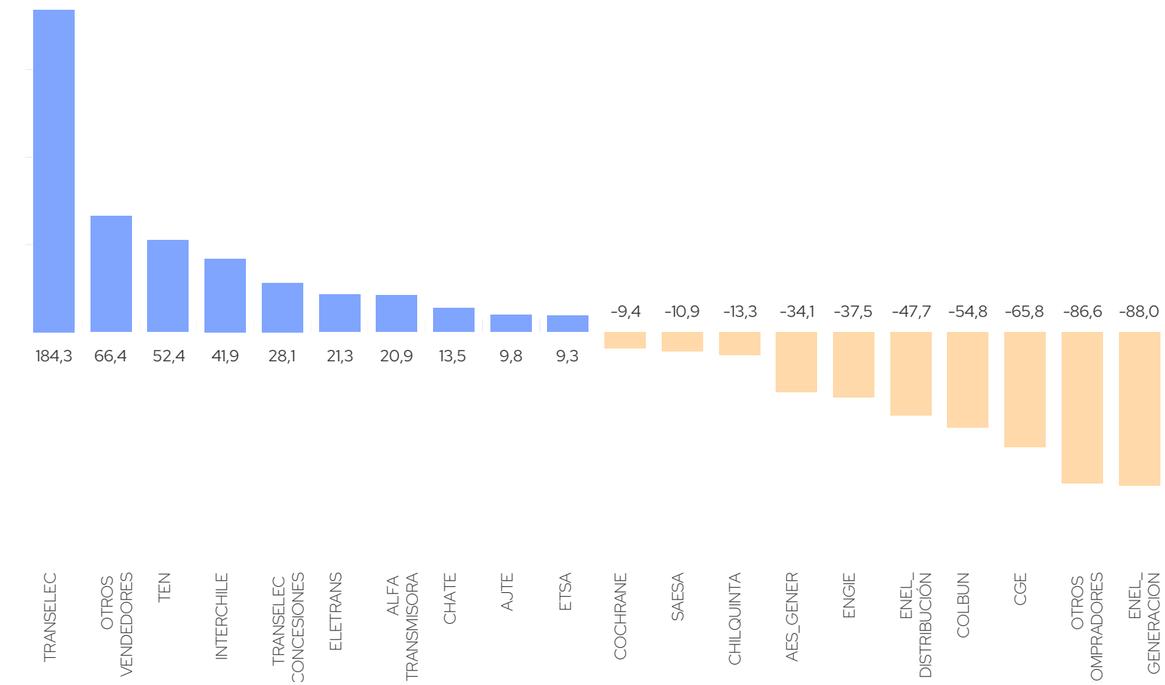


Información en base a la suma de Balances Mensuales de Potencia de Suficiencia del 2023 en sus últimas versiones versiones emitidas, disponibles en la página web del coordinador.

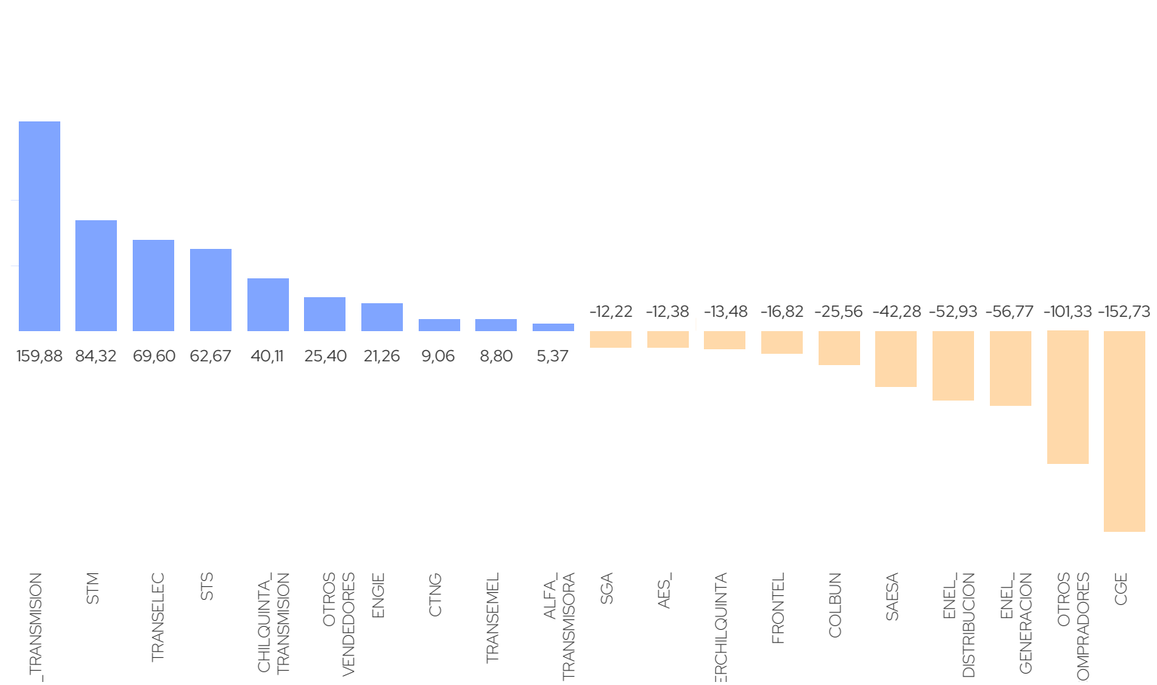
Se consideran los Balances Mensuales ya que a la fecha no tenemos resultados para del Balance de Potencia de Suficiencia Anual 2023.

Potencia Media corresponde al promedio mensual de las potencias reconocidas a cada empresa en los Balances de Transferencias de Potencia Mensual del 2023

Pago segmento Transmisión Nacional (MMUSD)



Pago segmento Transmisión Zonal (MMUSD)



Costo de Operación del Sistema Eléctrico Nacional

Año	Mes	Programado (Millones US)	Real (Millones US)	Costo Real vs Costo Programado
2023	ene	289	293	+1%
	feb	296	314	+6%
	mar	354	362	+2%
	abr	363	370	+2%
	may	342	366	+7%
	jun	268	267	-1%
	jul	167	172	+4%
	ago	153	171	+12%
	sept	107	128	+20%
	oct	97	103	+5%
	nov	88	93	+5%
	dic	103	107	+4%
2024	ene	109	124	+13%
	feb	152	167	+10%
	mar	170	197	+16%
	abr	175	198	+13%
	may	196	241	+23%
	jun	133	153	+15%
	jul	114	127	+11%
	ago	112	123	+10%
	sept	84	97	+15%
	oct	74	85	+15%
	nov	60	72	+20%
	dic	80	87	+9%

Revisa la actualización de esta información en el siguiente QR

Costos Sistémicos

Costos Totales

Mes	Precio Estabilizado [mill. CLP]	Sobrecosto Energía [mill. CLP]	Sobrecosto P-D [mill. CLP]	Reserva Hídrica [mill. CLP]	SSCC [mill. CLP]	Total [mill. CLP]
ene-22	-347	16.719	119	-	18.749	**35.239**
feb-22	1.325	18.379	91	-	15.971	**35.765**
mar-22	-6.731	20.579	432	2.055	15.806	**32.141**
abr-22	-7.646	19.561	646	36.711	25.120	**74.392**
may-22	-3.228	29.137	603	40.975	28.581	**96.068**
jun-22	-15.246	18.462	160	-	42.829	**46.206**
jul-22	-14.881	35.185	542	3.328	48.456	**72.629**
ago-22	-3.532	31.394	440	14.641	40.108	**83.051**
sept-22	2.385	34.705	694	5.801	41.976	**85.560**
oct-22	13.033	42.807	1.710	4.239	51.764	**113.552**
nov-22	11.421	45.448	50	-	53.363	**110.282**
dic-22	14.202	37.341	970	-	61.110	**113.623**
ene-23	16.335	32.465	1.349	-	64.442	**114.591**
feb-23	7.885	30.468	850	-	48.543	**87.747**
mar-23	-1.149	24.392	975	-	40.740	**64.957**
abr-23	786	21.760	567	-	39.929	**63.043**
may-23	1.611	18.627	683	-	42.221	**63.141**
jun-23	2.000	18.792	827	263	31.015	**52.897**
jul-23	11.086	22.768	1.256	-	22.048	**57.157**
ago-23	19.375	32.645	681	-	27.899	**80.600**
sept-23	20.683	20.146	1.954	-	27.690	**70.473**
oct-23	31.719	19.948	2.981	-	23.196	**77.844**
nov-23	37.000	21.852	1.273	-	16.234	**76.359**
dic-23	42.073	26.367	1.794	-	20.619	**90.852**

Costos Unitarios

Inyección [GWh]	Precio Estabilizado Unitario [CLP/kWh]	"Sobrecosto Energía Unitario [CLP/kWh] "	"Sobrecosto P-D Unitario [CLP/kWh]"	"Reserva Hídrica Unitario [CLP/kWh]"	"SSCC Unitario [CLP/kWh]"
6.653	-0,1	2,5	0,0	-	2,8
6.111	0,2	3,0	0,0	-	2,6
6.791	-1,0	3,0	0,1	0,3	2,3
6.307	-1,2	3,1	0,1	5,8	4,0
6.809	-0,5	4,3	0,1	6,0	4,2
6.761	-2,3	2,7	0,0	-	6,3
6.915	-2,2	5,1	0,1	0,5	7,0
6.757	-0,5	4,6	0,1	2,2	5,9
6.384	0,4	5,4	0,1	0,9	6,6
6.578	2,0	6,5	0,3	0,6	7,9
6.591	1,7	6,9	0,0	-	8,1
7.023	2,0	5,3	0,1	-	8,7
6.845	2,4	4,7	0,2	-	9,4
6.301	1,3	4,8	0,1	-	7,7
6.983	-0,2	3,5	0,1	-	5,8
6.379	0,1	3,4	0,1	-	6,3
6.740	0,2	2,8	0,1	-	6,3
6.780	0,3	2,8	0,1	0,0	4,6
6.922	1,6	3,3	0,2	-	3,2
6.868	2,8	4,8	0,1	-	4,1
6.608	3,1	3,0	0,3	-	4,2
6.686	4,7	3,0	0,4	-	3,5
6.630	5,6	3,3	0,2	-	2,4
7.007	6,0	3,8	0,3	-	2,9

Precio Estabilizado: corresponde a los costos o ingresos que se generan producto de la estabilización de los PMGD.Sobrecosto P-D: Remuneración por proceso de partida-detención, de acuerdo a artículo 3-48 de la Norma Tecnica de Coordinación y Operación
Sobrecostos Energía: Remuneración de aquellas unidades de generación que operen a un costo variable de operación mayor al Costo Marginal Real del sistema, que no correspondan a prestación de SSCC, y por tanto hayan operado, por instrucción del Coordinador fuera de orden económico (Artículo 3-46 de la Norma Técnica de Coordinación y Operación)

Reserva Hídrica: costos asociados a la conformación de reserva hídrica.
SSCC: corresponde a los sobrecosto y costos de oportunidad, en que incurren las unidades que prestan sevicios complementarios, de acuerdo al estudio de costo vigente.
Costos Unitarios: Corresponde a la razon entre los costos individualizados en el glosario, y la inyección mensual de energía al sistema. Se expresan en pesos por KWh."

