





# ÍNDICE

Carta del Presidente del Consejo Directivo	4
Carta del Director Ejecutivo	6
Sistema Eléctrico Nacional 2017	8



## **SOBRE EL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

Sobre el Coordinador Eléctrico Nacional	10
Quiénes somos	12
• Misión, Visión, Principios y Valores	12
Organigrama	13
Principales hitos 2017	14





## CONSEJO DIRECTIVO

Consejo Directivo	26
Nuestro Gobierno Corporativo	28
Comité de Planificación y Acceso Abierto	30
Comité de Gobierno Corporativo	33
Comité de Mercados Eléctricos	34
Comité de Gestión, Riesgo y Auditoría	37
Comité de Operación del Sistema Eléctrico	38
Remuneraciones Consejo Directivo año 2017	40
Estados Financieros 2017	41



## DIRECCIÓN EJECUTIVA

Dirección Ejecutiva	50
Equipo Ejecutivo	52
<b>Un año marcado por la instalación de una nueva organización y la histórica interconexión</b>	<b>54</b>
• Las personas nuestro principal capital	54
• El año de la interconexión	55
• Desarrollo futuro: Expansión y licitaciones de transmisión eléctrica	57
• Innovación: Foco clave para transformación del sistema	58
• Nuevos modelos y procesos de gestión	58
<b>Transparencia y Atención Ciudadana</b>	<b>60</b>
• Solicitud de acceso a la Información	60
• Consultas atención ciudadana	61



## SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Sistema Eléctrico Nacional	62
<b>Operación 2008-2017</b>	<b>64</b>
• Capacidad instalada SEN	64
• Proyectos en operación	65
• Generación de energía	66
• Ventas anuales	69
• Combustible - Consumos	70
• Combustible - Precios	71
• Afluente año hidrológico 2017	72
• Balance de energía y potencia 2017 Sistema Eléctrico Nacional	73
• Líneas de transmisión	74
• Subestaciones	75
• Sistemas medianos	78
<b>Empresas Coordinadas</b>	<b>80</b>
• Centrales y sus características	86

# CARTA DEL PRESIDENTE DEL CONSEJO DIRECTIVO



En representación del Consejo Directivo, tengo el honor de presentar este histórico primer reporte anual del Coordinador Eléctrico Nacional. Histórico, porque el 1 de enero de 2017 comenzó formalmente nuestra marcha como organización y por haber concretado exitosamente el gran hito de la interconexión de los dos principales sistemas eléctricos de Chile.

Se trata del primer gran paso en el desarrollo de un sistema más robusto, flexible y con holguras. Un sistema que permitirá mayor competencia, el ingreso de nuevas tecnologías, precios más económicos, además de mayores niveles de seguridad y calidad de servicio.

En ese sentido, no puedo dejar de mencionar el trabajo y el esfuerzo realizado por diversas entidades que participaron de esta interconexión. Por un lado, las autoridades que crearon las condiciones regulatorias para que los privados pudieran materializar este proyecto, y las empresas que creyeron posible hacerlo y que asumieron la construcción de sus distintas etapas. Aprovecho la ocasión para felicitar a nuestros profesionales, que fueron capaces de coordinar a los demás involucrados para que este desafío tuviera buen final e incluso en menor plazo de lo inicialmente previsto.

Ahora bien, la estructura es el cuerpo que sostiene a la organización, pero son las personas las que forman el alma y motor del Coordinador. Es por ello que nuestros profesionales y técnicos han trabajado con entusiasmo en la construcción de una cultura común que aprovecha sinérgicamente las capacidades técnicas, experiencia y talentos provenientes de nuestros antecesores, los CDEC. Estas virtudes las hemos plasmado en un conjunto de principios (autonomía, independencia, imparcialidad, transparencia) y valores (excelencia, integridad, respeto, identidad,

SON LAS PERSONAS  
LAS QUE FORMAN EL ALMA Y  
MOTOR DEL COORDINADOR

innovación), que fijan el sello de nuestro comportamiento y el modo de hacer las cosas.

Adicionalmente, para enfocar la organización en el gran objetivo de dar el mejor servicio eléctrico a los chilenos, hemos definido y establecido una Misión, orientada hacia el interés público, que nos dice qué debemos hacer; una Visión, hacia donde queremos dirigirnos; una Planificación Estratégica y un listado de Objetivos e Iniciativas Estratégicas a realizar para lograr la Visión. Esta planificación apunta no solo a cómo realizaremos las tareas cotidianas, sino que, además, a anticipar y dar solución a los nuevos retos tecnológicos y energéticos que se vienen en el corto y mediano plazo y convertirnos en un referente internacional, en un modelo a seguir por otros países, especialmente en el ámbito de la coordinación operativa de sistemas eléctricos.

De igual modo, durante el 2017, junto con progresar en nuestra organización interna con la conformación de la estructura y el organigrama del Coordinador, la definición de funciones y cargos de cada una de las unidades, se dieron pasos sustantivos en materia de Gobierno Corporativo mediante el desarrollo de diversas normativas, como el Código de Gobierno Corporativo, el Reglamento de Orden, Higiene y Seguridad, el Código de ética y el modelo de Cumplimiento Normativo, a las cuales se sumaron todas las políticas de gestión de la entidad.

### Nuevas funciones y atribuciones

Gracias a la nueva Ley de Transmisión Eléctrica que nos dio vida como Coordinador Eléctrico, contamos con características y atribuciones inéditas; en concreto, ser una corporación autónoma de derecho público, independiente, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida.

Adicionalmente, nos otorgó una serie de tareas estratégicas, entre las que destacan coordinar el Sistema Eléctrico Nacional de manera segura y eficiente, garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión, proponer

el desarrollo del sistema de transmisión con una visión de largo plazo, monitorear la competencia entre los actores y promover la innovación en el sistema.

Otra actividad desarrollada durante el año 2017 fue el inicio de las licitaciones de transmisión, nacionales y zonales, complementos de la interconexión para formar el sistema robusto, flexible, con holguras, que indicaba anteriormente, y que serán esenciales para facilitar la entrada de más generación renovable no convencional, potenciar la competencia en el sector y hacer más limpia nuestra matriz energética. El proceso de desarrollo del sistema de transmisión será intenso, en cuanto a definición y licitación de obras, por los próximos dos años, y en cuanto a construcción, por los próximos cinco a siete años.

Poner en marcha una organización y dejarla andando a velocidad crucero requiere variados esfuerzos. Muchos otros avances y logros del Coordinador durante 2017, no descritos en este breve resumen, los encontrarán en el cuerpo de este Reporte Anual.

### Nuestros desafíos para el 2018

Quiero aprovechar la ocasión para compartir con ustedes los cinco focos de acción que hemos definido para el presente año, a través de los cuales creemos que el Coordinador dará un salto importante en cuanto al desempeño de sus funciones, de cara a nuestros stakeholders. Ellos son:

Procesos: hemos priorizado 10 procesos críticos que deben ser mejorados, modernizados, para realizarlos con transparencia, trazabilidad, oportunidad, de manera que los coordinados puedan verificar, comparar y estudiar oportunamente las decisiones del Coordinador.

Información: tenemos que avanzar en cuanto a tener información completa, oportuna y de fácil acceso respecto de todos los elementos del sistema, de los estudios y cálculos realizados,

así como de las comunicaciones intercambiadas con los coordinados, de modo que estos puedan tomar mejores decisiones en un ambiente de competencia con igualdad de antecedentes.

Innovación: la tecnología está cambiando todo y el sector eléctrico no está ajeno a ello. Impulsaremos una agenda de trabajo con coordinados, expertos, universidades, para buscar elementos de innovación aplicada que permita preparar el sistema y el negocio eléctrico para los desafíos que vienen. Dentro de esas actividades está la creación de un laboratorio de simulación en tiempo real del sistema, que podrá ser aprovechado también por los coordinados y otros stakeholders.

Personal: como dije al principio, las personas son el alma de una empresa y debemos cuidarlas y prepararlas para que su aporte sea relevante. Tendremos mucha capacitación, especialmente en nuevas tecnologías, que permitan una operación segura y eficiente, con mayor participación de energía renovable. También estamos avanzando en el proyecto de un edificio corporativo único, que permitirá mayor eficiencia de trabajo, con un Centro de Despacho y Control que sea capaz de atender los requerimientos de los próximos años, con mayor seguridad y condiciones similares a las de los centros más avanzados de Latinoamérica.

Monitoreo de la competencia: es de todos conocidos que la competencia trae consigo eficiencia en el uso de los recursos. El Coordinador debe iniciar esta función el 1 de julio de 2018 y nos estamos preparando para realizarla con excelencia, ayudando a que tengamos un servicio eléctrico de mayor calidad y mejor precio.

Finalmente, quiero invitar a todos a trabajar por Chile, poniendo cada uno su parte para que podamos avanzar hacia un país desarrollado, aportando energía continua, segura, eficiente y económica a todos quienes la requieran.