Revisa la actualización de esta información en el siguiente QR

Costos Sistémicos

Costos Totales

Mes	Precio Estabilizado [mill. CLP]	Sobrecosto Energía [mill. CLP]	Sobrecosto P-D [mill. CLP]	Reserva Hídrica [mill. CLP]	SSCC [mill. CLP]	Total [mill. CLP]
ene-24	33.870	23.805	931	-	23.243	81.849
feb-24	28.149	24.859	1.120	-	33.780	87.907
mar-24	28.749	23.344	1.443	-	33.880	87.416
abr-24	14.857	21.952	1.189	-	32.459	70.458
may-24	6.307	17.747	924	-	24.879	49.857
jun-24	9.411	18.821	834	-	21.819	50.885
jul-24	14.913	18.342	943	-	20.406	54.604
ago-24	17.845	17.974	675	-	20.682	57.176
sept-24	26.235	15.456	1.468	-	23.477	66.636
oct-24	32.340	16.274	1.407	-	11.240	61.261
nov-24	39.672	18.669	1.046	-	15.606	74.993
dic-24	40.731	20.701	609	-	14.026	76.067

Costos Unitarios

Inyección [GWh]	Precio Estabilizado Unitario [CLP/kWh]	"Sobrecosto Energía Unitario [CLP/kWh] "	"Sobrecosto P-D Unitario [CLP/kWh]"	"Reserva Hídrica Unitario [CLP/kWh]"	"SSCC Unitario [CLP/kWh]"
7.184	4,7	3,3	0,1	-	3,2
6.784	4,1	3,7	0,2	-	5,0
7.052	4,1	3,3	0,2	-	4,8
6.551	2,3	3,4	0,2	-	5,0
7.256	0,9	2,4	0,1	-	3,4
7.063	1,3	2,7	0,1	-	3,1
7.160	2,1	2,6	0,1	-	2,8
6.978	2,6	2,6	0,1	-	3,0
6.533	4,0	2,4	0,2	-	3,6
6.764	4,8	2,4	0,2	-	1,7
6.701	5,9	2,8	0,2	-	2,3
7.224	5,6	2,9	0,1	-	1,9

Precio Estabilizado: corresponde a los costos o ingresos que se generan producto de la estabilización de los PMGD.Sobrecosto P-D: Remuneración por proceso de partida-detención, de acuerdo a artículo 3-48 de la Norma Tecnica de Coordinación y Operación
Sobrecostos Energía: Remuneración de aquellas unidades de generación que operen a un costo variable de operación mayor al Costo Marginal Real del sistema, que no correspondan a prestación de SSCC, y por tanto hayan operado, por instrucción del Coordinador fuera de orden económico (Artículo 3-46 de la Norma Técnica de Coordinación y Operación)

Reserva Hídrica: costos asociados a la conformación de reserva hídrica.
SSCC: corresponde a los sobrecosto y costos de oportunidad, en que incurren las unidades que prestan sevicios complementarios, de acuerdo al estudio de costo vigente.
Costos Unitarios: Corresponde a la razon entre los costos individualizados en el glosario, y la inyección mensual de energía al sistema. Se expresan en pesos por KWh."

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Sección 6

Listado de centrales generadoras que se encontraban en etapa de Puesta en Servicio al cierre de 2024

Listado de centrales generadoras que se encontraban en etapa de Puesta en Servicio al cierre de 2024

Nombre Central	Nombre Propietario	Tecnología	Fecha PES	Tipo Convencional / ERNC	Región	Capacidad (Potencia máxima bruta MW)
PMGD El Triunfo	Blue Solar Ocho SpA	Solar	13/12/24	ERNC	Valparaíso	9,0
PMGD Topacio	Parque Solar Esmeralda SpA	Solar	10/12/24	ERNC	Biobío	3,0
PMGD Mayor Power	Firme Energía SpA	Térmica	30/12/24	CONVENCIONAL	Metropolitana	3,0
PMGD Los Baños	Parque Solar Esmeralda SpA	Solar	10/12/24	ERNC	Biobío	6,0
PMGD Chillán Huambalí Hiper	Tauro Solar SpA	Solar	17/12/24	ERNC	Ñuble	3,0
Cuarzo (Ex EA SF Alhué)	Energía Renovable Cuarzo SpA.	Solar	5/12/24	ERNC	Metropolitana	3,0
PFV Leyda	Parque Solar Leyda SpA.	Solar	14/12/24	ERNC	Valparaíso	95,2
Diesel Colaco Pargua	Bepatagonia Generación S.A.	Diésel	18/12/24	CONVENCIONAL	Los Lagos	3,0
PVP Chinchorro	Parque Solar Benavente SpA	Solar	20/12/24	ERNC	Arica y Parinacota	9,0
PFV Fragata	PFV Fragata SpA	Solar	20/12/24	ERNC	Valparaíso	3,0
Parque Solar San Vicente TT	Blue Solar Doce SpA	Solar	23/12/24	ERNC	O'Higgins	9,0

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Sección 7

Listado de centrales generadoras que registraron su Entrada en Operación durante 2024

Listado de centrales generadoras que registraron su Entrada en Operación durante 2024

Nombre Central	Nombre Propietario	Tecnología	EO	Tipo Convencional / ERNC	Región	Potencia [MW]
BESS Diego de Almagro Sur	Colbun S.A.	BESS	8/3/24	BESS	Atacama	8,0
PFV Willka	Inversiones Fotovoltaicas SpA.	Solar	6/2/24	ERNC	Arica y Parinacota	98,0
Ampliación Parque Eólico Tchamma - Etapa 1	AR Tchamma SpA	Eólica	3/5/24	ERNC	Antofagasta	15,0
Ampliación Andes Solar II B	Andes Solar II SpA.	BESS	30/4/24	BESS	Antofagasta	17,0
BESS Coya	Engie Energía Chile S.A.	BESS	28/2/24	BESS	Antofagasta	139,0
PMG Quilmo	Parque Solar Quilmo SpA	Solar	15/2/24	ERNC	Ñuble	9,0
PFV Salvador	Innergex Renewable Energy Chile SpA	BESS	25/6/24	BESS	Atacama	49,9
Parque Eólico La Cabaña	Enel Green Power Chile S.A.	Eólica	19/7/24	ERNC	Biobío	34,5
PMG North West	Generadora North West SpA.	Solar	19/2/24	ERNC	Atacama	9,0
PMGD PFV Sofía	GPG Generación Distribuida SpA	Solar	4/1/24	ERNC	Coquimbo	2,4
PMGD PFV El Carpintero	PFV El Carpintero SpA	Solar	2/1/24	ERNC	Maule	8,5
Parque Eólico Los Cerrillos	Statkraft Eólico S.A.	Eólica	6/8/24	ERNC	O'Higgins	46,0
Patagua	Patagua SpA	Solar	11/4/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PFV Gran Teno	GR Algarrobo SpA	Solar	9/8/24	ERNC	O'Higgins	240,5
Parque Eólico Manantiales	Statkraft Eólico S.A.	Eólica	6/8/24	ERNC	O'Higgins	27,0
Parque Eólico Cardonal	Statkraft Eólico S.A.	Eólica	12/6/24	ERNC	O'Higgins	33,0
Los Robles	Panguilemo SpA	Solar	17/1/24	ERNC	Maule	2,9
PMG Don Oscar	Fontus Prime Solar SpA	Solar	2/9/24	ERNC	Coquimbo	9,0
BESS Uribe Solar	Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA	BESS	16/10/24	BESS	Antofagasta	2,5
Emilia Solar	"Fontus Prime Solar SpA"	Solar	16/5/24	ERNC	Coquimbo	4,0
Lucas Solar	Don Arturo SpA	Solar	8/4/24	ERNC	Coquimbo	9,0
PMGD Rengo Solar	Rengo Solar SpA	Solar	31/7/24	ERNC	O'Higgins	7,0
Las Salinas	Enel Green Power Chile S.A.	Solar	2/7/24	ERNC	Antofagasta	364,0
San Francisco Parral	Parque Solar Don Flavio SpA	Solar	15/2/24	ERNC	Maule	2,5
Loma Tendida del Verano	Paruma del Verano SpA	Solar	29/2/24	ERNC	Metropolitana	3,0
PFV Albatros	PFV Albatros SpA	Solar	7/6/24	ERNC	Maule	1,3

Nombre Central	Nombre Propietario	Tecnología	EO	Tipo Convencional / ERNC	Región	Potencia [MW]
La Vendimia	Sociedad Energías Renovables El Boldo SpA	Solar	27/2/24	ERNC	Maule	9,0
El Caiquén	PFV El Caiquén SpA	Solar	21/2/24	ERNC	Maule	9,0
El Portal	Central El Atajo SpA	Hídrico	5/3/24	ERNC	Biobío	1,1
Encino	Energía Renovable Encino SpA	Solar	22/3/24	ERNC	O'Higgins	2,6
SGT Catapilco	San Marino Solar SpA	Solar	19/1/24	ERNC	Valparaíso	9,0
PMGD CE Caldera	Caldera Solar SpA	Solar	5/3/24	ERNC	Atacama	9,0
Ampliación REN	Millaray Fotovoltaica SpA	Solar	4/1/24	ERNC	La Araucanía	3,0
Enami Solar	Enami Solar SpA	Solar	10/1/24	ERNC	Valparaíso	5,4
El Trile	PFV El Trile SpA	Solar	20/3/24	ERNC	Maule	9,0
Alto Bellavista Sunlight	Alto Bellavista SpA	Solar	21/3/24	ERNC	O'Higgins	7,9
Parque FV Hurtado	Patricia Solar SpA	Solar	5/3/24	ERNC	Biobío	3,0
CEME 1	CEME 1 SpA	Solar	5/7/24	ERNC	Antofagasta	410,8
Planta Fotovoltaica Teresita	Planta Solar Santa Teresita II SpA	Solar	3/4/24	ERNC	Metropolitana	9,0
Chañar del Verano	Isluga de Verano SpA	Solar	17/4/24	ERNC	Antofagasta	3,0
PF Pueblo Hundido	Fotovoltaico Pueblo Hundido SpA	Solar	29/4/24	ERNC	O'Higgins	2,8
PMGD San Alberto	Draco Solar SpA	Solar	10/4/24	ERNC	Ñuble	9,0
PMGD Doña Regina Solar	Yanqui Solar SpA	Solar	11/4/24	ERNC	Biobío	3,0
PMGD PFV Pesaro Solar	Pesaro Solar SpA	Solar	10/4/24	ERNC	Valparaíso	3,0
Plaza Sunlight	Plaza Sunlight SpA	Solar	25/4/24	ERNC	Coquimbo	9,0
Parque FV San Eduardo	Joel Solar SpA	Solar	3/4/24	ERNC	Ñuble	2,7
PMGD Chequén Solar	Chequén Solar SpA	Solar	13/3/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PMGD Huingán (Ex Malloco)	Malloco Solar SpA	Solar	20/3/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PMGD Quebrada de Talca	Quebrada de Talca Solar SpA	Solar	19/2/24	ERNC	Coquimbo	9,0
PMGD Solarpark Malloa	CHRONOS SOLAR SPA	Solar	12/4/24	ERNC	O'Higgins	2,8
PMGD PFV RCU (RTN)	RTN SOLAR SPA	Solar	16/4/24	ERNC	Maule	6,0
PMGD Turquía	TEDLAR LUNA SPA	Solar	7/5/24	ERNC	Biobío	1,5
PFV Viñas del Sol (Ex Manzano II)	Andina Solar 1 SpA	Solar	3/5/24	ERNC	Valparaíso	6,0
PMGD Santa Pamela	Santa Pamela SpA	Solar	10/1/24	ERNC	Biobío	7,7

Nombre Central	Nombre Propietario	Tecnología	EO	Tipo Convencional / ERNC	Región	Potencia [MW]
PMGD Lluta Solar	El Peral SpA	Solar	24/5/24	ERNC	Arica y Parinacota	2,7
PMGD Aldebarán	Solar TI Treinta y Siete SpA	Solar	25/1/24	ERNC	O'Higgins	6,0
PMGD Parque PVP Unihue	PARQUE SOLAR UNIHUE SPA	Solar	26/4/24	ERNC	Maule	2,7
PMGD Parque PVP Mayos	Parque Solar Santa Cruz SpA	Solar	28/3/24	ERNC	O'Higgins	2,3
PMGD Parque solar Roma	Parque Solar Roma SpA	Solar	22/4/24	ERNC	O'Higgins	2,8
PMGD Ampliación Fotovolt LIN	Ailin Fotovoltaica SpA	Solar	15/4/24	ERNC	Maule	3,0
PMGD PFV Jilguero	PFV Jilguero SpA	Solar	17/4/24	ERNC	Maule	1,7
PFV Doña Antonia	Doña Antonia Solar SpA	Solar	28/8/24	ERNC	Coquimbo	75,0
Las Chilcas	Las Chilcas Solar SpA	Solar	23/5/24	ERNC	Arica y Parinacota	9,0
PMGD Quilmo Solar	Quilmo Solar SpA	Solar	24/5/24	ERNC	Ñuble	5,2
Nueva Central Solar Fotovoltaica Macao	Macao Solar SpA	Solar	30/5/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PMGD Axel Solar	Fontus Prime Solar SpA	Solar	15/1/24	ERNC	Coquimbo	2,7
PMGD Verona	Verona Solar SpA	Solar	30/5/24	ERNC	Maule	3,0
PMGD San Clemente Flor del Llano	Vespa Solar SpA	Solar	4/6/24	ERNC	Maule	4,9
PMGD Loncura	Tedlar Diemos SpA	Solar	7/6/24	ERNC	Valparaíso	9,0
PMGD AHE Buenas Yerbas	SETF Energías Renovables SpA	Solar	10/6/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PMGD PFV La Huerta	La Huerta SpA	Solar	17/6/24	ERNC	Maule	3,0
PMGD Bellet	Energía Morro Guayacán SpA.	Térmica	30/6/24	Convencional	Metropolitana	0,5
PMGD San Rafael	San Rafael II SpA	Solar	12/6/24	ERNC	Maule	3,0
Planta Fotovoltaica Tamango	GR Liun SpA	Solar	14/8/24	ERNC	Maule	48,5
PMGD El Interlocutor	Parque Fotovoltaico Idahuillo SpA	Solar	21/7/24	ERNC	O'Higgins	2,7
PMGD PFV Lloica	PFV Las Loicas SpA	Solar	11/7/24	ERNC	Atacama	3,0
PMGD PFV El Turpial	PFV El Turpial SpA	Solar	11/7/24	ERNC	Atacama	3,0
PMGD Ancahual	Canelillo Solar SpA	Solar	18/7/24	ERNC	La Araucanía	9,0
PMGD Santa Blanca Isla de Maipo Sunlight	SETF Energías Renovables SpA	Solar	8/7/24	ERNC	Metropolitana	2,4
PMGD Central Tabolango	ANDINA SOLAR 2 SPA	Solar	14/8/24	ERNC	Valparaíso	9,0
PMGD María Dolores	Pedro Solar SpA	Solar	22/8/24	ERNC	Biobío	9,0
PMGD Solar del Bueno	Agrícola Río Nilahue SpA	Solar	22/8/24	ERNC	Los Ríos	3,0
PMGD Sagrada Familia La Fortuna	Farmdo Energy Chile SpA	Solar	10/9/24	ERNC	Maule	3,0

Listado de centrales generadoras que registraron su Entrada en Operación durante 2024

Nombre Central	Nombre Propietario	Tecnología	EO	Tipo Convencional / ERNC	Región	Potencia [MW]
PMGD Tortuga Solar	Tortuga Solar SpA	Solar	3/10/24	ERNC	Ñuble	3,0
PMGD Bulnes Solar	Bulnes Solar SpA	Solar	15/10/24	ERNC	Ñuble	9,0
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	Enel Green Power Chile S.A.	BESS	4/11/24	BESS	Araucanía	1,0
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	Enel Green Power Chile S.A.	BESS	13/9/24	BESS	Metropolitana	60,0
PMGD Curaco	Solar TI Treinta y Ocho SpA	Solar	2/7/24	ERNC	O'Higgins	9,0
PMGD Parque Solar El Palqui	Fénix Solar SpA	Solar	29/8/24	ERNC	Coquimbo	2,8
PMGD FV Chicauma del Verano	Puntiagudo Energy SpA	Solar	3/6/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PMGD San Antonio del Monte Sunlight	SETF Energías Renovables SpA	Solar	25/9/24	ERNC	Metropolitana	7,2
Andes IV Solar Fotovoltaico + BESS	Andes Solar IV SpA	Solar	30/9/24	ERNC	Antofagasta	130,0
Central Hidroeléctrica Piedras Negras	Hidroeléctrica Piedras Negras SpA	Hídrico	2/10/24	ERNC	O'Higgins	3,0
PFV Belén	GR Villarrica SpA	Solar	28/9/24	ERNC	Metropolitana	6,0
PMGD Belenos TilTil	Parsosy Belenos SpA	Solar	30/8/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PMGD Cefalú Solar	Cefalú Solar SpA	Solar	11/9/24	ERNC	Metropolitana	3,0
PMGD Caranca Solar	PFV El Pelícano SpA	Solar	4/8/24	ERNC	La Araucanía	3,0
PMGD Alianza	Sergio Vogado Carvalho	Solar	11/9/24	ERNC	La Araucanía	9,0
PMGD FV Barcelona	Belén Solar SpA	Solar	18/10/24	ERNC	Maule	9,0
PMGD Parque PVP La Rosa	Parque Solar La Rosa II SpA	Solar	23/7/24	ERNC	O'Higgins	5,3
PMGD SGT Cholguán	Eduardo Antonio Astaburuaga Errázuriz	Solar	10/9/24	ERNC	Ñuble	2,2
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	Enel Green Power S.A.	BESS	23/10/24	BESS	Metropolitana	60,0
PMGD PFV Liebre de Verano	Guallatiri SpA	Solar	14/11/24	ERNC	Metropolitana	9,0
PMGD Chacaico	Sol del Sur 15 SpA	Solar	22/11/24	ERNC	Biobío	9,0
PMGD Velasco Solar	Santa Bárbara Energy SpA	Solar	30/10/24	ERNC	Biobío	5,0
PMGD La Perla	MVC Solar 38 SpA.	Solar	25/10/24	ERNC	Biobío	5,0
PMGD Quintacabrero	Sol del Sur 9 SpA.	Solar	23/10/24	ERNC	Biobío	9,0
PMGD Génova	Génova Solar SpA	Solar	2/9/24	ERNC	Maule	9,0
PMGD PFV Lenga Solar	Santa Bárbara Energy SPA	Solar	19/7/24	ERNC	Biobío	4,0
PMGD Condor La Ligua	Parque Fotovoltaico La Ligua SpA	Solar	27/11/24	ERNC	Valparaíso	6,0
PMGD El Triunfo	Blue Solar Ocho SpA	Solar	13/12/24	ERNC	Valparaíso	9,0

Nombre Central	Nombre Propietario	Tecnología	EO	Tipo Convencional / ERNC	Región	Potencia [MW]
PMGD SGT Tucapel	Ravenna Solar SpA	Solar	22/8/24	ERNC	Ñuble	6,8
PMGD Cato Solar	Cato Solar SpA	Solar	7/11/24	ERNC	Ñuble	1,6
PMGD Colibrí	Zorzal SpA	Solar	23/7/24	ERNC	Biobío	3
PMGD Topacio	Parque Solar Esmeralda SpA	Solar	10/12/24	ERNC	Biobío	3
PMGD Mayor Power	Firme Energía SpA	Térmica	30/12/24	Convencional	Metropolitana	3,0
PMGD Los Banos	Parque Solar Esmeralda SpA	Solar	10/12/24	ERNC	Biobío	6,0
PMGD Chillán Huambalí Hiper	Tauro Solar SpA	Solar	17/12/24	ERNC	Ñuble	3,0
Diesel Colaco Pargua	Bepatagonia Generación S.A.	Térmica	18/12/24	Convencional	Los Lagos	3,0
PMGD Ampliación HP Las Flores	Hidroeléctrica Las Flores S.A.	Hídrico	17/7/24	ERNC	La Araucanía	2,1
PMGD Exequiel Fernández	Energía Morro Guayacán SpA	Térmica	21/10/24	Convencional	Metropolitana	0,5

Sección 8

Centrales del Sistema Eléctrico Nacional al cierre de 2024

05

ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA

Centrales del Sistema Eléctrico Nacional al cierre de 2024

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
CSP CERRO DOMINADOR	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	573,77
GEO CERRO PABELLON	Geotérmica	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	295.243,34
HE ANGOSTURA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	1.320.276,69
HE ANTUCO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	1.513.462,03
HE CANUTILLAR	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	los Lagos	782.004,84
HE CIPRESES	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	473.865,78
HE COLBUN	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	2.356.564,83
HE CONVENTO VIEJO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	67.825,35
HE EL TORO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	1.155.299,51
HE LOS CONDORES	Hidroeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Maule	14.114,06
HE MACHICURA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	499.435,38
HE PANGUE	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	1.884.195,95
HE PEHUENCHE	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	2.475.811,14
HE PILMAIQUEN	Hidroeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	los Ríos	116.377,21
HE RALCO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	2.687.625,73
HE RAPEL	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	938.195,86
HP ABANICO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	292.270,19
HP AILLIN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	18.665,54
HP ALFALFAL	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	748.691,56
HP ALFALFAL II	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	132,38
HP ALTO RENAICO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	8.105,26
HP ANCOA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	120.924,27
HP BLANCO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Valparaíso	228.139,74
HP CALLAO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	9.438,60
HP CAPULLO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	64.590,03
HP CARENA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	35.325,77
HP CARILAFQUEN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	70.355,78
HP CHACABUQUITO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Valparaíso	71.787,66

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
HP CHACAYES	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	581.243,99
HP CHAPIQUIÑA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	42.591,53
HP CHIBURGO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	65.848,23
HP CIPRESILLOS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	28.219,13
HP CORRALES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	19.259,37
HP CORRENTOSO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	24.252,40
HP COYA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	140,39
HP CUMBRES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	80.083,17
HP CURILLINQUE	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	512.492,95
HP DIGUA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	66.078,06
HP DOS VALLES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.528,93
HP EL PASO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	190.015,26
HP EL PINAR	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Ñuble	26.632,91
HP EL RINCON	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.025,34
HP FLORIDA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	18.139,10
HP FLORIDA II	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	91.067,01
HP FLORIDA III	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	17.383,28
HP GUAYACAN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	71.858,54
HP HORNITOS	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Valparaíso	187.318,95
HP ISLA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	411.999,81
HP ITATA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Ñuble	65.128,42
HP JUNCAL	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Valparaíso	128.940,71
HP JUNCALITO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	3.650,35
HP LA CONFIANZA	Hidroeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Bío-Bío	5.356,27
HP LA CONFLUENCIA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	588.867,88
HP LA HIGUERA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	385.022,72
HP LA MINA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	80.374,78
HP LAJA I	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	112.570,65

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
HP LAS LAJAS	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	132,38
HP LICAN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	69.618,50
HP LIRCAY	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	110.389,01
HP LLAUQUEREO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	8.437,85
HP LOMA ALTA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	201.561,64
HP LOS CONDORES	Hidroeléctricas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	132,38
HP LOS HIERROS	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	93.581,31
HP LOS HIERROS II	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.326,94
HP LOS LAGOS	Hidroeléctricas	En Pruebas	ERNC	no aplica	los Ríos	132,38
HP LOS MOLLES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	23.972,67
HP LOS QUILOS	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Valparaíso	191.433,26
HP MAITENES	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	193,41
HP MALALCAHUELLO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	25.541,54
HP MAMPIL	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	143.085,66
HP MARIPOSAS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	26.200,00
HP MC1	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	35.656,53
HP MC2	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	9.809,97
HP MC3	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	11.608,24
HP MOCHO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	71.061,35
HP NALCAS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	27.227,24
HP OJOS DE AGUA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	52.757,34
HP PALACIOS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.115,64
HP PALMAR	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	25.119,04
HP PALMUCHO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	203.372,16
HP PEUCHEN	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	202.096,28
HP PIEDRAS NEGRAS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.561,08
HP PIEDRAS NEGRAS	Hidroeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Metropolitana	12.582,81
HP PILMAIQUEN	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	los Ríos	105.926,55

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
HP PROVIDENCIA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	25.311,05
HP PULELFU	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	50.917,49
HP PULLINQUE	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	los Ríos	199.047,57
HP PUNTA DEL VIENTO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	20.521,82
HP PUNTILLA	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	111.017,86
HP QUELTEHUES	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	269.379,72
HP QUILLECO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	304.762,21
HP RENAICO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	39.458,43
HP RIO COLORADO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	70.272,84
HP RIO HUASCO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	8.383,67
HP RIO PICOIQUEN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	65.675,35
HP RUCATAYO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	los Lagos	238.637,81
HP RUCUE	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Bío-Bío	829.857,68
HP SAN ANDRES	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	135.831,18
HP SAN CLEMENTE	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	15.464,78
HP SAN IGNACIO	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	Maule	180.652,41
HP SAUZAL	Hidroeléctricas	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	420.310,28
HP SAUZALITO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	58.209,49
HP VOLCAN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	37.450,53
PE ALENA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	184.936,77
PE ATACAMA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	326.310,04
PE AURORA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	264.189,24
PE CABO LEONES	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	362.910,61
PE CABO LEONES II	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	327.925,27
PE CABO LEONES III	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	400.782,59
PE CALAMA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	296.777,69
PE CAMPO LINDO	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	166.853,18
PE CANELA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	27.777,56

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PE CANELA II	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	112.319,93
PE CARDONAL	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	36.637,58
PE CARDONAL	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	21.426,61
PE CERRO TIGRE	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	273.667,53
PE CUEL	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	68.245,50
PE EL ARRAYAN	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	286.774,15
PE EL MAITEN	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	17.543,08
PE HORIZONTE	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	146.065,81
PE HORIZONTE NORTE	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	48.703,71
PE HORIZONTE SUR	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	8.214,51
PE KALLPA	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	134.467,71
PE LA CABAÑA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	253.697,23
PE LA CABAÑA	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	la Araucanía	22.413,41
PE LA ESPERANZA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	23.878,85
PE LA ESTRELLA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	88.289,07
PE LA FLOR	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	74.443,79
PE LEBU	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	3.639,52
PE LLANOS DEL VIENTO	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	292.569,99
PE LOMAS DE DUQUECO	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	167.534,35
PE LOS BUENOS AIRES	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	65.623,11
PE LOS CERRILLOS	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	33.527,91
PE LOS CERRILLOS	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	27.509,41
PE LOS CURUROS	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	197.772,24
PE LOS OLMOS	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	284.831,71
PE MALLECO NORTE	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	328.705,71
PE MALLECO SUR	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	370.661,90
PE MANANTIALES	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	18.735,88
PE MANANTIALES	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	18.388,35