**Germán Henríquez Véliz**  
**Presidente del Consejo Directivo**

# CARTA DEL DIRECTOR EJECUTIVO



“ EL GRAN HITO QUE MARCA EL AÑO 2017 ES LA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS SING Y SIC ”

Tenemos el agrado de presentar a ustedes el Anuario del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual contiene, además, la información estadística del decenio 2008-2017. Para el año 2017 se presentan las cifras de los sistemas SING y SIC, durante el periodo enero-noviembre, y para el Sistema Eléctrico Nacional se presentan datos estadísticos del periodo noviembre-diciembre.

A nivel organizacional, 2017 fue el año de la instalación del Coordinador. Este proceso presentó múltiples desafíos y aprendizajes a la vez. En cada momento cuidamos cumplir con nuestras funciones permanentes: asegurar la continuidad operacional del sistema eléctrico y la continuidad de los procesos a cargo del Coordinador. En definitiva, la organización logró operar y cumplir con sus tareas y, al mismo tiempo, hacer nacer una nueva organización. Lo anterior se vio reflejado en haber logrado realizar una planificación estratégica, definir una nueva estructura y adoptar una nueva gobernanza, todo en un breve plazo, lo cual nos llena de orgullo.

En el plano laboral, se obtuvo la calificación de empresa estratégica. Con ello se reconoce la función crítica que cumplimos y el impacto que tienen nuestras responsabilidades sobre la población y la industria. En este contexto, se logró un positivo acuerdo en la negociación colectiva, que correspondió

llevar adelante con el sindicato de trabajadores de CDEC-SING. Todo lo anterior, bajo el régimen de la nueva legislación laboral que entró en vigencia.

Sin lugar a dudas, el gran hito que marca el año 2017 es la interconexión de los sistemas SING y SIC. Este logro es el resultado de un intenso trabajo iniciado en 2016. Para ello, se establecieron diversos grupos de trabajo, se efectuó la revisión y realización de múltiples estudios, el procesamiento de un gran volumen de información, la capacitación para los operadores de los centros de control, que tenían a cargo seguir las instrucciones y maniobras de la energización de equipos, entre otros hitos previos a la interconexión. Todo esto es solo un ejemplo del camino recorrido que permitió a la organización llegar al 21 de noviembre de 2017, día que quedará marcado en la historia del sector, día de la interconexión y formación del sistema eléctrico nacional.

Los beneficios de la interconexión se pudieron percibir y cuantificar desde sus primeras horas. Primero, porque la capacidad de respuesta del sistema eléctrico nacional ha permitido absorber contingencias de generación y transmisión, sin que ello implicara efectos para el cliente final. Esto antes no hubiera sido posible. Segundo, porque la producción de energía de los proyectos de energía renovable, ubicados en el Norte Chico del país -gradualmente-, han ido aumentando, reduciéndose los niveles curtailment que se habían presentado hasta antes de la interconexión.

Un desafío permanente del Coordinador Eléctrico Nacional es aportar al

desarrollo energético del país, mediante la definición y ejecución de las obras de transmisión necesarias para sustentar el funcionamiento abierto, eficiente y seguro del sistema eléctrico. En este sentido, uno de los principales hitos en esta materia fue la primera planificación anual de la transmisión, de acuerdo con lo establecido en la Ley 20.936. Por otra parte, se inició el proceso de licitación de Obras de Ampliación y de Obras Nuevas Zonales. Estas contemplan 98 obras que serán adjudicadas durante el año 2018, cuyo monto total de inversión asciende a los US\$ 767 millones, y se componen de 31 Obras Nuevas Zonales y de 67 Obras de Ampliación Zonales, a lo cual se suman Obras Nacionales por cerca de US\$ 393 millones.

Al cierre del año contamos con un sistema eléctrico de 23.729 MW de capacidad instalada y una demanda máxima de 10.363 MW. La operación del año 2017 estuvo marcada por una condición de escasez hídrica en el sistema SIC, registrándose el octavo año -consecutivo- de baja disponibilidad de este recurso. Estos últimos ocho años se ubican dentro del 15% de los años de menor disponibilidad de la estadística.

Con todo, la producción total alcanzó los 74.222 GWh, con un crecimiento de 1,4%, mientras que las ventas a clientes finales alcanzaron los 68.268 GWh, con un crecimiento de 1,5%, cifra que surge durante un año en el cual una importante proporción de clientes con tarifas reguladas ha migrado a una condición de clientes sin regulación de precios.

Diversas emergencias estuvieron presentes durante el año. En este sentido,

destaco lo ocurrido durante los primeros meses del año, cuando diversos focos de incendios en la zona centro-sur del país pusieron en riesgo la operación de la infraestructura del sistema de transmisión. Los efectos sobre el sistema eléctrico fueron mínimos, gracias a la capacidad de respuesta de nuestros técnicos y profesionales, para lo cual mantuvimos informada en todo momento a la autoridad y a la población, de acuerdo con los protocolos de emergencia y manejo de crisis con que cuenta el Coordinador.

Para finalizar, destaco que el Coordinador Eléctrico Nacional se ha propuesto a sí mismo una visión desafiante. El Coordinador aspira a ser una organización que sea ejemplo de coordinación para otros países. En concreto, busca ser reconocido como un organismo referente para toda América Latina, para lo cual cumple con excelencia su misión pública, contribuyendo así al desarrollo del país y dando a cada habitante una mejor calidad de vida. Los desafíos que enfrentará el Coordinador Eléctrico son muchos y del todo apasionantes.

Los invitamos a revisar la información sobre lo realizado por el Coordinador y los resultados del año 2017, y el importante proceso de cambios y mejoras continuas en el que estamos comprometidos, para cumplir en plenitud la función estratégica que nuestra organización tiene para el sector eléctrico y para Chile.

**Daniel Salazar Jaque**  
**Director Ejecutivo**



# SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2017



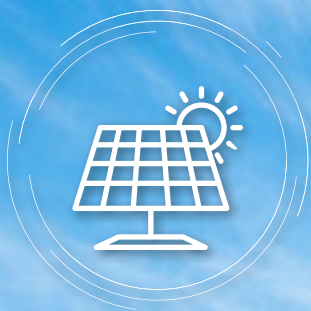
**23.729 MW**

Potencia Instalada



**10.363 MW**

Demanda Máxima



**74.222 GWh**

Producción Anual



**68.268 GWh**

Ventas a Clientes Finales



**15,0%**

Producción anual ERNC  
(Solar, eólico, biomasa,  
hidro de pasada y geotérmico)



**32.100** km de líneas

Sistema de Transmisión  
(desde Arica a Chiloé)



**98,5%** Cobertura

de la población nacional



**373**

Empresas Coordinadas






1.

---

**SOBRE EL  
COORDINADOR  
ELÉCTRICO  
NACIONAL**





El Coordinador Eléctrico Nacional es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida.

---



# QUIÉNES SOMOS



## MISIÓN

Somos un organismo autónomo de derecho público, técnico e independiente, que coordina la operación del sistema eléctrico nacional preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de la manera más económica posible, garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

## VISIÓN

Ser un referente internacional en la coordinación de la operación de sistemas eléctricos.



## PRINCIPIOS

### AUTONOMÍA

Actuamos siempre de acuerdo a nuestro estatutos y normas internas aplicando la ley y la regulación.

### IMPARCIALIDAD

Actuamos y decidimos en base a criterios técnicos y objetivos, sin sesgos o intereses particulares.

### INDEPENDENCIA

Cumplimos en forma independiente nuestras funciones, ante la autoridad y los actores del mercado eléctrico.

### TRANSPARENCIA

Somos transparentes en nuestro actuar, proveyendo información completa, de calidad, exacta y oportuna.

## VALORES

### EXCELENCIA

Trabajamos con calidad, nos gustan los desafíos y nos ponemos metas exigentes.

### INNOVACIÓN

Somos innovadores en procesos, tecnologías y en las herramientas con que trabajamos.

### INTEGRIDAD

Hacemos lo correcto y nos sentimos responsables de las tareas asignadas.