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PE MESAMAVIDA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	143.543,45
PE MONTE REDONDO	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	83.903,24
PE NEGRETE	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	99.456,37
PE PUELCHE SUR	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	371.552,40
PE PUNTA COLORADA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	145,21
PE PUNTA DE TALCA	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	100.968,79
PE PUNTA PALMERAS	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	107.833,01
PE PUNTA SIERRA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	244.196,84
PE RENAICO I	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	218.360,68
PE RENAICO II	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	411.023,16
PE SAN GABRIEL	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	445.656,47
PE SAN JUAN	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	470.814,19
PE SAN MATIAS	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	92.069,58
PE SAN MATIAS	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	60.531,02
PE SAN PEDRO	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	74.452,94
PE SAN PEDRO II	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	117.959,68
PE SARCO	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	396.914,55
PE SIERRA GORDA ESTE	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	276.153,82
PE TALINAY ORIENTE	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	182.785,67
PE TALINAY PONIENTE	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	188.317,72
PE TALTAL	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	244.467,80
PE TCHAMMA	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	379.102,84
PE TOLPAN SUR	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	248.642,72
PE TOTORAL	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	82.891,12
PE UCUQUER II	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	13.137,70
PE VALLE DE LOS VIENTOS	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	158.981,73
PFV DON OSCAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	8.092,83
PFV DON OSCAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	3.051,58

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PFV ALMEYDA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	128.362,45
PFV ALTO DEL SOL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PFV ANDES SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	45.500,73
PFV ANDES SOLAR II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	89.032,02
PFV ANDES SOLAR II-B	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	312.616,34
PFV ANDES SOLAR IV	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	50.653,84
PFV ANDES SOLAR IV	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	65.317,59
PFV ANTAY	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	23.782,51
PFV ATACAMA SOLAR II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	329.497,58
PFV AZABACHE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	125.879,39
PFV BOLERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	256.590,83
PFV CAMPOS DEL SOL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	819.045,11
PFV CAPRICORNIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	149.281,82
PFV CARACAS II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	14.118,10
PFV CARRERA PINTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	170.229,02
PFV CASTILLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	6.510,31
PFV CEME 1	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	301.988,27
PFV CEME 1	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	82.931,78
PFV CERRO DOMINADOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	214.113,11
PFV CHAÑARES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	64.475,11
PFV CHERCAN SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	18.612,30
PFV CONEJO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	233.093,68
PFV COYA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	273.949,51
PFV DE LOS ANDES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	16.469,12
PFV DEL DESIERTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	10.706,41
PFV DESIERTO DE ATACAMA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Atacama	0,00
PFV DIEGO DE ALMAGRO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	50.982,99
PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	469.744,55

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PFV DOMEYKO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	306.110,47
PFV DON HUMBERTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	16.470,78
PFV DON HUMBERTO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	40.521,30
PFV DOÑA ANTONIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	9.843,99
PFV DOÑA ANTONIA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	7.822,47
PFV DOÑA CARMEN SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	43.392,94
PFV EL AGUILA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	4.737,46
PFV EL PELICANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	207.863,92
PFV EL ROMERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	342.404,07
PFV ELENA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	139.794,75
PFV EMILIA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	0,00
PFV EMILIA SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	0,00
PFV ESPERANZA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	0,00
PFV ESPIGA DE ORO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	1.299,91
PFV FINIS TERRAE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	564.351,98
PFV GRAN TENO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	37.612,50
PFV GRAN TENO	Solares	En Pruebas	ERNC	N/A	Maule	44.040,40
PFV GRANJA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	226.454,73
PFV GUANCHOI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	696.982,91
PFV HUATACONDO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	170.151,04
PFV JAMA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	88.422,78
PFV JAVIERA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	128.223,90
PFV LA CRUZ SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	111.318,84
PFV LA HUAYCA II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	32.383,46
PFV LA HUELLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	163.238,69
PFV LA SILLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.317,48
PFV LALACKAMA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	113.416,58
PFV LALACKAMA II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	33.760,26

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PFV LAS SALINAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	298.403,81
PFV LAS SALINAS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	2.190,32
PFV LEYDA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Valparaíso	8.392,84
PFV LLANO DE LLAMPOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	191.577,29
PFV LOMA LOS COLORADOS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	1.442,31
PFV LOS LOROS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	85.003,13
PFV LOS NARANJOS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PFV LUCAS SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	12.841,10
PFV LUCAS SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	0,00
PFV LUZ DEL NORTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	266.051,60
PFV MACHICURA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	16.814,73
PFV MALGARIDA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	483.899,21
PFV MANZANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	140.167,00
PFV MARIA ELENA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	97.406,67
PFV MESETA DE LOS ANDES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	221.568,91
PFV NUEVO QUILLAGUA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	151.057,08
PFV PAMPA CAMARONES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	15.766,05
PFV PAMPA SOLAR NORTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	136.579,67
PFV PAMPA TIGRE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	224.089,17
PFV PATAGUILLA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.735,31
PFV PEUMO YUNGAY	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PFV PILAR LOS AMARILLOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	4.775,63
PFV PILOTO SOLAR CARDONES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	315,83
PFV PMG LLANCAY	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PFV PMG NORTH WEST	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	18.508,49
PFV PMG NORTH WEST	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Atacama	0,00
PFV PMG PARQUE CAUQUENES	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	0,00
PFV POZO ALMONTE SOLAR II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	19.284,86

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PFV POZO ALMONTE SOLAR III	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	34.574,96
PFV PUERTO SECO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	29.578,46
PFV QUILAPILUN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	168.322,17
PFV QUILMO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	14.524,21
PFV QUILMO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.705,21
PFV RAULI	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PFV RIO ESCONDIDO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	290.417,51
PFV RUCASOL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PFV SALVADOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	34.305,82
PFV SAN ANDRES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	37.598,28
PFV SAN PEDRO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	217.924,31
PFV SANTA ISABEL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	247.035,82
PFV SANTIAGO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	145.475,67
PFV SDGX01	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	1.377,52
PFV SOL DE LILA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	319.590,34
PFV SOL DE LOS ANDES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	172.478,57
PFV SOL DEL DESIERTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	485.309,79
PFV SOL DEL NORTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	21.733,14
PFV TAIRA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	77.338,97
PFV TAMANGO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	21.994,57
PFV TAMANGO	Solares	En Pruebas	ERNC	N/A	Maule	2.367,73
PFV TAMARICO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	62.988,24
PFV TAMAYA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	221.088,96
PFV TENO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	17.069,26
PFV URIBE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	106.812,51
PFV USYA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	114.333,59
PFV VALLE DEL SOL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	304.882,58
PFV VALLE ESCONDIDO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	207.051,36

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PFV VENEZIA SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	3.449,31
PFV VILLA LONGAVI	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	0,00
PFV WILLKA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	161.600,12
PFV WILLKA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	6.585,86
PMG PFV JILGUERO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	78,46
PMG PFV SOLAR PALERMO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	7.843,03
PMGD PFV PLAYERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.522,65
PMGD TER AROMOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	DIÉSEL	la Araucanía	0,19
PMGD HP ALLIPEN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	17.173,39
PMGD HP ALTO HOSPICIO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	7.374,60
PMGD HP ARRAYAN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,46
PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	28.499,54
PMGD HP BOQUIAMARGO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD HP BUREO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	7.750,48
PMGD HP CALIBORO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	7.913,97
PMGD HP CAVANCHA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	2.003,14
PMGD HP CENTRAL EL ATAJO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.293,42
PMGD HP CHANLEUFU II	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	9.442,67
PMGD HP COLLIL	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	23.874,57
PMGD HP CONTRA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	0,00
PMGD HP COSAPILLA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	3.217,73
PMGD HP CUMPEO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	24.548,97
PMGD HP CURILEUFU	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	0,00
PMGD HP DON WALTERIO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	20.021,26
PMGD HP DONGO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	15.731,65
PMGD HP DONGUIL	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	995,42
PMGD HP DOÑA HILDA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	3.301,60
PMGD HP DOSAL	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD HP EL AGRIO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	8.128,09
PMGD HP EL ARRAYAN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	6.170,16
PMGD HP EL BRINCO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	503,51
PMGD HP EL CANELO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	25.971,10
PMGD HP EL COLORADO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	7.240,08
PMGD HP EL DIUTO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	22.115,90
PMGD HP EL GALPON	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	7.459,51
PMGD HP EL LLANO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.841,79
PMGD HP EL MANZANO (MELIPEUCO)	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	12.414,49
PMGD HP EL MIRADOR	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD HP EL PORTAL	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	1.937,33
PMGD HP EL PORTAL	Hidroeléctricas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	0,00
PMGD HP EL TARTARO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	0,00
PMGD HP EL TORO Nº2	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	5.772,65
PMGD HP ENSENADA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	8.151,52
PMGD HP EYZAGUIRRE	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD HP LA ARENA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	22.147,04
PMGD HP LA BIFURCADA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	888,45
PMGD HP LA COMPAÑIA II	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	12.660,72
PMGD HP LA MONTAÑA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.109,46
PMGD HP LA MONTAÑA II	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.597,15
PMGD HP LA PALOMA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	0,00
PMGD HP LA VIÑA - ALTO LA VIÑA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	2.671,55
PMGD HP LAS FLORES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	11.087,60
PMGD HP LAS VERTIENTES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	8.454,21
PMGD HP LOS BAJOS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	38.385,61
PMGD HP LOS COLONOS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD HP LOS CORRALES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	12.460,35
PMGD HP LOS CORRALES II	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	2.546,86
PMGD HP LOS MORROS	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.206,82
PMGD HP LOS PADRES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.674,24
PMGD HP LOS PORTONES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	10.475,92
PMGD HP MAISAN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	1.973,14
PMGD HP MALLARAUCO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	18.790,71
PMGD HP MARIA ELENA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Lagos	702,87
PMGD HP MELO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	16.043,58
PMGD HP MOLINERA VILLARRICA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	1.548,59
PMGD HP MSA-I	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	13.019,94
PMGD HP MUCHI	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	1.552,95
PMGD HP MUNILQUE	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	2.599,41
PMGD HP MUNILQUE II	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	2.022,71
PMGD HP PANGUIPULLI	Hidroeléctricas	En Pruebas	ERNC	no aplica	los Ríos	0,00
PMGD HP PEHUI	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	5.198,50
PMGD HP PICHILONCO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	5.402,23
PMGD HP PUCLARO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	1.854,10
PMGD HP PURISIMA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	2.437,60
PMGD HP QUILLAILEO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	1.794,03
PMGD HP RECA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	6.609,45
PMGD HP RIO MULCHEN	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	7.872,73
PMGD HP RIO TRUENO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	18.617,86
PMGD HP ROBLERIA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	8.931,18
PMGD HP SANTA ELENA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	8.828,76
PMGD HP SANTA ISABEL	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	4.258,47
PMGD HP SANTA ROSA	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	3.847,10
PMGD HP SAUCE ANDES	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	3.403,35

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD HP TRAILELFU	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	8.418,68
PMGD HP TRANCA DEL TORO	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	455,94
PMGD HP TRANQUIL	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	14.672,41
PMGD HP TRUFULTRUFUL	Hidroeléctricas	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	6.786,32
PMGD LAJA ANDINO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	18.526,30
PMGD LORETO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.157,11
PMGD PE EL ARREBOL	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	31.284,59
PMGD PE EL NOGAL	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	23.177,11
PMGD PE HUAJACHE	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	7.350,88
PMGD PE LAS PENAS	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	34.390,65
PMGD PE LEBU III	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	1.336,27
PMGD PE RAKI	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	10.288,69
PMGD PE UCUQUER	Eólicas	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	12.469,80
PMGD PFV ARGOMEDO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.916,92
PMGD PFV COCINILLAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.746,26
PMGD PFV LAS MOLLACAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	1.952,99
PMGD PFV SANTA CAROLINA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.759,94
PMGD PFV AHE BUENAS YERBAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	9.390,80
PMGD PFV ALAMEDA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	14.401,70
PMGD PFV ALBATROS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	1.458,62
PMGD PFV ALBATROS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	188,44
PMGD PFV ALBOR SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	11.812,80
PMGD PFV ALDEBARAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.593,60
PMGD PFV ALDEBARÁN	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	0,00
PMGD PFV ALHUE 2 SUNLIGHT	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV ALIANZA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	2.324,25
PMGD PFV ALICAHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.380,05

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV ALTO BELLAVISTA SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	949,23
PMGD PFV ALTO BELLAVISTA SUNLIGHT	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	185,71
PMGD PFV ALTO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.892,83
PMGD PFV ALTOS DE TILTIL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.751,99
PMGD PFV ALTURAS DE OVALLE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	8.027,33
PMGD PFV AMPARO DEL SOL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.779,73
PMGD PFV ANAKENA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	22.743,36
PMGD PFV ANCAHUAL SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	7.935,21
PMGD PFV ANCAHUAL SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	la Araucanía	0,00
PMGD PFV ANTONIA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.812,81
PMGD PFV AÑUÑUCA DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	4.196,49
PMGD PFV ARICA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	17.538,22
PMGD PFV ARIZTIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	1.970,99
PMGD PFV ARMAZONES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	14.249,94
PMGD PFV AROMO DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.556,20
PMGD PFV ASTILLAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	22.053,99
PMGD PFV AVEL SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	19.579,36
PMGD PFV AVELLANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	8.453,40
PMGD PFV AVELLANO SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	809,16
PMGD PFV AVILES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	13.352,27
PMGD PFV AXEL SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.010,73
PMGD PFV AXEL SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	602,73
PMGD PFV AYLA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	20.918,54
PMGD PFV BARCELONA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.779,44
PMGD PFV BARCELONA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV BELEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.405,04
PMGD PFV BELENOS TIL TIL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.408,82
PMGD PFV BELENOS TIL TIL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV BELLAVISTA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.196,80
PMGD PFV BELLAVISTA 1	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	22.851,88
PMGD PFV BERGAMO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.305,11
PMGD PFV BERRUECO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	19.147,69
PMGD PFV BLU	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.711,97
PMGD PFV BULNES LOS BARONES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.618,76
PMGD PFV BULNES SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	2.355,94
PMGD PFV BULNES SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PMGD PFV CABILDO SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	21.918,35
PMGD PFV CABILSOL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.286,28
PMGD PFV CABIMAS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	70,76
PMGD PFV CABRERO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	18.054,88
PMGD PFV CACHIYUYO SOLAR II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	26.838,16
PMGD PFV CAIMI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	135,27
PMGD PFV CALAMA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	26.649,47
PMGD PFV CALLE LARGA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.880,75
PMGD PFV CANDELARIA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.220,71
PMGD PFV CANELILLO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.853,03
PMGD PFV CANESA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.885,68
PMGD PFV CANTERA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.248,67
PMGD PFV CAÑONES SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	19.603,35
PMGD PFV CARA DE GALLO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	1.611,36
PMGD PFV CARACOLES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.910,37
PMGD PFV CARANCA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	0,00
PMGD PFV CARANCA SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Atacama	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV CASABERMEJA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	13.904,37
PMGD PFV CASUTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.683,13
PMGD PFV CATAN SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	2.746,67
PMGD PFV CATEMU	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	4.495,80
PMGD PFV CATO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PMGD PFV CATO SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PMGD PFV CAUQUENES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.261,21
PMGD PFV CE CALDERA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	11.447,65
PMGD PFV CEFALU SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	914,12
PMGD PFV CEFALU SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV CENTAURO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	15.322,48
PMGD PFV CENTRAL LLIU LLIU (FOSTER)	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.072,91
PMGD PFV CHACABUCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	22.541,09
PMGD PFV CHACAICO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD PFV CHALINGA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	6.511,60
PMGD PFV CHANCON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.500,74
PMGD PFV CHAÑAR DEL VERANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	4.009,96
PMGD PFV CHAÑAR DEL VERANO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	0,00
PMGD PFV CHEQUEN SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	7.923,93
PMGD PFV CHEQUEN SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV CHILENER	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.412,58
PMGD PFV CHILENER	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	200,23
PMGD PFV CHILLAN HUAMBALI HIPER	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV CHIMBARONGO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.716,10
PMGD PFV CHOLGUAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PMGD PFV CHUCHIÑI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	3.278,13

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV CINTAC	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	186,60
PMGD PFV CIPRES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	11.199,98
PMGD PFV CITRINO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.091,46
PMGD PFV CKILIR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	21.715,21
PMGD PFV CLEMENTINA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	7.269,46
PMGD PFV COCHARCAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.040,24
PMGD PFV COINCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	2.373,58
PMGD PFV COINCO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.335,39
PMGD PFV COLCHAGUA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.179,69
PMGD PFV COLIBRI	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD PFV COLINA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	21.923,36
PMGD PFV COLTAUCO ALMENDRO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.113,45
PMGD PFV CONCON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	0,00
PMGD PFV CONDOR CHEPICA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.707,36
PMGD PFV CONDOR LA LIGUA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	0,00
PMGD PFV CONDOR PELVIN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.570,80
PMGD PFV CONDOR PETORCA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.069,63
PMGD PFV CORDILLERILLA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	334,52
PMGD PFV CORSO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	7.918,05
PMGD PFV CORTIJO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	19.139,18
PMGD PFV COVADONGA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	25.897,02
PMGD PFV CRUCERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.181,35
PMGD PFV CRUZ SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	7.475,07
PMGD PFV CUARZO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV CURACAVI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.206,78
PMGD PFV CURACO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	0,00
PMGD PFV CUZ CUZ	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.150,94
PMGD PFV DADINCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.330,01

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV DARLIN SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	18.794,38
PMGD PFV DIEGO DE ALMAGRO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	24.996,84
PMGD PFV DON ANDRONICO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.061,43
PMGD PFV DON ENRIQUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	22.366,73
PMGD PFV DON EUGENIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.467,03
PMGD PFV DON JORGE (EX PERALILLO)	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	7.029,78
PMGD PFV DON MARIANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.392,75
PMGD PFV DON MARTIN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.838,59
PMGD PFV DON MATIAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.570,60
PMGD PFV DON RODRIGO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	10.877,63
PMGD PFV DON SIMON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	7.426,98
PMGD PFV DON SIMON	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	308,92
PMGD PFV DOÑA IGNA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.164,73
PMGD PFV DOÑA REGINA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.795,23
PMGD PFV DOÑA REGINA SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	264,08
PMGD PFV DOÑIHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	15.775,89
PMGD PFV DUQUECO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	19.823,18
PMGD PFV EA MAITEN	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.195,14
PMGD PFV EA SF GRANEROS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.756,60
PMGD PFV EA SF PICHILEMU	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.621,96
PMGD PFV ECLIPSE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	14.071,90
PMGD PFV EL BOCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	14.719,56
PMGD PFV EL CAIQUEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.907,30
PMGD PFV EL CAIQUEN	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	405,12
PMGD PFV EL CARDENAL	Solares	Operativa	ERNC	Diésel	O'Higgins	3.508,26
PMGD PFV EL CARDENAL	Solares	En Pruebas	ERNC	Diésel	O'Higgins	96,20

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV EL CARPINTERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	17.647,11
PMGD PFV EL CASTAÑO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	12.044,65
PMGD PFV EL CERNICALO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	3.559,95
PMGD PFV EL CERNICALO II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	3.301,78
PMGD PFV EL CHERCAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	22.138,65
PMGD PFV EL CHINCOL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.561,64
PMGD PFV EL CHUCAO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.180,60
PMGD PFV EL CONDOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	2.223,36
PMGD PFV EL CUERVO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	4.829,15
PMGD PFV EL DIVISADERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	8.171,48
PMGD PFV EL ESTERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.783,14
PMGD PFV EL FLAMENCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	17.334,64
PMGD PFV EL GAVIOTIN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	17.156,94
PMGD PFV EL GUANACO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	20.370,52
PMGD PFV EL HUASO	Solares	Operativa	Convencional	no aplica	Valparaíso	5.066,44
PMGD PFV EL INTERLOCUTOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	996,75
PMGD PFV EL INTERLOCUTOR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	75,52
PMGD PFV EL LAUREL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	14.332,98
PMGD PFV EL LITRE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	18.941,98
PMGD PFV EL LORO CHOROY	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	9.328,71
PMGD PFV EL LORO CHOROY	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV EL MIRLO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	13.656,62
PMGD PFV EL MONTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.743,79
PMGD PFV EL PICHON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.470,55
PMGD PFV EL PICURIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.262,19
PMGD PFV EL PILPEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.891,15
PMGD PFV EL PITIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.319,31
PMGD PFV EL PIUQUEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.829,63

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV EL QUELTEHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.588,40
PMGD PFV EL QUEMADO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.160,22
PMGD PFV EL QUEULE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.090,12
PMGD PFV EL RAYADOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	17.328,01
PMGD PFV EL RESPLANDOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.710,89
PMGD PFV EL ROBLE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	17.686,69
PMGD PFV EL ROMERAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.799,39
PMGD PFV EL SALITRAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	7.958,94
PMGD PFV EL SAUCE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.959,73
PMGD PFV EL TIUQUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	2.025,47
PMGD PFV EL TRILE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	4.162,24
PMGD PFV EL TRILE	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	30,44
PMGD PFV EL TRIUNFO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	0,00
PMGD PFV EL TURPIAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.926,36
PMGD PFV EL TURPIAL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV EL ZORZAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.669,88
PMGD PFV ENAMI SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	9.627,86
PMGD PFV ENAMI SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	873,65
PMGD PFV ENCINO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.072,30
PMGD PFV ENCINO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	659,47
PMGD PFV ENCON SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	18.519,09
PMGD PFV ERINOME	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.686,76
PMGD PFV ESCORIAL DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.226,02
PMGD PFV ESFENA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.793,32
PMGD PFV FARAMALLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.066,42
PMGD PFV FARDELA NEGRA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.350,84
PMGD PFV FILOMENA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.904,05

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV FLORENCIA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	18.831,33
PMGD PFV FOTOVOLT LIN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.631,73
PMGD PFV FOTOVOLT SOLAR	Solares	Fuera de Servicio	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV FRAGATA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV FRANCISCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.272,54
PMGD PFV FULGOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.225,05
PMGD PFV FUSTER DEL VERANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	8.344,67
PMGD PFV FUSTER DEL VERANO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	200,71
PMGD PFV FV CHICAUMA DEL VERANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.752,09
PMGD PFV FV CHICAUMA DEL VERANO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV GABARDO DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.193,10
PMGD PFV GABRIELA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	27.167,06
PMGD PFV GIRASOLES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.299,32
PMGD PFV GR ALCON SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	21.861,10
PMGD PFV GR LEMU	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	10.621,19
PMGD PFV GR PEUMO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.980,35
PMGD PFV GR PITAO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	12.006,59
PMGD PFV GR RAULI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	18.724,52
PMGD PFV GR SANTA ROSA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	14.159,38
PMGD PFV GRANADA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	18.143,35
PMGD PFV GRANATE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	23.039,60
PMGD PFV GUADALAO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	7.594,76
PMGD PFV GUADALUPE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	13.385,04
PMGD PFV GUARANA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.577,31
PMGD PFV HELIOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.773,81
PMGD PFV HIJUELA 4	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	2.419,79

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV HOMERO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.002,04
PMGD PFV HORMIGA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	3.499,48
PMGD PFV HORNITOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	116,53
PMGD PFV HUAPE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.372,42
PMGD PFV HUAQUELON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	21.945,44
PMGD PFV HUIGAN	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	85,73
PMGD PFV HUINGAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	12.067,87
PMGD PFV HURTADO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	3.122,44
PMGD PFV HURTADO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD PFV ICB	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	1,48
PMGD PFV IDAHUE DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.274,66
PMGD PFV ILLAPEL 5X	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	6.010,66
PMGD PFV INDEPENDENCIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.659,49
PMGD PFV ISIDRO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Valparaíso	0,00
PMGD PFV ITAHUE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.394,77
PMGD PFV JAHUEL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	13.061,72
PMGD PFV JARDIN SOLAR PETORCA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	9.319,82
PMGD PFV JAURURO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.331,97
PMGD PFV JAVIERA CARRERA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	22.848,39
PMGD PFV JILGUERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	2.165,39
PMGD PFV JILGUERO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	269,98
PMGD PFV JOSE SOLER MALLAFRE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.080,25
PMGD PFV KAUFMANN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	15,15
PMGD PFV KONDA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.505,48
PMGD PFV LA ACACIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	9.007,00
PMGD PFV LA BLANQUINA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	17.368,00
PMGD PFV LA CHAPEANA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	2.088,78

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV LA CHIMBA BIS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.446,74
PMGD PFV LA COLONIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	22.245,91
PMGD PFV LA ESPERANZA II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	19.660,24
PMGD PFV LA ESTANCIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.376,65
PMGD PFV LA FORESTA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.272,61
PMGD PFV LA FRONTERA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	8.283,79
PMGD PFV LA HUERTA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	2.533,93
PMGD PFV LA LAJUELA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	11.816,19
PMGD PFV LA LIGUA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.608,81
PMGD PFV LA MANGA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.163,58
PMGD PFV LA PALMA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	20.872,03
PMGD PFV LA PAZ	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	17.916,01
PMGD PFV LA PERLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV LA PERLA	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV LA VENDIMIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	15.111,58
PMGD PFV LAGUNILLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	2.822,16
PMGD PFV LAS ARBOLEDAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.508,48
PMGD PFV LAS BANDURRIAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	1.359,02
PMGD PFV LAS CABRAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.498,37
PMGD PFV LAS CACHAÑAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.257,65
PMGD PFV LAS CATITAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	11.503,32
PMGD PFV LAS CHACRAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.554,70
PMGD PFV LAS CHILCAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	4.968,41
PMGD PFV LAS CHILCAS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	0,00
PMGD PFV LAS CODORNICES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.226,51
PMGD PFV LAS GOLONDRINAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	11.887,41
PMGD PFV LAS LECHUZAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.692,71
PMGD PFV LAS MAJADAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	21.450,65