### IDENTIDAD

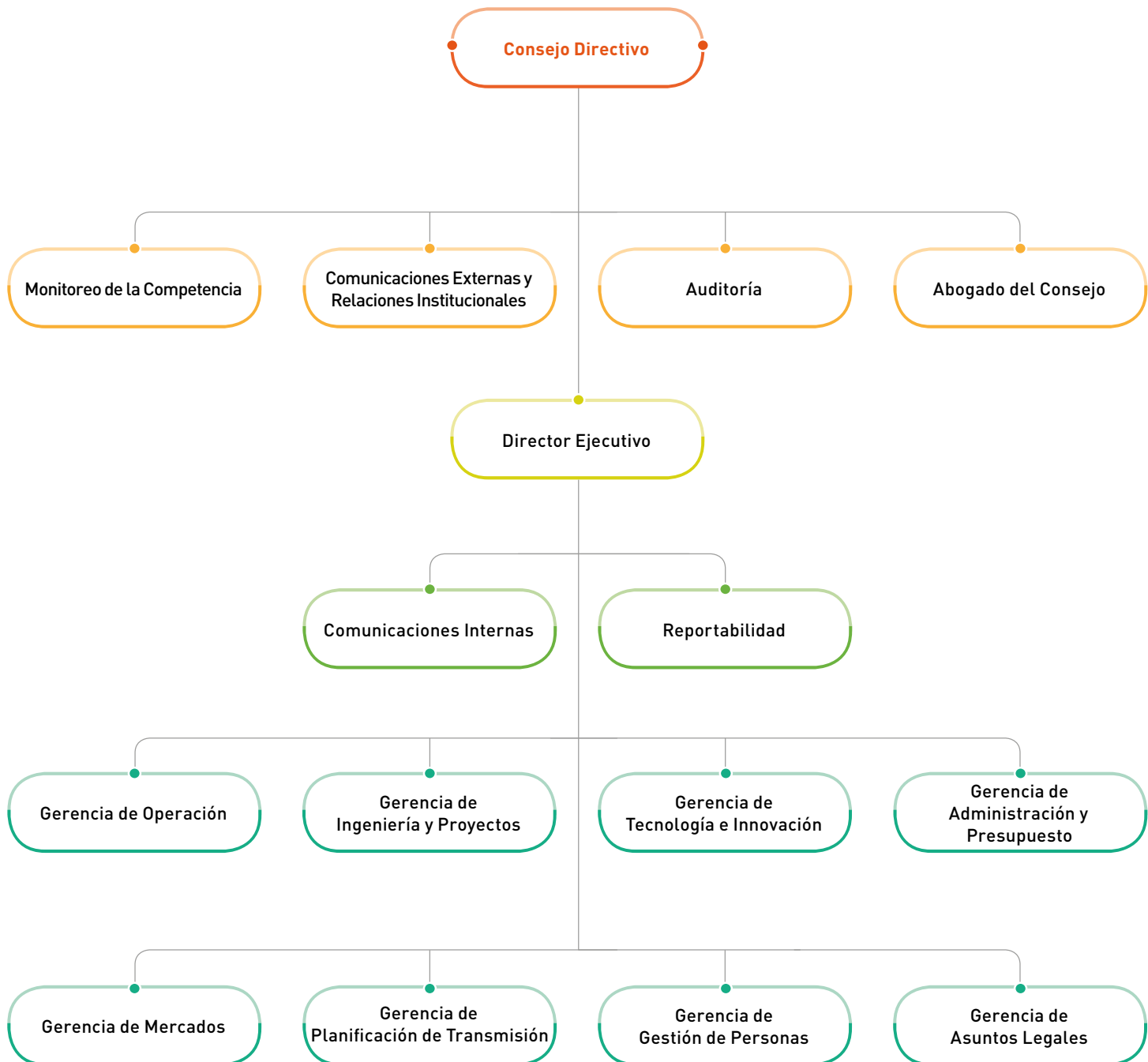
Fomentamos una cultura única, que da sentido de pertenencia y potencia a nuestra organización.

### RESPECTO

Valoramos y tenemos especial consideración por las personas y la diversidad.



# ORGANIGRAMA



# PRINCIPALES HITOS 2017

## SE PONE EN MARCHA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Hasta el Centro de Despacho y Control del Coordinador Eléctrico Nacional llegó el 21 de noviembre la ex Presidenta de la República Michelle Bachelet, acompañada por el entonces ministro de Energía, Andrés Rebolledo; el Presidente del Consejo Directivo, Germán Henríquez; el Director Ejecutivo del Coordinador, Daniel Salazar, y otras altas autoridades, para poner en marcha las operaciones del nuevo Sistema Eléctrico Nacional, resultado de la interconexión de los Sistemas Interconectados Central

(SIC) y del Norte Grande (SING). El nuevo sistema se extiende por más de 3.100 kilómetros desde Arica a Chiloé, abasteciendo de electricidad a más del 97% de la población nacional. Tiene una capacidad instalada aproximada de 24.000 MW y una demanda de 11.000 MW, representando el 99% de la capacidad instalada de generación del país.

En la ocasión, la ex mandataria sostuvo que “nuestro país ha terminado con la

absurda situación de tener un sistema eléctrico en el Norte Grande y otro sistema distinto entre Taltal y Chiloé. Lo que estamos haciendo hoy es borrar esa frontera que interrumpía abruptamente la transmisión eléctrica, que aumentaba los precios y la ineficiencia”.

Las obras comenzaron su construcción en agosto de 2015, con una inversión privada sobre US\$700 millones. Hasta esa fecha, en Chile había dos grandes





sistemas interconectados: el SING (desde Arica a Antofagasta) y el SIC (desde Taltal hasta la Isla Grande de Chiloé). A estos se suman el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

Durante la ceremonia, el Presidente del Coordinador Eléctrico Nacional, Germán Henríquez, destacó especialmente el trabajo realizado por los profesionales del organismo, “quienes han venido desarrollando desde hace más de

un año, y con la excelencia que los caracteriza, una serie de estudios en el ámbito de la operación interconectada y la operación económica”.

“Gracias a la interconexión de los dos sistemas eléctricos se podrá complementar la energía solar y eólica del norte con la hidroelectricidad del sur. El país se beneficiará ahorrando recursos y los habitantes verán un servicio con menos cortes, más estable y de mejor calidad”, finalizó el ejecutivo.

## COORDINADOR INICIÓ OFICIALMENTE SU GESTIÓN

Con la asistencia de las máximas autoridades del sector eléctrico, además de altos ejecutivos de empresas coordinadas, representantes del mundo gremial, académico y directivos del nuevo organismo se realizó a inicios de enero la ceremonia que dio el vamos oficial al nuevo Coordinador Eléctrico Nacional.

En la oportunidad, el Presidente del Consejo Directivo, Germán Henríquez, dijo sentirse orgulloso de presidir un organismo constituido por personas de

gran capacidad profesional y reconocida excelencia técnica. “Estamos hablando, sin temor a equivocarnos, de la verdadera selección nacional de la electricidad, cuya responsabilidad no solo será la de coordinar un extenso sistema que se extenderá de Arica a Chiloé, sino que también deberá salir a jugar en las ligas internacionales”. Durante la actividad, fue presentada la imagen corporativa del Coordinador, que representa de una manera conceptual los distintos tipos de energía que se generan de norte a sur del país.



## INTEGRACIÓN DE PLATAFORMAS AGC: EL GRAN HITO PREVIO A LA INTERCONEXIÓN

Tres meses antes de concretar la interconexión del SIC y el SING, el Coordinador marcó un hito en el desarrollo eléctrico nacional al definir y poner en aplicación un esquema coordinado para la integración de ambos sistemas automáticos de control de generación, AGC (Automatic Generation Control), cuya acción sobre las generadoras posibilita mantener la frecuencia del sistema eléctrico sobre la base de mediciones del balance entre demanda y generación.

Los equipos técnicos del Coordinador fueron los que hicieron posible esta importante estrategia de control operacional integrada, que asegura mayor seguridad, eficiencia y flexibilidad a la totalidad del sistema eléctrico nacional. Para lograrlo, durante meses evaluaron en ambos sistemas las tecnologías, sistemas



de comunicaciones y capacidades de las generadoras, junto con desarrollar ingeniería básica y de detalle, y pruebas en terreno, permitiendo el monitoreo y control integral de las variables claves que incidían en la operación de dichos sistemas.



## ADECUADA GESTIÓN PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO DURANTE INCENDIOS FORESTALES

Los gigantescos incendios forestales que afectaron a la zona central del país durante enero de 2017 motivaron diversas decisiones de contingencia para asegurar el suministro por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

Según un balance del Coordinador, durante ese mes se produjeron 19 eventos en las líneas de transmisión del SIC por causa de los incendios, a pesar de lo cual

la energía no suministrada alcanzó a unos 400 MWh, equivalente a solo el 0,01% del consumo del mes. Esto fue posible por las adecuadas y oportunas instrucciones de los operadores del Centro de Despacho y Control del Coordinador Eléctrico y al trabajo de las empresas coordinadas para operar mediante "islas" y con el despacho de generación forzada para el control de transferencias, lo cual permitió evitar una mayor afectación en el sistema.



## SEMINARIO INTERNACIONAL PERMITIÓ CONOCER OTRAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

Pocas semanas antes de que se concretara la anhelada interconexión eléctrica, el Coordinador invitó a los principales ejecutivos de los operadores eléctricos de Estados Unidos (California ISO), España (Red Eléctrica), Brasil (Operador Nacional del Sistema Eléctrico) y América Central (Ente Operador Regional) a que compartieran sus visiones en el seminario "Los desafíos de la integración energética del SIC y el SING: análisis de la experiencia internacional", realizado en el mes de octubre.

El encuentro, al que asistieron cerca de 200 invitados, permitió compartir la experiencia de estos cuatro operadores internacionales, los que ya recorrieron con éxito el camino de la interconexión en sus respectivos países, tanto desde

**COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

**SEMINARIO INTERNACIONAL**  
"Los desafíos de la interconexión eléctrica entre el SIC y el SING: análisis de la experiencia internacional"

**EXPOSITORES**

- GERMÁN HENRÍQUEZ V.**  
Presidente del Consejo Directivo  
Coordinador Eléctrico Nacional  
Chile
- ANDRÉS REBOLLEDO S.**  
Ministro de Energía  
Chile
- STEVE BERBERICH**  
Presidente and CEO, California  
Independent System Operator, CAISO  
Estados Unidos
- JUAN MAJADA**  
Director de Negocio Internacional  
Red Eléctrica de España  
España
- RENÉ GONZÁLEZ**  
Director Ejecutivo  
Ente Operador Regional  
América Central
- MARCELO PRAIS**  
Director de Asuntos Externos y  
Regulatorios  
Operador Nacional del Sistema  
Eléctrico de Brasil (ONS)  
Brasil

el punto de vista de los desafíos técnicos como de sus oportunidades en materia de operación segura y confiable.



## PRESENTACIÓN DE LOS **PROCESOS OPERATIVOS** DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En septiembre, más de 250 profesionales de las empresas coordinadas se reunieron con los máximos ejecutivos y técnicos del Coordinador para presentar los procesos de programación, operación y valorización derivados de la operación del nuevo Sistema Eléctrico Nacional.

En materia de operación, se presentó el proceso de la programación y operación en tiempo real. En cuanto a valorización, se expuso sobre costos marginales y las transferencias económicas entre empresas. También se repasó el alcance de la plataforma que receptiona las medidas utilizadas en dichas transferencias y el análisis para la declaración única de combustibles. En materia de tecnología, se



expusieron los pasos realizados para unificar las plataformas claves para la operación, sistema Scada y AGC.

## ANÁLISIS DE ESCENARIOS **POST INTERCONEXIÓN**



Como parte de la preparación del proceso de integración eléctrica, el Coordinador encargó una serie de estudios que analizaran los escenarios que surgirían luego de la interconexión del SING y el SIC.

De esta manera, en marzo se difundió el informe: "Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados", realizado por la consultora Estudios Eléctricos Chile, que resumió los principales contenidos de seis estudios que evaluaron la operación de ambos sistemas en etapas previas y posteriores a su interconexión, considerando cuatro fases vinculadas a la entrada en operación de proyectos de transmisión y enlaces

que en ese momento se encontraban en construcción.

En junio se dio a conocer el estudio "Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)", el cual analizó seis configuraciones topológicas y escenarios de puesta en servicio de las instalaciones. La evaluación consideró los análisis de estabilidad (angular, de tensión, de frecuencia), inercia mínima, rampas de aumento y disminución de generación ERNC, entre otros aspectos. Asimismo, se realizó para cada escenario un análisis económico preliminar para determinar costos de operación a corto y mediano plazo.

## TALLERES DE TRABAJO CON ENCARGADOS DE CENTROS DE CONTROL

Un completo análisis sobre la gestión técnica y los planes de recuperación de servicio fueron los principales temas vistos en dos talleres de trabajo, en Antofagasta y Santiago, que durante octubre realizó el Coordinador Eléctrico Nacional con los encargados de los 80 Centros de Control que participaron de la interconexión.



## CONSEJO DIRECTIVO SE REÚNE CON AUTORIDADES DE GOBIERNO Y GREMIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO



Una amplia agenda de reuniones protocolares, tanto con autoridades gubernamentales como gremiales, sostuvo a inicios de año el Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, con el objetivo de presentar las nuevas funciones del organismo, así como informar sobre la marcha del proceso de interconexión del SING y el SIC, entre otras materias.

Entre ellas destacaron la reunión sostenida con la ex Presidenta de la República Michelle Bachelet y los ministros de Hacienda y Medio Ambiente, respectivamente. Además, se concretaron citas con la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, la Asociación de Empresas Eléctricas, GPM AG, la Asociación Chilena de Energías Renovables, el Consejo Minero y la Asociación de Consumidores de Energía no Regulados.



## GIRA TÉCNICA DE OPERADORES DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ

Los principales operadores independientes de sistemas eléctricos (ISOs) de Estados Unidos y centros de investigación y desarrollo de Canadá fueron visitados durante julio por los consejeros Claudio Espinoza, Andrés Alonso y Jaime Peralta, con el propósito de conocer en terreno cómo estos organismos garantizan la operación segura y eficiente de sus sistemas y cómo se administra el mercado eléctrico mayorista y los servicios complementarios en América del Norte.

En EE.UU. se reunieron con los principales ejecutivos del California Independent System Operator (CAISO), PJM Interconnection, Midcontinent Independent System Operator (MISO),



New York Independent System Operator (NYISO), Southwest Power Pool (SPP), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) e ISO New England (ISO-NE). Mientras que en Canadá recorrieron los centros de investigación National Renewable Energy

Laboratory (NREL), Electric Power Research Institute (EPRI) e Hydro-Québec Research Institute (IREQ).

## PRIMERA PROPUESTA DE **DESARROLLO PARA TRANSMISIÓN**



El Coordinador presentó durante enero su primera propuesta del plan de desarrollo para el sistema de transmisión eléctrica, recomendando 17 proyectos para acompañar el desarrollo futuro del parque generador y adaptarse a eventuales ampliaciones de la carga y la demanda que enfrentará la malla energética en los próximos años.

Tras una completa evaluación técnica y económica, en junio el Coordinador emitió un informe complementario, proponiendo 21 proyectos que se licitarán durante 2018. Cuatro de estas iniciativas corresponden al desarrollo del sistema nacional (US\$480 millones), mientras

que las restantes 17 corresponden a iniciativas zonales (US\$100 millones).

Las principales obras recomendadas fueron una nueva línea de 500 kV desde Concepción al sur para evitar congestiones de nuevas generadoras ubicadas al sur de la subestación Charrúa, y la subestación Nueva Taltal 500/220 kV, que permitirá disminuir el vertimiento de generación de energías renovables no convencionales (ERNCC) y facilitar la conexión de nuevas fuentes de energía en la zona norte.

## COORDINADOR INICIA PROCESO DE LICITACIÓN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN POR MÁS DE US\$1.000 MILLONES

Entre los meses de septiembre y noviembre inició el proceso de licitación de 106 obras de transmisión -nacional y zonal-, correspondientes a los procesos de expansión contemplados para el año 2017 en el Sistema Eléctrico Nacional, y que en conjunto consideran una inversión de más de US\$1.000 millones.

Entre las obras más destacadas de este proceso están las líneas 2x220 kV Nueva Mataquito-Nueva Hualqui (entre Maule y Biobío); 2x220 kV Nueva Alto Melipilla-Agua Santa (entre Valparaíso y Metropolitana); 2x220 kV Nueva

Pan de Azúcar-Nueva Pelambres (Coquimbo) y 2x500 kV Nueva Puerto Montt-Nueva Ancud (Los Lagos). En conjunto, estas obras otorgarán mejor calidad de servicio, flexibilidad, mayor incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y menores costos para el sistema eléctrico nacional.

Para apoyar este proceso, el Coordinador realizó un road show en Colombia, España, Brasil y Santiago, con el objetivo de incentivar la entrada de nuevos inversionistas y empresas constructoras y de ingeniería.



## RÉCORD DE INTERESADOS EN LICITACIÓN INICIADA EN 2016

Un récord de 12 ofertas técnicas y económicas, incluyendo cuatro interesados europeos, recibió en junio el Coordinador para ejecutar y explotar nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, concluyendo exitosamente el proceso iniciado en julio de 2016.

Las obras, avaluadas en US\$288 millones, fueron adjudicadas a cuatro interesados. El consorcio integrado por Red Eléctrica Chile y Cobra Instalaciones y Servicios desarrollará cuatro proyectos en Pozo Almonte. La empresa Interconexión Eléctrica impulsará un nuevo banco de autotransformadores en tres subestaciones. El Consorcio Saesa-Chilquinta construirá la nueva línea

Maitencillo-Punta Colorada-Nueva Pan de Azúcar, mientras que Enel Distribución procederá con la S/E Seccionadora Nueva Lampa.



## PRONÓSTICOS CENTRALIZADOS PARA GESTIONAR VARIABILIDAD EÓLICA Y SOLAR

En el segundo trimestre, el Coordinador Eléctrico Nacional inició la marcha blanca de un Sistema de Pronóstico Centralizado de generación eólica y fotovoltaica, con el fin de contar con información adicional a la que diariamente entregan las generadoras sobre la disponibilidad de viento y sol para su operación y reducir así la incertidumbre en la operación con alta penetración de generación renovable.

El servicio es proporcionado por la empresa AWS Truepower, que durante

28 días participó junto a otros cinco oferentes en una prueba real de pronósticos para el día siguiente, sobre una muestra de cinco parques. Su modelo predictivo consiguió que los errores medios absolutos normalizados por la capacidad instalada (nMAE) se redujeran en 3% en los parques eólicos y en 0,7% en los fotovoltaicos, respecto a los pronósticos que recibió el Coordinador desde las generadoras.



## COORDINADOR IMPULSA INICIATIVAS 1D2



El Coordinador Eléctrico apoyó técnicamente la exitosa realización de una prueba para evaluar la capacidad de una central fotovoltaica para proveer servicios complementarios, realizada el 25 de octubre, la cual fue la primera en realizarse en Latinoamérica y la segunda en el mundo.