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV LAS MERCEDES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.152,68
PMGD PFV LAS PALMAS DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.650,85
PMGD PFV LAS PALOMAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.496,89
PMGD PFV LAS PERDICES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.463,88
PMGD PFV LAS ROJAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.651,12
PMGD PFV LAS TAGUAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	18.170,14
PMGD PFV LAS TENCAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.740,06
PMGD PFV LAS TERRAZAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	2.978,20
PMGD PFV LAS TORCAZAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.907,51
PMGD PFV LAS TORTOLAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.862,10
PMGD PFV LAS TORTOLAS DEL VERANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.547,66
PMGD PFV LAS TURCAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.128,85
PMGD PFV LENGA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	489,95
PMGD PFV LENGA SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	383,34
PMGD PFV LIEBRE DE VERANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV LIMA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.453,86
PMGD PFV LINARES SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	11.907,41
PMGD PFV LINGUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.062,53
PMGD PFV LIPANGUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.141,47
PMGD PFV LIQUIDAMBAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	15.136,39
PMGD PFV LIRIO DEL CAMPO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.442,92
PMGD PFV LITORAL SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	19.979,25
PMGD PFV LLANOS DE POTROSO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	9.626,53
PMGD PFV LLAY LLAY	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	18.232,41
PMGD PFV LLOICA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	2.954,74
PMGD PFV LLOICA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Atacama	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV LLUTA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	106,19
PMGD PFV LO BOZA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	599,16
PMGD PFV LO CHACON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.452,53
PMGD PFV LO MIGUEL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	8.681,94
PMGD PFV LO MIGUEL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	1.160,23
PMGD PFV LO MIRANDA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	11.585,24
PMGD PFV LO SIERRA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.326,38
PMGD PFV LOCKMA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	26.425,85
PMGD PFV LOICA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.631,60
PMGD PFV LOMA TENDIDA DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.337,44
PMGD PFV LOMAS COLORADAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	1.713,12
PMGD PFV LONCURA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	8.967,05
PMGD PFV LONCURA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV LOS BANOS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PMGD PFV LOS CISNES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	15.268,72
PMGD PFV LOS GORRIONES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.156,25
PMGD PFV LOS JOTES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.009,66
PMGD PFV LOS LAGOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.277,83
PMGD PFV LOS LIBERTADORES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	10.885,47
PMGD PFV LOS LIRIOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.044,79
PMGD PFV LOS MAGNOLIOS SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.658,47
PMGD PFV LOS MOLINOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	23.686,53
PMGD PFV LOS NOGALES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	12.170,57
PMGD PFV LOS PALTOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.291,07
PMGD PFV LOS PATOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.608,49
PMGD PFV LOS PERALES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.282,47
PMGD PFV LOS PUQUIOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV LOS ROBLES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.213,84
PMGD PFV LOS ROBLES	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	1,63
PMGD PFV LOS TAURETES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.978,69
PMGD PFV LOS TILOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	8.439,84
PMGD PFV LOS TORDOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	12.027,71
PMGD PFV LUCE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.625,17
PMGD PFV LUDERS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.767,23
PMGD PFV LUMBRERAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	7.258,70
PMGD PFV LUNA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.315,49
PMGD PFV LUNA DEL NORTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.346,72
PMGD PFV MACAO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	10.960,33
PMGD PFV MACARENA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	821,22
PMGD PFV MAIKONO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	4.856,71
PMGD PFV MAIMALICAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	16.694,88
PMGD PFV MAITENLAHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.527,34
PMGD PFV MALAQUITA SOLAR II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	26.294,72
PMGD PFV MALINKE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.841,87
PMGD PFV MALLOCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.426,98
PMGD PFV MALVILLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.746,26
PMGD PFV MANAO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.538,09
PMGD PFV MANDINGA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	11.175,62
PMGD PFV MARAÑON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	21.733,67
PMGD PFV MARCHIGUE II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	19.785,85
PMGD PFV MARCHIHUE VII	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.172,03
PMGD PFV MARIA DOLORES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	7.008,22
PMGD PFV MARIA PINTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.637,26
PMGD PFV MARIN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.640,19
PMGD PFV MELI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	14.540,39

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV MERCURIO SUR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	4.921,05
PMGD PFV MILAN A	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	4.663,51
PMGD PFV MITCHI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	10.300,25
PMGD PFV MONTT SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.708,70
PMGD PFV MOSTAZAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	19.584,55
PMGD PFV MOYA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	18.790,12
PMGD PFV MUTUPIN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	16.501,84
PMGD PFV NAHUEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	20.147,72
PMGD PFV NAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	14.973,54
PMGD PFV NAZARINO DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.104,24
PMGD PFV NEWENTUN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	13.565,90
PMGD PFV NIHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.408,93
PMGD PFV NORTE CHICO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	3.302,99
PMGD PFV ÑILHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	1.799,55
PMGD PFV ÑIQUEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.611,32
PMGD PFV OCOA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.615,29
PMGD PFV OLIVIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.721,81
PMGD PFV OLIVIER	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	6.138,85
PMGD PFV OLIVILLO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	15.556,94
PMGD PFV ORION SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.490,66
PMGD PFV ORQUIDEA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	6.211,62
PMGD PFV OVEJERIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	19.981,93
PMGD PFV PACHIRA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	20.556,50
PMGD PFV PAILLIHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	16.569,80
PMGD PFV PAINE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	28.836,15
PMGD PFV PALTO SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	18.928,00
PMGD PFV PAMA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	2.179,75

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV PANQUEHUE II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	11.130,70
PMGD PFV PARAGUAY	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	17.163,26
PMGD PFV PARANAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	6.111,15
PMGD PFV PARQUE ALHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	7.111,91
PMGD PFV PARQUE CURICURA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	18.633,63
PMGD PFV PARQUE EL INGENIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.194,89
PMGD PFV PARQUE EL TRIGAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	18.977,96
PMGD PFV PARQUE FAROL SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	2.832,93
PMGD PFV PARQUE FAROL SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Antofagasta	907,52
PMGD PFV PARQUE FOTOVOLTAICO EL SHARON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.570,11
PMGD PFV PARQUE LA TRAVESIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	7.875,18
PMGD PFV PARQUE PANGUILEMO AEROPUERTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	8.448,53
PMGD PFV PARQUE PENCAHUE ESTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.700,63
PMGD PFV PARQUE PUEBLO SECO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	19.040,40
PMGD PFV PARQUE PVP ITIHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	19.828,15
PMGD PFV PARQUE PVP UNIHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.283,25
PMGD PFV PARQUE ROMERIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	19.457,81
PMGD PFV PARQUE SAN FRANCISCO PARRAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.441,89
PMGD PFV PARQUE SAN FRANCISCO PARRAL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	182,61
PMGD PFV PARQUE SANTA CRUZ	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.081,91
PMGD PFV PARQUE SOLAR ALCALDESA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	14.371,60
PMGD PFV PARQUE SOLAR BICENTENARIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.609,62

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV PARQUE SOLAR CANTILLANA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	9.029,16
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL OLIVAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	17.285,58
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL PALQUI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	2.140,27
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL PALQUI	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	1.088,67
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL RECONQUISTADOR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.137,88
PMGD PFV PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LA VICTORIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	18.724,73
PMGD PFV PARQUE SOLAR JOTABECHE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	8.412,54
PMGD PFV PARQUE SOLAR LA MURALLA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.438,57
PMGD PFV PARQUE SOLAR MARAMBIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.159,33
PMGD PFV PARQUE SOLAR MECO CHILLAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	14.197,69
PMGD PFV PARQUE SOLAR MEMBRILLO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.278,04
PMGD PFV PARQUE SOLAR NANCAGUA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	13.601,27
PMGD PFV PARQUE SOLAR OVALLE NORTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	12.255,25
PMGD PFV PARQUE SOLAR RIO PEUCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.850,30
PMGD PFV PARQUE SOLAR SAN JAVIER	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	10.798,21
PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	17.092,01

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV PARQUE VALPARAISO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	14.190,44
PMGD PFV PAS1	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	23.066,79
PMGD PFV PASTRAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	22.498,58
PMGD PFV PATAGUA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	7.679,44
PMGD PFV PATAGUA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	1.780,32
PMGD PFV PATRICIA DEL VERANO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	18.321,31
PMGD PFV PEDREROS SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.089,77
PMGD PFV PEGASUS SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.856,42
PMGD PFV PELLIN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	12.477,77
PMGD PFV PELUMPEN SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.123,83
PMGD PFV PENCAHUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	1.707,53
PMGD PFV PEÑAFLOR SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	18.865,50
PMGD PFV PEPA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	20.327,23
PMGD PFV PEQUEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.824,99
PMGD PFV PERALILLO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.869,47
PMGD PFV PESARO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	2.987,80
PMGD PFV PESARO SOLAR	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Valparaíso	405,11
PMGD PFV PICA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	635,36
PMGD PFV PICUNCHE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	17.567,52
PMGD PFV PIDUCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.754,58
PMGD PFV PILPILEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.027,04
PMGD PFV PIQUERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	22.450,81
PMGD PFV PIRQUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.291,25
PMGD PFV PITOTOY	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.850,35
PMGD PFV PITRA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.892,31
PMGD PFV PLACILLA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	16.263,00
PMGD PFV PLAYERITO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.538,82

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV PLAYERON	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.936,40
PMGD PFV PLAZA SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.759,17
PMGD PFV PLAZA SUNLIGHT	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV PLOMO DE VERANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	3.398,78
PMGD PFV PLOMO DE VERANO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.374,57
PMGD PFV POBLACION	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.394,59
PMGD PFV POCILLAS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.347,26
PMGD PFV POMUYETO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	3.166,04
PMGD PFV POMUYETO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	64,78
PMGD PFV PORTEZUELO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.226,31
PMGD PFV PRETTY FIELD	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.602,47
PMGD PFV PSF CHAMPA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	13.972,39
PMGD PFV PSF COYUNCHE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	6.044,64
PMGD PFV PSF EL PERAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	16.064,05
PMGD PFV PSF HORIZONTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	13.312,56
PMGD PFV PSF LA GAMBOINA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	10.560,46
PMGD PFV PSF PUANGUE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	8.792,44
PMGD PFV PUEBLO HUNDIDO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	2.769,46
PMGD PFV PUEBLO HUNDIDO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	0,00
PMGD PFV PUELCHE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.512,37
PMGD PFV PUENTE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.871,07
PMGD PFV PULLALLI SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.016,75
PMGD PFV PUNTA BAJA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.714,78
PMGD PFV PVP CHINCHORRO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Arica y Parinacota	0,00
PMGD PFV PVP LA ROSA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	597,33
PMGD PFV PVP LA ROSA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	0,00
PMGD PFV PVP MAYOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	2.632,92
PMGD PFV PVP MAYOS	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV QUEBRADA DE TALCA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	12.713,97
PMGD PFV QUEBRADA DE TALCA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	87,24
PMGD PFV QUELTEHUE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.790,93
PMGD PFV QUEMADOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	12.782,62
PMGD PFV QUETENA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	26.214,73
PMGD PFV QUILLAY	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.420,33
PMGD PFV QUILMO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	6.158,84
PMGD PFV QUILMO SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	130,24
PMGD PFV QUINANTU SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	19.418,43
PMGD PFV QUINTA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.200,14
PMGD PFV QUINTACABRERO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD PFV QUINTACABRERO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD PFV RANGUIL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.035,84
PMGD PFV RATULEMUS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.934,06
PMGD PFV RAUQUEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	17.425,10
PMGD PFV RCU (RTN)	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.223,10
PMGD PFV RDCL SAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	17.716,77
PMGD PFV RECOLETA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	12.268,70
PMGD PFV RECOLETA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	1.836,18
PMGD PFV REN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	9.939,67
PMGD PFV REN - AMPLIACION	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	la Araucanía	0,00
PMGD PFV REN - AMPLIACION	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	la Araucanía	0,00
PMGD PFV RENGO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.608,94
PMGD PFV RENGO SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	1.729,37
PMGD PFV REXNER	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.118,19
PMGD PFV RIMINI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	18.907,31
PMGD PFV RINCONADA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	14.949,89
PMGD PFV RINCONADA ALCONES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	20.429,40