Los ensayos, impulsados por la empresa First Solar y realizados en el Centro de Investigación ENGIE Laborelec, utilizaron la generadora Luz del Norte (141 MW) y consistieron en evaluar servicios de control de frecuencia y control de tensión para variadas configuraciones de control, así como distintas condiciones de operación. Esta iniciativa piloto forma parte del plan de desarrollo I2D que impulsa el Coordinador para contribuir en la modernización de los sistemas de energía.



## CAPACITACIÓN EN CIBERSEGURIDAD CON COORDINADOR DE CALIFORNIA

Profesionales de California Independent System Operator (CAISO), a cargo de la operación del sistema eléctrico en la zona oeste de Estados Unidos, visitaron Santiago en agosto para compartir con el Coordinador experiencias y prácticas sobre ciberseguridad en la operación de sistemas eléctricos.

Dado el liderazgo de CAISO en la materia, para los ejecutivos del Coordinador resultó relevante conocer los principales procesos y estándares en temas como arquitectura de seguridad y tecnología, revisión de riesgos y seguridad de información, entre otros. Estas materias forman parte de las cláusulas de la norma ISO



27002, que establece buenas prácticas para implementar controles y garantizar la seguridad de información.

## NUEVA GUÍA TÉCNICA PARA PLANIFICAR Y DISEÑAR SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL



La Guía Técnica para Planificación y Diseño de Sistemas de Protección y Control fue el resultado de un enriquecedor trabajo técnico en conjunto con las empresas AES Gener, Colbún, Transelec y Saesa, con el objetivo de incorporar mejores estándares de seguridad y calidad en las soluciones de protección, control y comunicaciones, de acuerdo con los más altos parámetros internacionales.

Esta guía abarca todas las instalaciones de transmisión sobre 200 kV. Explicita los requerimientos generales de desempeño esperados para los Sistemas de Protección y Control, además de incluir esquemas o funciones de protección mínimas necesarias según las características de los diversos elementos del sistema eléctrico. El borrador de esta Guía se puso a disposición de la industria en diciembre para consulta pública.

## JORNADAS TÉCNICAS: INSTANCIAS DE ENCUENTRO EN REGIONES

El 26 de septiembre se realizó en Concepción la primera Jornada Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional, instancia que permite compartir con los profesionales de empresas coordinadas, academia y sector público las principales materias concernientes a la planificación, operación, mercado e innovación del sistema eléctrico nacional, particularmente el desarrollo del sistema de transmisión.



## CONOCIENDO MÁS SOBRE LA TECNOLOGÍA CSP



Los ingenieros Eduardo Esperguel y Ricardo Gálvez, de las gerencias de Planificación y Tecnología e Innovación, participaron en el workshop Modeling CSP-Chile realizado en Denver, Colorado, por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), del Departamento de Energía estadounidense.

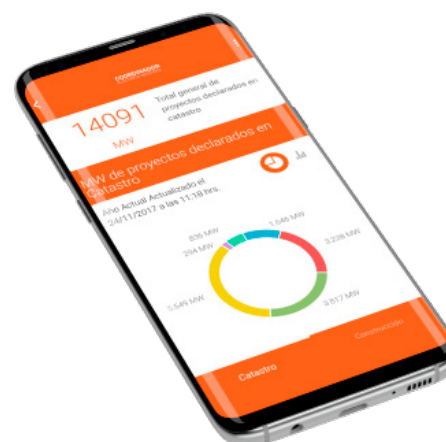
Gracias a esta experiencia pudieron ahondar sus conocimientos en la tecnología CSP, que posee entre sus características el almacenamiento térmico, por lo que su uso permitiría dar mayor flexibilidad al sistema eléctrico con el uso de la energía solar.

## NUEVA APLICACIÓN MÓVIL DEL COORDINADOR

Los principales indicadores del nuevo Sistema Eléctrico Nacional son parte de la aplicación móvil que lanzó el Coordinador en diciembre, disponible en los sistemas operativos iOS y Android. Con una atractiva interfaz gráfica y fácil navegación, permite al usuario acceder a datos e informes permanentemente actualizados sobre la producción energética según el tipo de fuente, los costos marginales de energía proyectados para las 24 horas del día, el nivel de los embalses e información

específica sobre el comportamiento de las generadoras ERNC, entre otros.

Desarrollada con versiones en español e inglés, esta aplicación presentó novedades como un mapa con la ubicación georreferenciada de todas las centrales pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional y el tipo de energía que utilizan, además del envío de notificaciones a los dispositivos móviles en caso de producirse alguna contingencia eléctrica.





## ACUERDOS CON **SOCIOS INTERNACIONALES** DEL COORDINADOR

Importantes pasos realizó el Coordinador Eléctrico Nacional en su propósito de convertirse en un referente internacional, al concretar su incorporación a importantes

asociaciones globales y suscribir acuerdo con operadores de otros países.

En agosto se sumó a la Asociación Internacional de Operadores Eléctricos

(APEX), organización basada en Philadelphia, Estados Unidos, que incentiva el desarrollo e intercambio de ideas, conocimiento y buenas prácticas en la operación y el funcionamiento competitivo de los mercados mundiales de electricidad, contando con miembros de cuatro continentes.

Un mes después, el Coordinador fue aceptado como miembro pleno del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG), convirtiéndose en el primer operador latinoamericano en ingresar a este organismo internacional que monitorea la competencia en los mercados eléctricos.

En materia de acuerdos bilaterales, en marzo se firmó un acuerdo técnico de cooperación con XM Compañía de Expertos en Mercados, operador del sistema eléctrico en Colombia, mientras que en septiembre se hizo lo propio con el operador del Sistema Interconectado Nacional y Administrador del Mercado Mayorista de El Salvador. Este último posee una valiosa experiencia en el desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC),

Ambas alianzas no solo posibilitarán el intercambio de información y experiencias que conduzcan a la adopción de mejores prácticas operacionales, sino también realizar pasantías, capacitaciones, seminarios e investigaciones conjuntas.








2.

---

CONSEJO  
DIRECTIVO





El Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional es un órgano colegiado, que ejerce las funciones que la ley y la normativa les asigna. Está integrado por cinco Consejeros, de los cuales uno de ellos fue elegido como su Presidente.





# NUESTRO GOBIERNO CORPORATIVO



La dirección y administración superior del Coordinador Eléctrico Nacional está a cargo de un **Consejo Directivo**, órgano colegiado encargado de la dirección y administración del Coordinador, debiendo fijar las líneas y políticas de carácter institucional y de largo plazo que permitan el cumplimiento de las funciones que la ley y la normativa eléctrica vigente asignan al Coordinador a objeto de: preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a la ley.

El Consejo está compuesto por cinco consejeros, los que son elegidos, separadamente, en procesos públicos y abiertos, por un Comité Especial de Nominaciones compuesto por el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, un integrante del Consejo de Alta Dirección Pública, el presidente del Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos y el presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. Los consejeros y el presidente durarán cinco y tres años en sus cargos, pudiendo ser reelegidos por una vez.

El Consejo ha dispuesto y estructurado a través de comités de apoyo a la gestión y gobernabilidad del organismo. Los comités son: Gestión, Riesgo y Auditoría, Mercados

Eléctricos, Operación del Sistema Eléctrico, Planificación y Acceso Abierto, y Gobierno Corporativo.

Cada comité, dentro del ámbito de sus funciones específicas, velará por la transparencia y entrega de información de calidad, oportuna y completa, así como también en cantidad y periodicidad de conformidad con la normativa y políticas vigentes.

Por su parte, el **Director Ejecutivo** responde personalmente por la implementación de los acuerdos adoptados por el Consejo, encargándose, además, de la gestión administrativa, técnica y organizacional del Coordinador.

**1. GERMÁN HENRÍQUEZ VÉLIZ**  
Presidente. Elegido hasta 2021.  
Ingeniero Civil de la Universidad de Chile.

**2. ANDRÉS ALONSO RIVAS**  
Vicepresidente. Elegido hasta 2019.  
Ingeniero Civil Industrial, mención electricidad, de la Universidad Técnica Federico Santa María de Valparaíso. Master of Science in Economics del London School of Economics, UK y Master of Arts en Astrofísica de la Universidad de Columbia, EE.UU.

**3. PILAR BRAVO RIVERA**  
Consejera. Elegida hasta 2019.  
Abogada de la Universidad de Concepción.

**4. CLAUDIO ESPINOZA MORAGA**  
Consejero. Elegido hasta 2021.  
Ingeniero Civil Electricista de la Universidad Técnica Federico Santa María, Magíster en Gestión y Dirección de Empresas de la Universidad de Chile y Diplomado en Gestión Ambiental y Ordenamiento Territorial de la Universidad Mayor.

**5. JAIME PERALTA RODRÍGUEZ**  
Consejero. Elegido hasta 2021.  
Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile, MBA de ESADE Law & Business School, Master en Ciencias Aplicadas (M.A.Sc.) y Doctor (Ph.D.) en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Montreal, Canadá.

# COMITÉ DE PLANIFICACIÓN Y ACCESO ABIERTO

El Consejo Directivo dispuso crear este Comité para velar por la planificación de los sistemas de transmisión, así como respecto de las licitaciones de proyectos de transmisión y acceso abierto.

En el caso de la planificación de los sistemas de transmisión, durante el año se analizaron las propuestas de ampliaciones y nuevas instalaciones, procediendo a observar las metodologías aplicadas y a verificar si estas cumplieron adecuadamente con los procedimientos necesarios.

Como consecuencia de este trabajo, se revisó y presentó la primera propuesta de expansión del sistema de transmisión nacional y zonal. Se trató del primer ejercicio realizado en el marco de la Ley 20.936, proceso que concluirá con la promulgación, por parte del Ministerio de Energía, del Decreto de Expansión de la Transmisión 2017. Adicionalmente, se preparó el Plan de Expansión 2018 para su entrega a la CNE en enero de 2018.

Otro hito fue la revisión del Estudio de Integridad del Sistema de Transmisión 2017 (EIST – 2017), que establece los niveles máximos de cortocircuito para la red eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de 220 kV y superior, para los años 2018 y 2021. Lo

anterior permite contar con un diagnóstico actual y su proyección, de manera de advertir potenciales limitaciones a considerar en los procesos de planificación o localización de nuevos proyectos, sean estos de transmisión o generación.

El Comité también vela porque los procesos de licitaciones de proyectos de transmisión -tanto para obras nuevas y de ampliación- sean transparentes, competitivos y con riesgos controlados, observando, además, los procesos de auditoría para la construcción de los proyectos adjudicados. Tal es el caso, por ejemplo, del inicio de la licitación de las obras troncales del Decreto CNE N° 422, último proceso bajo el esquema de la ley antigua, cuya adjudicación se hará en mayo y julio de 2018. También, la licitación de las obras de expansión definidas en el artículo 13 transitorio de la ley: cuyo primer grupo será adjudicado en julio y el resto en octubre de 2018.

Además, el Comité participó, junto con la dirección del área respectiva, en la revisión de la estructura y recursos de la Gerencia de Ingeniería y Proyectos para la nueva función de gestión de licitaciones y seguimiento de proyectos en ejecución. Además, tomó parte en la revisión y discusión del esquema de contratación de obras y de las Bases de

Licitación de Obras Nuevas y Ampliaciones Zonales, la observación del plan para abordar los requerimientos de la CNE para el mantenimiento de la bases de Datos para tarificación de instalaciones y la discusión del plan para mejoras en la aplicación del Proceso de Conexiones en base al Anexo de Requerimientos Mínimos de Conexión.

Respecto de las medidas para garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión, el Comité revisó la primera versión del Estudio de Capacidad Técnica Disponible de instalaciones de transmisión dedicadas. Su contenido es clave para localizar nuevos proyectos de generación, ya que permite identificar el potencial uso de las líneas de transmisión, como también para proyectos de nueva demanda.









# COMITÉ DE GOBIERNO CORPORATIVO

El 2017 fue un año de integración para el Coordinador, a su vez del establecimiento de las bases para caminar hacia una organización con una gobernanza que aplique las mejores prácticas en materia de Gobierno Corporativo.

En ese sentido, a partir de la aprobación de los Estatutos del Coordinador se avanzó en materia de complementar este instrumento con la aprobación de un Código de Gobierno Corporativo, así como también en elaboración y aprobación de cinco Políticas Corporativas -Agenda Pública, Innovación, Patrocinios y Auspicios, Gestión de Personas, y Comunicaciones Externas-, que permitieron establecer los lineamientos centrales para a la organización.

Durante el primer trimestre este Comité propuso al Consejo realizar un proceso de Planificación Estratégica, que estableciera la Misión, Visión, Valores y Principios del Coordinador. Además, del Mapa de Procesos, los indicadores de desempeño (KPI) y las iniciativas estratégicas que lo sustentan. Así, fue posible que la organización fijara su hoja de ruta para los próximos cinco años.

Ahora bien, de manera más específica, a comienzos de año, con el apoyo del

Director Ejecutivo, se impulsó que la nueva estructura organizacional fuera consultada entre los trabajadores y que ellos también aportaran sus visiones en la elaboración del Código de Ética del Coordinador. Asimismo, el Comité condujo el Estudio de Estructura y Dotación, cumpliendo con ello con la resolución de la CNE N° 333, que exige una mirada independiente respecto de la organización, para efectos del presupuesto del año 2018.

Otro avance impulsado por este Comité fue asegurar el cumplimiento de las exigencias legales en materia de publicidad de la información. De esta manera, se promovió la creación de una Oficina de Partes que comenzará a funcionar durante el primer semestre de 2018. En términos de plataforma hacia nuestros grupos de interés, se inició un trabajo de adecuación de la actual página web, proyecto que permitirá al Coordinador disponer de un sitio completamente nuevo y acorde a los mejores estándares durante el año 2018. También se impulsó el lanzamiento de una aplicación móvil (app) del Coordinador a fines del 2017.

En el ámbito de las comunicaciones, durante el primer semestre el Comité coordinó la elaboración del Manual de

Comunicaciones para enfrentar Situaciones de Crisis, junto con realizar un estudio en cuatro ciudades sobre las percepciones de nuestros stakeholders.

Otro hito relevante se produjo en octubre, cuando se llevó a cabo el Seminario Internacional: "Los desafíos de la interconexión eléctrica entre los sistemas SING y SIC: Análisis de la experiencia internacional", el que contó con la participación de importantes organismos coordinadores de EE.UU., España, Centroamérica y Brasil.

Finalmente, preocupado de monitorear de manera permanente las actividades e iniciativas en Innovación y Desarrollo conducentes a implementar lo exigido por la ley, el Comité promovió la creación de un Sub-Comité I2D. Su objetivo es proponer actividades y mecanismos internos que incentiven una cultura innovadora en el Coordinador y que esté abierto a aquellas iniciativas que posibiliten su vinculación con diversas instancias de innovación en Chile y el extranjero.

# COMITÉ DE MERCADOS ELÉCTRICOS

La supervisión de la operación económica del sistema eléctrico y el monitoreo del mercado, tanto respecto de sus condiciones de competencia, como en lo referido al cumplimiento de la cadena de pagos a los coordinados, son algunas de las funciones que realiza este Comité.

A lo largo del año, el Comité conoció por parte del Director Ejecutivo las principales variables que inciden en la operación económica del sistema eléctrico, realizando posteriormente un análisis razonado a partir de los datos recibidos. También se discutió sobre la aplicación de la norma técnica de GNL y del estudio de proyección de este combustible para 2018, según indica la misma norma.

Otro eje de interés a lo largo del año fue la contribución y posición del Coordinador en el desarrollo de los diferentes reglamentos y normas técnicas impulsados por la Comisión Nacional de Energía. Se puso especial atención a los reglamentos de coordinación de la operación, servicios complementarios, de potencia de suficiencia, de armonización tarifaria, de equidad

tarifaria, de aplicación de subtransmisión, el artículo 8 de la Reforma Tributaria y el artículo 25 transitorio de la Ley N° 20.936.

El Comité también se dedicó a preparar meticulosamente el proceso de subastas y licitaciones de servicios complementarios, los cuales entrarán en efecto el año 2020. Para ello consideró estudios de costos, condiciones de competencia, procesos de subastas y licitaciones.

La creación de la Unidad de Monitoreo de la Competencia fue otra medida gestionada desde este Comité, ante el mandato de que el Coordinador cumpla con esa función desde julio de 2018. Junto con establecer su estructura y funciones, se realizó la contratación del jefe de esta unidad y de su equipo.

La simplificación y automatización de los procesos de cálculo y reliquidaciones también fue relevante. Con participación y difusión con los coordinados, el Comité fijó una calendarización para resolver los asuntos pendientes.

Asimismo, el Coordinador se ha incorporado al Energy Intermarket Surveillance Group, el cual es un organismo internacional que agrupa los entes que realizan la función de monitoreo de la competencia en los mercados eléctricos.

Durante las reuniones de Comité, se dio seguimiento a los indicadores de desempeño (KPIs) asociados a la operación económica del sistema eléctrico y definidos durante el proceso de planificación estratégica del Coordinador.

Por último, en materia de mercados eléctricos, el Comité tuvo que conocer de las discrepancias en contra del Coordinador presentadas ante el Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos.









# COMITÉ DE GESTIÓN, RIESGO Y AUDITORÍA

La operación de este Comité responde al interés de respaldar la gestión pública del Coordinador mediante la identificación, evaluación y administración de los riesgos y controles internos, la supervisión del cumplimiento normativo y procesos de auditoría interna.

Este Comité supervisa que dichas materias sean cumplidas por las gerencias y cuenta con reportes periódicos de la Unidad de Auditoría y Cumplimiento, que depende directamente del Consejo Directivo. Esta unidad es la sucesora de la Unidad de Auditoría Interna, a la cual el Comité resolvió fortalecer con mayores atribuciones y personal.

Durante 2017, su labor se centró en ayudar a generar una cultura organizacional basada en un Modelo de Cumplimiento Normativo. Junto con capacitar a todo el Coordinador respecto de la responsabilidad penal de los funcionarios públicos, promovió la suscripción y aprobación de la Política de Cumplimiento Normativo.