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV RINCONADA NORTE (SLK 808)	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	7.578,40
PMGD PFV RIO LLUTA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV RLA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.373,85
PMGD PFV RODEO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	4.626,28
PMGD PFV ROMA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	3.291,46
PMGD PFV ROMA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	122,43
PMGD PFV ROSARIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	286,67
PMGD PFV ROVIAN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	10.749,37
PMGD PFV RUCAPAINE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	14.491,14
PMGD PFV SAGRADA FAMILIA LA FORTUNA 15	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	1.870,36
PMGD PFV SAGRADA FAMILIA LA FORTUNA 15	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	0,00
PMGD PFV SALERNO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.048,52
PMGD PFV SAMO BAJO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.578,86
PMGD PFV SAN ALBERTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	4.989,77
PMGD PFV SAN ALBERTO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	95,16
PMGD PFV SAN ANTONIO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	11.839,82
PMGD PFV SAN ANTONIO DEL MONTE SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	299,37
PMGD PFV SAN ANTONIO DEL MONTE SUNLIGHT	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	269,37
PMGD PFV SAN CAMILO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.290,93
PMGD PFV SAN CARLOS SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.312,71
PMGD PFV SAN CLEMENTE FLOR DEL LLANO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	1.435,26
PMGD PFV SAN CLEMENTE FLOR DEL LLANO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV SAN EDUARDO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	196,52
PMGD PFV SAN EMILIO SOLAR I	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.053,18
PMGD PFV SAN EUGENIO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	9.313,81
PMGD PFV SAN EUGENIO SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.044,58
PMGD PFV SAN FRANCISCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.621,25
PMGD PFV SAN ISIDRO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.122,72
PMGD PFV SAN JOSE II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	7.268,80
PMGD PFV SAN PEDRO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.407,42
PMGD PFV SAN RAFAEL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	1.821,59
PMGD PFV SAN RAFAEL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Maule	0,00
PMGD PFV SAN RAMIRO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	13.836,82
PMGD PFV SAN VICENTE TT	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	O'Higgins	0,00
PMGD PFV SANTA ADRIANA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.210,80
PMGD PFV SANTA AMELIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.345,41
PMGD PFV SANTA BLANCA DE ISLA DE MAIPO SUNLIGHT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	2.206,89
PMGD PFV SANTA BLANCA DE ISLA DE MAIPO SUNLIGHT	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV SANTA CECILIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	3.119,31
PMGD PFV SANTA CLARA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	3.873,45
PMGD PFV SANTA ELIZABETH	Solares	Operativa	Convencional	no aplica	O'Higgins	19.119,28
PMGD PFV SANTA EMILIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	19.409,44
PMGD PFV SANTA ESTER	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.863,93
PMGD PFV SANTA FRANCISCA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	11.516,84
PMGD PFV SANTA INES SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	6.078,39
PMGD PFV SANTA JULIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.674,83
PMGD PFV SANTA LAURA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	4.978,73
PMGD PFV SANTA LUCIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	14.381,82

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV SANTA LUISA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.786,52
PMGD PFV SANTA MARGARITA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	6.342,14
PMGD PFV SANTA PAMELA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	7.363,80
PMGD PFV SANTA RITA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	5.767,36
PMGD PFV SANTA TERESITA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	12.004,38
PMGD PFV SANTA TERESITA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	148,13
PMGD PFV SANTUARIO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.965,49
PMGD PFV SATURNO NORTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	6.199,45
PMGD PFV SDSI	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	5.779,60
PMGD PFV SGT CATAPILCO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	13.632,11
PMGD PFV SGT CATAPILCO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	1.402,42
PMGD PFV SGT TUCAPEL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	2.136,47
PMGD PFV SGT TUCAPEL	Eólicas	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	1.603,87
PMGD PFV SIETE COLORES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	11.904,53
PMGD PFV SLK CB NUEVE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.433,43
PMGD PFV SOFIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.600,81
PMGD PFV SOFIA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Coquimbo	168,68
PMGD PFV SOL DE SEPTIEMBRE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	16.278,23
PMGD PFV SOL DEL MAULE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	4.389,58
PMGD PFV SOL DEL NORTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.684,17
PMGD PFV SOLAR DEL BUENO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	los Ríos	1.677,49
PMGD PFV SOLAR TORINO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	15.052,72
PMGD PFV SOLARPARK MALLOA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	2.782,72
PMGD PFV SOLARPARK VILLA ALEMANA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	4.638,29
PMGD PFV SOY SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	4.384,93
PMGD PFV SUNHUNTER	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	22.937,92
PMGD PFV TABOLANGO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	7.023,96

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV TALAGANTE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.408,27
PMGD PFV TALAGANTE	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	512,76
PMGD PFV TALCA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	13.935,24
PMGD PFV TALHUEN	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.855,89
PMGD PFV TALLADO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	19.989,28
PMGD PFV TAMARAMA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Atacama	6.298,92
PMGD PFV TAMARUGO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Tarapacá	7.202,44
PMGD PFV TAMBO REAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Coquimbo	5.489,07
PMGD PFV TARANTO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	14.608,37
PMGD PFV TECHOS DE ALTAMIRA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV TIERRA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	12.098,27
PMGD PFV TIJERAL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	5.836,18
PMGD PFV TILTIL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.375,99
PMGD PFV TOPACIO	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Ñuble	0,00
PMGD PFV TORTUGA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	1.393,43
PMGD PFV TRANQUE DEL SOL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	20.637,66
PMGD PFV TREBAL SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.982,77
PMGD PFV TREBO	Solares	Operativa	Convencional	no aplica	Metropolitana	6.205,16
PMGD PFV TRICA-DOS	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	4.819,06
PMGD PFV TRICAHUE II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	12.896,00
PMGD PFV TRINIDAD	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	4.700,31
PMGD PFV TUCUQUERE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	6.131,02
PMGD PFV TURQUÍA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	1.353,58
PMGD PFV UTFSM VALPARAISO VALDES	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	36,21
PMGD PFV UTFSM VIÑA DEL MAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	268,15
PMGD PFV UTFSM VITACURA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	7,17
PMGD PFV VALLE DE LA LUNA II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.831,20

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD PFV VALLE SOLAR ESTE II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	23.344,74
PMGD PFV VALLE SOLAR OESTE II	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Atacama	22.436,04
PMGD PFV VELASCO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Bío-Bío	0,00
PMGD PFV VENTISQUERO SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	19.740,45
PMGD PFV VENTURADA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Ñuble	18.498,93
PMGD PFV VERONA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	222,93
PMGD PFV VERONA SOLAR	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV VICENTE SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	4.817,29
PMGD PFV VICTORIA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Antofagasta	10.783,51
PMGD PFV VILLA ALEGRE	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	13.275,89
PMGD PFV VILLA CRUZ	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.691,52
PMGD PFV VILLA CVE	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD PFV VILLA MOSCOSO	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	5.567,87
PMGD PFV VILLA PRAT	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	3.662,15
PMGD PFV VILLA SECA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	4.995,48
PMGD PFV VILLA SOLAR	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Maule	5.414,80
PMGD PFV VIÑAS DEL SOL	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	7.554,88
PMGD PFV VIÑAS DEL SOL	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Valparaíso	547,57
PMGD PFV VIOLETA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Metropolitana	13.444,15
PMGD PFV VITUCO 2B	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	O'Higgins	5.957,02
PMGD PFV YAHUTELA	Solares	Operativa	ERNC	no aplica	Valparaíso	11.328,71
PMGD PVF DOÑA RUBENA	Solares	En Pruebas	ERNC	no aplica	Metropolitana	0,00
PMGD TER AGGREKO 01	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diesel	Metropolitana	0,00
PMGD TER AGNI	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	34,58
PMGD TER ALERCE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	75,94
PMGD TER ALMENDRADO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	0,00
PMGD TER ANCALI	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Bío-Bío	0,00
PMGD TER BELLET	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diesel	Metropolitana	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD TER BELLET	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	Diesel	Metropolitana	0,00
PMGD TER BERLIOZ	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	0,73
PMGD TER BIO CRUZ	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GNL	Valparaíso	241,09
PMGD TER BLUEGATE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	43,91
PMGD TER BOLDOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	0,31
PMGD TER CALAFATE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	81,61
PMGD TER CALFUCO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	67,90
PMGD TER CAMPING DIESEL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	1,80
PMGD TER CAÑETE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	104,23
PMGD TER CASABLANCA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	6,36
PMGD TER CASABLANCA II	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	0,00
PMGD TER CENTRAL DE RESPALDO EGIDO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	1,17
PMGD TER CENTRAL DE RESPALDO TIGRE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	3,58
PMGD TER CENTRAL LA GLORIA 21	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Maule	682,75
PMGD TER CENTRAL QUITRALMAN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	1,78
PMGD TER CHILE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	0,00
PMGD TER CHILLAN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Ñuble	0,63
PMGD TER CHORRILLOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	0,00
PMGD TER CHUFKEN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	la Araucanía	60,02
PMGD TER CIRUELILLO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	0,00
PMGD TER COELEMU	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Ñuble	12.218,08
PMGD TER CONCHALI	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	21,93
PMGD TER CONTULMO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	0,00
PMGD TER COPIULEMU	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	BIOGÁS	Bío-Bío	693,56
PMGD TER CORTES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	2,42
PMGD TER CURACAUTIN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	la Araucanía	328,26

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD TER CURAUMA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	13,14
PMGD TER DAGOBERTO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	la Araucanía	0,02
PMGD TER DEUCO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	0,00
PMGD TER DIESEL CEREZO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Diésel	Maule	3,53
PMGD TER DIESEL COLACO PARGUA	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	Diésel	los Lagos	0,00
PMGD TER DIESEL COYA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	DIESEL	Metropolitana	2,42
PMGD TER DON PEDRO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	1,04
PMGD TER DOÑA JAVIERA	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás / Diésel	Valparaíso	210,93
PMGD TER EL CAMPESINO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Metropolitana	773,37
PMGD TER EL CANELO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	0,00
PMGD TER EL FARO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	5,07
PMGD TER EL JARDIN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diesel	los Lagos	87,99
PMGD TER EL MOLLE	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Valparaíso	7.037,96
PMGD TER EL NOGAL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	24,27
PMGD TER ELECTRICA PINARES LIMITADA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel/GNL	Maule	155,13
PMGD TER ERMITAÑO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	16,70
PMGD TER ESTANCILLA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	28,55
PMGD TER ESTANDARTES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Tarapacá	0,54
PMGD TER ETERSOL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Metropolitana	0,00
PMGD TER GAMI	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	1.054,15
PMGD TER GENERADORA LAGUNITAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diesel	los Lagos	15,39
PMGD TER HBS	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás / Diésel	Bío-Bío	0,08
PMGD TER HBS GNL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GNL	Bío-Bío	0,00
PMGD TER LAS DALIAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	74,46
PMGD TER LAS PAMPAS	Termoeléctricas	Fuera de Servicio	Convencional	no aplica	O'Higgins	0,00
PMGD TER LEBU	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD TER LEPANTO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Metropolitana	0,00
PMGD TER LIPIGAS CONCON	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	0,12
PMGD TER LOMAS COLORADAS	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Bío-Bío	3.358,95
PMGD TER LONQUIMAY	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	la Araucanía	202,04
PMGD TER LOS ALAMOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	4,45
PMGD TER LOS PINOS	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Bío-Bío	18.494,32
PMGD TER LOS SAUCES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	la Araucanía	0,10
PMGD TER LOUSIANA PACIFIC	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Ríos	199,38
PMGD TER LOUSIANA PACIFIC II	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	la Araucanía	9,41
PMGD TER MAYOR POWER	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	Diesel	Metropolitana	0,00
PMGD TER MIMBRE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	O'Higgins	18,02
PMGD TER MONTE PATRIA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	1,78
PMGD TER MULTIEXPORT	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	3,22
PMGD TER MULTIEXPORT II	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	1,75
PMGD TER ORAFTI	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Biomasa - Gas Natural	Ñuble	3.732,41
PMGD TER PICOLTUE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	0,19
PMGD TER PRP CAMPESINA (EX ALDEA)	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Ríos	1.062,96
PMGD TER PRP CHIFIN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	966,76
PMGD TER PRP LAS QUEMAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	3.324,50
PMGD TER PRP LOS NEGROS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	1.018,50
PMGD TER PRP RAPACO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Ríos	1.048,29
PMGD TER PRP TAMBORES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Ríos	988,56
PMGD TER PUNITAQUI	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	1,45
PMGD TER RAMADILLA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	17,36
PMGD TER RASO POWER	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	173,06
PMGD TER REY	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Ríos	28,96
PMGD TER RIO AZUL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	73,46