Otra acción que respaldó la estructuración de este Modelo de Cumplimiento fue la redacción del Código de Ética del Coordinador, el cual fue incorporado al Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad. Además, se estableció el Canal de Consultas y Denuncias y se designó al Comité de Ética, conformado por el Presidente del Consejo Directivo, el

Presidente del Comité de Gestión, Riesgo y Auditoría y un Gerente elegido por todos los trabajadores.

En otro ámbito, se revisó la gestión de auditorías técnicas, con la finalidad de levantar las etapas y materias que las perfeccionen. También, el Comité supervisó el traspaso de los activos esenciales del Coordinador desde los anteriores organismos (CDEC-SING y CDECSIC) para el funcionamiento de la institución, así como la adquisición del terreno en Enea para el establecimiento de la futura sede única del Coordinador.

La ejecución presupuestaria del ejercicio fue seguida constantemente por el Comité, así como la implementación del cargo único de servicio público desde septiembre de 2017, de acuerdo a la Resolución N° 333/2017 de la Comisión Nacional de Energía que instituyó la forma de recaudación del presupuesto 2018.

Asimismo, se contrató mediante licitación a la empresa Deloitte para realizar, durante los períodos 2017 y 2018, la auditoría externa de los estados financieros y de los informes auditados que exige la Ley General de Servicios Eléctricos. El Comité, además, supervisó el desarrollo y formato del primer Informe y Reporte Anual del Desempeño del Sistema Eléctrico y los Niveles de Seguridad del Servicio año 2017, cumpliendo con lo establecido en la Ley.

Otra materia que revisa el Comité son los posibles conflictos de interés de sus directivos y principales ejecutivos. Al respecto, no se registraron declaraciones en ese sentido ni se presentaron consultas o dudas respecto de la aplicación del Código de Gobierno Corporativo.

Los riesgos laborales también fueron revisados de manera frecuente. El ejercicio 2017 se cerró sin riesgos pendientes tras el buen desarrollo de la negociación colectiva con el Sindicato SING, cerrada con la firma del contrato colectivo en noviembre.

# COMITÉ DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Este Comité fue constituido para abordar, en específico, las variables que inciden en la seguridad tanto de la operación como del abastecimiento del sistema eléctrico. A ello se suma el seguimiento de los proyectos de infraestructura crítica y las actividades vinculadas a las interconexiones eléctricas, tanto a nivel nacional como internacional.

El Comité fue parte protagónica del impecable resultado de la interconexión de los sistemas SIC-SING, puesto que apoyó la supervisión del trabajo realizado por los profesionales del Coordinador y las empresas coordinadas. El foco se centró en el análisis de los estudios técnicos y en el seguimiento, tanto de los hitos del proceso y el cumplimiento del cronograma, así como la coordinación entre los equipos técnicos, la capacitación a todos los involucrados y las verificaciones en terreno.

En cuanto a la operación del sistema eléctrico, el Comité vigiló especialmente las fallas ocurridas durante el año. Tal es el caso de la contingencia ocurrida en el sistema norte y que afectó a las subestaciones Maitencillo y Cardones 220kV, ante lo cual el Comité solicitó medidas como la realización de auditorías técnicas correctivas a los sistemas de protección de dichas instalaciones, así como la revisión de los planes de recuperación de servicio

en la zona afectada. Adicionalmente, pidió capacitar a los operadores de los coordinadores regionales en la implementación de dichos planes.

Respecto de la seguridad del abastecimiento del sistema, y si bien del análisis de los informes mensuales enviados a la autoridad no se visualizaron riesgos para los escenarios analizados, el Comité solicitó diversos estudios a los equipos técnicos para evaluar escenarios aún más críticos. Se concluyó que incluso en escenarios hidrológicos más secos no existía riesgo de desabastecimiento. Adicionalmente, ante la modificación del acuerdo para la utilización del embalse de Lago Laja, realizado entre la Dirección de Obras Hidráulicas y ENEL Generación Chile S.A., el Comité solicitó evaluar su impacto en la operación de corto y mediano plazo.

También aprobó las licitaciones de compras de equipos y software para proyectos de infraestructura crítica. Para la interconexión del SING y el SIC se visaron los proyectos de Automatic Generation Control, de integración plataformas SCADA y la migración a la plataforma de ABB, de red WAM y la futura plataforma única (Red ELPROS). Asimismo, dio su conformidad a la licitación del Sistema de Registro de Protecciones (SIREP) y el Sistema de Lectura Remota de Protecciones (SLRP).

Por otra parte, y ante la relevancia de la ciberseguridad para la operación del sistema eléctrico, se dispuso la creación de un Subcomité de Seguridad de la Información, destinado a revisar y proponer acciones en la materia, así como monitorear su implementación. Su primera tarea fue elaborar la política de Seguridad de la Información, para posteriormente iniciar el levantamiento y desarrollo de un mapa de riesgos informáticos del Coordinador, el cual concluirá en los primeros meses del año 2018. Además, gestionó la creación del cargo de Oficial de Seguridad, quien tendrá como misión el desarrollo e implementación de la normativa interna e iniciativas de este ámbito en el Coordinador.

Otra materia de análisis de este Comité durante el 2017 fueron las auditorías técnicas. Se hizo seguimiento a las auditorías correctivas a los sistemas de protecciones de las subestaciones Zaldívar 66kV, Chacaya 220kV, Cardones 220kV y Maitencillo 220kV, aún en curso. También se realizó seguimiento a la auditoría de parámetros mínimos técnicos de la central Guacolda y de varias centrales térmicas en el Norte Grande.







## REMUNERACIONES CONSEJO DIRECTIVO AÑO 2017

	ENE 2017 (UTM)	FEB 2017 (UTM)	MAR 2017 (UTM)	ABR 2017 (UTM)	MAY 2017 (UTM)	JUN 2017 (UTM)	JUL 2017 (UTM)	AGO 2017 (UTM)	SEP 2017 (UTM)	OCT 2017 (UTM)	NOV 2017 (UTM)	DIC 2017 (UTM)	ACUMULADO 2017 (UTM)
Germán Henríquez Véliz*	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	4224
Pilar Bravo Rivera	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	3840
Claudio Espinoza Moraga	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	3840
Andrés Alonso Rivas	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	3840
Jaime Peralta Rodríguez	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	3840

\*Presidente del Consejo Directivo  
UTM: Unidad Tributaria Mensual





# ESTADOS FINANCIEROS 2017

al 31 de diciembre de 2017 e informe de los auditores independientes





## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Honorable Consejo Directivo del  
Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante “el Coordinador”), que comprende el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo, por el año terminado en esa fecha, y las correspondientes notas a los estados financieros.

### Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para las Pymes) emitidos por el International Accounting Standards Board (“IASB”). 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.

### Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad 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 la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría con salvedades.

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en [www.deloitte.com/cl/acercade](http://www.deloitte.com/cl/acercade) la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.

### **Base para la opinión con salvedades**

Según se explica en la Nota 20 a los estados financieros de la entidad, existe una solicitud pendiente de respuesta por parte del Servicio de Impuestos Internos. Debido a lo anterior, la Administración del Coordinador decidió no registrar la provisión de impuesto a las ganancias y activos por impuestos diferidos, por un monto de M\$2.110.967 y M\$443.273 respectivamente, de acuerdo lo establecido en la Sección 29 Impuesto a las Ganancias de NIIF para las Pymes.

### **Opinión**

En nuestra opinión, excepto por los posibles efectos del asunto mencionado en el párrafo anterior de la “Base para la opinión con salvedades”, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional al 31 de diciembre de 2017, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo, por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para las Pymes).

### **Otros asuntos**

En diciembre de 2017, el Coordinador solicitó pronunciamiento al Servicio de Impuestos Internos y que a la fecha se encuentra pendiente de resolución por parte de dicho servicio, el cual tiene por objeto, en términos generales, confirmar que: a) el Coordinador al no tener rentas gravadas de Primera Categoría, no queda gravado al impuesto de primera categoría, ni a la obligación del artículo 84 de la LIR de enterar pagos provisionales mensuales, y b) que las actividades que realiza el Coordinador se encuentran afectos al Impuesto a las Ventas y Servicios del Decreto Ley N°825, en virtud del N°1 del artículo 2 de dicho decreto.



Febrero 26, 2018  
Santiago, Chile



Juan Carlos Cabrol Bagnara  
Socio

**COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA  
ELECTRICO NACIONAL**

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017  
(Cifras en miles pesos - M\$)

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota N°</b>	<b>31.12.2017 M\$</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	9.108.605
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	6	1.519.749
Activos por impuestos corrientes	9	<u>581.188</u>
<b>Total activos corrientes</b>		<u><b>11.209.542</b></u>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	6	56.643
Propiedades, planta y equipo	7	839.649
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8	<u>722.034</u>
<b>Total activos no corrientes</b>		<u><b>1.618.326</b></u>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<u><u><b>12.827.868</b></u></u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros



<b>PASIVOS Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>Nota N°</b>	<b>31.12.2017 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10	2.620.821
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	11	2.573.578
Otras provisiones	12	963.010
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>6.157.409</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>		
Resultados acumulados		6.670.459
<b>Total patrimonio neto</b>		<b>6.670.459</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO</b>		<b>12.827.868</b>

# INFORME DE CUMPLIMIENTO DE INDICADORES DE GESTION (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017)

Febrero 26, 2018

Señores  
Coordinador Independiente Del Sistema Eléctrico Nacional  
Presente

Hemos efectuado los procedimientos que se describen a continuación, los cuales fueron acordados con el Coordinador Independiente Del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante el “Coordinador”), solo para asistirlos en ciertos acuerdos alcanzados por el Coordinador. Este trabajo de procedimientos acordados, fue efectuado de acuerdo con normas de atestiguación para procedimientos acordados sección AT201, establecidas en Chile. La suficiencia de estos procedimientos es de exclusiva responsabilidad de la Administración de Coordinador Independiente Del Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, no hacemos representación alguna sobre la suficiencia de dichos procedimientos, tanto para el propósito para el cual se ha requerido este informe o para cualquier otro propósito.

Nuestros procedimientos e indagaciones no constituyen una auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Por lo tanto, en este informe no expresamos una opinión sobre cualquier información financiera y otra información incluida o referida en este informe. Además, los procedimientos e indagaciones que efectuamos de acuerdo a vuestros requerimientos, pueden no comprender todos los temas relacionados o que pudieran ser pertinentes o necesarios para efectuar los análisis y revisiones antes mencionadas. En consecuencia, no hacemos ninguna representación con respecto a la suficiencia de los procedimientos convenidos con ustedes para vuestros propósitos.

En el Anexo A adjunto, se detallan los procedimientos acordados, los procedimientos realizados y nuestras conclusiones. En el Anexo B adjunto, se muestra un cuadro resumen del cumplimiento global de cada uno de los KPI.

Saludamos atentamente a ustedes,



Juan Carlos Cabrol B.  
Socio

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en [www.deloitte.com/cl/acercade](http://www.deloitte.com/cl/acercade) la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.



## ANEXO A - RESULTADOS OBTENIDOS

Como resultado de la revisión de los procedimientos convenidos con Coordinador Independiente Del Sistema Eléctrico Nacional, a continuación, presentamos el detalle de los procedimientos realizados y nuestras conclusiones:

### 1. Evaluación del grado de cumplimiento anual de los indicadores de gestión

#### Procedimientos convenidos

- Solicitar los indicadores de gestión establecidos por el Coordinador.
- Tomar conocimiento y efectuar evaluaciones de la razonabilidad de la metodología utilizada para determinar los indicadores de gestión.
- Realizar evaluación del grado de cumplimiento anual de los indicadores de gestión establecidos por el Coordinador:
  - Verificar el cumplimiento porcentual del indicador normativo respecto del valor establecido como Target.
  - Verificar el cumplimiento de estado de avance del programa diseñado (avance real vs programado).

#### Procedimientos realizados

- Tomamos conocimiento y efectuamos evaluaciones de la razonabilidad de la metodología utilizada para determinar los indicadores de gestión a octubre de 2017.
- Logramos entendimiento de los 29 objetivos estratégicos de la dimensión;
  - Resultados (12 KPI)
  - Clientes (5 KPI)
  - Procesos (9 KPI)
  - Personas / Aprendizaje (3 KPI)
- Realizamos evaluación del grado de cumplimiento anual de los indicadores de gestión:
  - Verificamos el cumplimiento porcentual del indicador normativo respecto del valor establecido como Target.
  - Verificamos el cumplimiento de estado de avance del programa (avance real vs programado).

#### Conclusión

Los 29 indicadores de gestión a diciembre de 2017, tienen un cumplimiento superior al 90%, por lo cual se considera que dan cumplimiento a lo programado.

## ANEXO B – RESUMEN CUMPLIMIENTO KPI (ANUAL)

La siguiente tabla muestra un cuadro resumen del cumplimiento global de cada uno de los KPI (Anual).

KPI	Real vs Programado	Avance
1.1 Frecuencia.	99,60% vs 100%	Cumple
1.2 Tensión.	100% vs 100%	Cumple
1.3 Frecuencia Media de Interrupción.	100% vs 100%	Cumple
1.4 Tiempo Medio de Interrupción.	100% vs 100%	Cumple
1.5 Energía No Suministrada.	90,60% vs 100%	Cumple
1.6 Congestión Anual de la Red.	100% vs 100%	Cumple
1.7 Costo de Operación del Sistema.	100% vs 100%	Cumple
1.8 Presupuesto.	91,50% vs 100%	Cumple
1.9 Eficacia en los Pronósticos.	100% vs 100%	Cumple
1.10 Licitaciones Tx (1).	100% vs 100%	Cumple
1.11 Licitaciones Tx (2).	100% vs 100%	Cumple
2.1 Encuesta Reputacional (índice consolidado).	100% vs 100%	Cumple
3.1 Tasa de Reclamos Coordinados.	100% vs 100%	Cumple
3.2 Índice de Satisfacción de Clientes (encuesta, orientada a clientes en general).	100% vs 100%	Cumple
3.3 Costo Administración Coordinador.	100% vs 100%	Cumple
4.1 Tasa de Reclamos (TR) en Solicitudes de Transparencia.	100% vs 100%	Cumple
4.2 OTIF de Reportes (Reportes en Tiempo y Forma).	100% vs 100%	Cumple
5.1 Índice de Satisfacción de Clientes (Encuesta, orientada a Coordinados).	100% vs 100%	Cumple
5.2 Tasa de Cumplimiento de Instrucciones a Coordinados (1)	97,40% vs 100%	Cumple
5.3 Tasa de Cumplimiento de Instrucciones a Coordinados (2).	98,00% vs 100%	Cumple
6.1 Disponibilidad Plataformas Críticas Coordinador.	100% vs 100%	Cumple
6.2 Disponibilidad Plataformas Críticas (TI).	100% vs 100%	Cumple
6.3 Cumplimiento Programa Desarrollo de Plataformas (CDC).	99,00% vs 100%	Cumple
7.1 Cumplimiento Programa de Procesos Críticos Homologados y Documentados (certificados)	98,00% vs 100%	Cumple
8.1 Cumplimiento en Tiempo y Forma de Hitos del Plan Interconexión.	99,00% vs 100%	Cumple
8.2 Frecuencia Promedio de Interrupciones No Programadas Durante PES.	100% vs 100%	Cumple
9.1 Mejora en Evaluación Consolidada de Competencia Técnica y No Técnicas.	100% vs 100%	Cumple
10.1 Mejoras en Evaluación de Atributos Escogidos de Cultura (ej: Innovación).	97,50% vs 100%	Cumple
11.1 Ranking Great Place to Work.	97,50% vs 100%	Cumple




3.

---

**DIRECCIÓN  
EJECUTIVA**





La Dirección Ejecutiva tiene por misión ejecutar los acuerdos y directrices adoptados por el Consejo Directivo, la gestión para el funcionamiento técnico y administrativo del organismo y proponer al Consejo Directivo la estructura organizacional del Coordinador y las demás materias que le delegue el Consejo Directivo.

---





# EQUIPO EJECUTIVO



**1. DANIEL SALAZAR J.**  
Director Ejecutivo  
Ingeniero Civil Electricista,  
Universidad Técnica Federico Santa María.

**2. ERNESTO HUBER J.**  
Gerente de Operación.  
Ingeniero Civil Electricista,  
Universidad de Chile.

**3. RODRIGO BARBAGELATA S.**  
Gerente de Mercados.  
Ingeniero Civil Industrial,  
Pontificia Universidad Católica de Chile

**4. JUAN CARLOS ARANEDA T.**  
Gerente de Planificación de la Transmisión.  
Ingeniero Civil Electricista,  
Universidad Técnica Federico Santa María.

**5. GABRIEL CARVAJAL M.**  
Gerente de Ingeniería y Proyectos.  
Ingeniero Civil Industrial,  
Universidad de Chile.

**6. RAFAEL CARVALLO C.**  
Gerente de Tecnología e Innovación.  
Ingeniero Civil Electricista,  
Universidad Técnica Federico Santa María.

**7. DANIELA GONZÁLEZ D.**  
Gerenta de Asuntos Legales.  
Abogada,  
Universidad de Chile.

**8. LEONOR PODUJE C.**  
Gerenta de Administración y Presupuesto.  
Ingeniero Comercial,  
Universidad de Chile.



# UN AÑO MARCADO POR LA INSTALACIÓN DE UNA NUEVA ORGANIZACIÓN Y LA HISTÓRICA INTERCONEXIÓN

La misión de garantizar la continuidad operacional de los sistemas interconectados Central y del Norte Grande, diseñar e instalar la nueva estructura organizacional y unir los sistemas para formar el sistema eléctrico nacional, marcaron buena parte del quehacer de las gerencias del Coordinador Eléctrico Nacional. La definición de nuevos roles, responsabilidades y gobernanza, así como la realización de estudios y análisis, acompañado de múltiples definiciones en los sistemas y plataformas tecnológicas, fueron sucediéndose a lo largo del ejercicio, hasta