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
PMGD TER SALMOFOOD	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	0,00
PMGD TER SANTA IRENE	Termoeléctricas	Fuera de Servicio	Convencional	no aplica	O'Higgins	0,00
PMGD TER SEPULTURA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	16,65
PMGD TER TAMM	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	O'Higgins	0,00
PMGD TER TAPIHUE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GNL	Valparaíso	24,84
PMGD TER TIRUA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	370,78
PMGD TER TOMAVAL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GNL	Valparaíso	129,57
PMGD TER TREBAL MAPOCHO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Metropolitana	2.074,60
PMGD TER TRONGOL-CURANILAHUE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	27,18
PMGD TER YUMBEL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	0,23
PMGD TER ZAPALLAR	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	16,65
PMGD TER ZOFRI	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Tarapacá	1,85
TER ACONCAGUA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Gas Natural	Valparaíso	114.422,09
TER AGUAS BLANCAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Antofagasta	251,27
TER ANDES GENERACION	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	22,88
TER ANDINA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Antofagasta	122.877,80
TER ANGAMOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Antofagasta	3.020.309,53
TER ANTILHUE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Ríos	1.752,15
TER ARAUCO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Bío-Bío	36.152,89
TER ARAUCO MAPA	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Bío-Bío	334.762,10
TER ARICA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Arica y Parinacota	263,07
TER ATACAMA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Antofagasta	1.046.539,15
TER CALLE CALLE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Ríos	0,00
TER CAMPICHE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Valparaíso	666.861,96
TER CANDELARIA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	O'Higgins	144.129,83
TER CARDONES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	947,34
TER CELCO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Maule	37.737,34
TER CEMENTOS BIO BIO CENTRO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	0,00

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
TER CENIZAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	31,32
TER CHAGUAL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	406,21
TER CHILOE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	243,87
TER CHOLGUAN	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Ñuble	50.197,00
TER CHUYACA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	201,12
TER CMPC CORDILLERA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GNL	Metropolitana	27.855,62
TER CMPC LAJA	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Bío-Bío	36.658,00
TER CMPC PACIFICO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	la Araucanía	163.118,27
TER CMPC SANTA FE	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Bío-Bío	41.861,28
TER CMPC TISSUE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Gas natural	Metropolitana	12.482,81
TER COCHRANE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Antofagasta	2.799.170,22
TER COLIHUES	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	O'Higgins	0,00
TER COLMITO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel / Gas natural	Valparaíso	40.630,44
TER COMBARBALA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	443,78
TER CONCON	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	38,88
TER CONSTITUCION	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	893,20
TER CORONEL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel / Gas natural	Bío-Bío	11.664,46
TER DEGAÑ	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	377,74
TER DEGAÑ 2	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	469,83
TER DIEGO DE ALMAGRO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	234,53
TER EL PEÑON	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	10.322,98
TER EL SALVADOR	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	37,72
TER EL TOTORAL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	284,47
TER EMELDA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	494,40
TER ENERGIA PACIFICO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	O'Higgins	94.425,81
TER ESCUADRON	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Bío-Bío	6.830,69
TER ESPERANZA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	O'Higgins	104,22
TER GUACOLDA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Atacama	2.542.962,14

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
TER HORCONES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	182,27
TER HORNITOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Antofagasta	34.233,94
TER HUASCO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	558,37
TER IEM	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Antofagasta	1.617.026,30
TER KELAR	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GNL / Diésel	Antofagasta	1.444.223,66
TER LA PORTADA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Antofagasta	0,00
TER LAJA	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Bío-Bío	31.458,74
TER LAS VEGAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	10,61
TER LAUTARO	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	la Araucanía	247.969,85
TER LICANTEN	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Maule	0,00
TER LINARES NORTE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	5,08
TER LLANOS BLANCOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	1.255,01
TER LOMA LOS COLORADOS	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Metropolitana	0,10
TER LOMA LOS COLORADOS	Termoeléctricas	Fuera de Servicio	Convencional	no aplica	Metropolitana	0,00
TER LOMA LOS COLORADOS II	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Metropolitana	100.590,61
TER LOS ESPINOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	5.207,87
TER LOS GUINDOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	948,37
TER LOS PINOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	13.014,30
TER LOS VIENTOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel / Gas Natural	Valparaíso	94.130,42
TER MAITENCILLO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diesel	Atacama	1.107,20
TER MANTOS BLANCOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Fuel Oil N°6 / Diésel	Antofagasta	631,95
TER MASISA	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Bío-Bío	51.550,80
TER MAULE	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	309,59
TER MEJILLONES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Carbón / Diesel	Antofagasta	598.416,08
TER NEHUENCO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Valparaíso	988.374,36
TER NEHUENCO 9B	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Valparaíso	33.777,34
TER NEHUENCO II	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Valparaíso	1.355.693,25

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
TER NEWEN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel / Gas Propano	Bío-Bío	4.522,75
TER NORGENER	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Antofagasta	217.888,55
TER NORGENER	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Antofagasta	65.851,54
TER NUEVA ALDEA	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Ñuble	292.647,34
TER NUEVA ALDEA II	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Ñuble	2,85
TER NUEVA RENCA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Metropolitana	1.377.388,66
TER NUEVA VENTANAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Valparaíso	592.212,60
TER OLIVOS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	2.241,13
TER PAJONALES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	390,68
TER PETROPOWER	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Petcoke	Bío-Bío	354.437,76
TER PLACILLA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Valparaíso	45,71
TER PLANTA DE ACIDO SULFURICO MEJILLONES	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Cogeneración	Antofagasta	176.017,73
TER PUNTA COLORADA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Coquimbo	109,20
TER QUINTAY	Termoeléctricas	En Pruebas	Convencional	no aplica	Valparaíso	21,59
TER QUINTAY	Termoeléctricas	Fuera de Servicio	Convencional	no aplica	Valparaíso	0,00
TER QUINTERO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Valparaíso	363.723,97
TER RENCA	Termoeléctricas	Fuera de Servicio	Convencional	no aplica	Metropolitana	0,00
TER SAN GREGORIO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Ñuble	1,56
TER SAN ISIDRO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Valparaíso	1.427.622,29
TER SAN ISIDRO II	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Diésel	Valparaíso	2.095.753,99
TER SAN JAVIER I	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	360,07
TER SAN JAVIER II	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	3,29
TER SAN LORENZO DE D. DE ALMAGRO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	240,23
TER SANTA FE	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Bío-Bío	353.831,41
TER SANTA LIDIA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	1.554,06
TER SANTA MARIA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Carbón	Bío-Bío	1.245.853,84

Nombre	Tipo Central	Estado	Convencional / ERNC	Combustible (solo para termoeléctricas)	Región	Energía MWh
TER SANTA MARTA	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biogás	Metropolitana	42.489,92
TER TALTAL	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GNL / Diésel	Antofagasta	123.776,60
TER TARAPACA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Tarapacá	81,25
TER TENO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Maule	6.220,62
TER TENO GAS	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GLP	Maule	8.715,22
TER TERMOPACIFICO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Atacama	382,03
TER TOCOPILLA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	GN / GNL / Carbón / Diesel	Antofagasta	1.177.042,34
TER TRAPEN	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	25.794,09
TER TRINCAO	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	los Lagos	7.450,13
TER UJINA	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Fuel Oil N°6 / Diésel	Tarapacá	529,02
TER VALDIVIA	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	los Ríos	160.119,08
TER VENTANAS II	Termoeléctricas	Fuera de Servicio	Convencional	no aplica	Valparaíso	-19,82
TER VIÑALES	Termoeléctricas	Operativa	ERNC	Biomasa	Maule	167.097,64
TER YUNGAY	Termoeléctricas	Operativa	Convencional	Diésel	Bío-Bío	6.805,78

06

VALOR ECONÓMICO

Estados Financieros

Accede a todos los reportes sobre los Estados Financieros del Coordinador Eléctrico

Informe del auditor independiente

Señores Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Información sobre los estados financieros

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para Pymes).

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección "Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros" del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros se nos requiere ser independientes del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Otros Asuntos

Nuestra auditoría fue efectuada con el propósito de formarnos una opinión sobre los estados financieros tomados como un todo. El estado complementario, que comprende el estado de situación presupuestaria, contenido en Nota 24 adjunta a los estados financieros, se presenta con el propósito de mostrar información adicional y no es una parte requerida de los estados financieros preparados bajo Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para Pymes). Tal información suplementaria es responsabilidad de la Administración y fue derivada de, y se relaciona directamente con, los registros contables y otros registros subyacentes utilizados para preparar los estados financieros. La mencionada información suplementaria ha estado sujeta a los procedimientos de auditoría aplicados en la auditoría de los estados financieros y a ciertos procedimientos adicionales, incluyendo la comparación y conciliación de tal información suplementaria directamente con los registros contables y otros registros subyacentes utilizados para preparar los estados financieros o directamente con los mismos estados financieros y los otros procedimientos adicionales, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para Pymes). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Al preparar los estados financieros, la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para continuar como una empresa en marcha por al menos los doce meses siguientes a partir del final del período sobre el cuál se informa, sin limitarse a dicho período.

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando esta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa si, individualmente, o en su sumatoria, estas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.
- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros.
- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.
- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros.
- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.

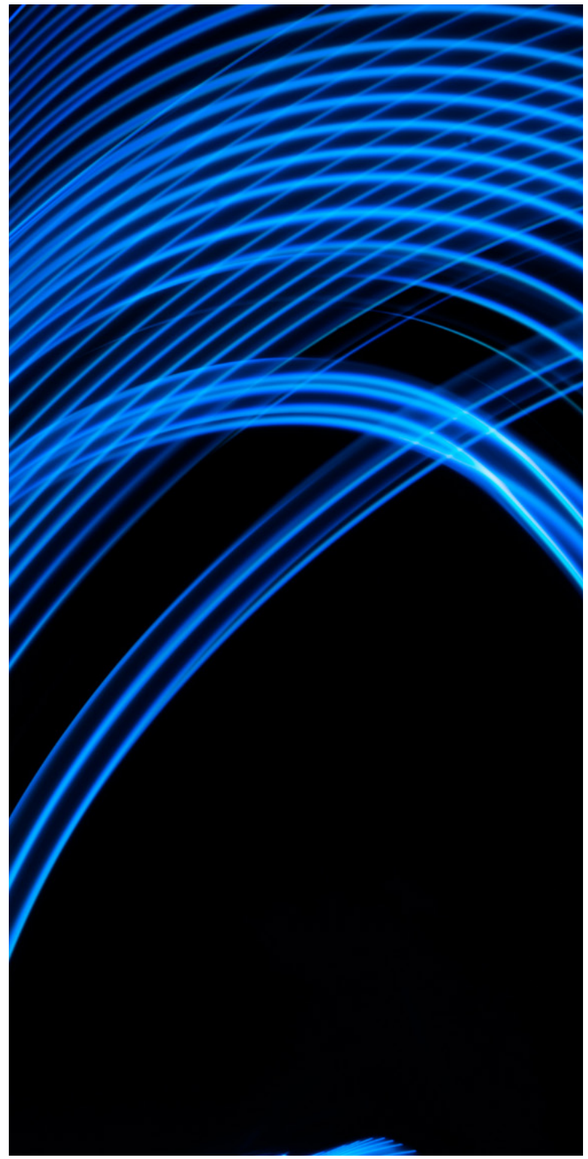
BDO Auditores & Consultores Ltda.

Luis Antonio Vila Rojas
13036675-9 luis.vila@bdo.cl
Firmado electrónicamente según Ley 19799
el 05-02-2025 a las 19:30:53 con Firma Electrónica Avanzada
Código de Validación: 1738794653390
Validar en https://www5.esigner.cl/esignercryptofront/documento/verificar/

esign Confianza Digital

Luis Vila Rojas

Santiago, 05 de febrero de 2025



Valor económico

Valor económico generado en 2024

	M$ 31.12.2024	M$ 31.12.2023
Ingresos por la actividad	54.198.780	49.572.467
Otros ingresos fuera de la explotación	372.237	671.284
Ingresos financieros	354.489	542.066
Ingresos totales	**54.925.506**	**50.785.817**

Valor económico distribuido

	M$ 31.12.2024	M$ 31.12.2023
Salarios y beneficios para empleados	-26.875.329	-24.627.832
Otros gastos por naturaleza	-21.759.298	-21.796.302
Costos financierospor arrendamiento	-1.291.430	-1.272.107
Gastos por depreciación y amortización	-2.881.800	-2.460.724
Reajustes y diferencias de cambio	-1.684.184	-1.704.092
Otros gastos fuera de la explotación	-1.275.398	-

Valor económico retenido

	M$ 31.12.2024	M$ 31.12.2023
Valor generado - Valor distribuido	**-841.933**	**-1.075.240**

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL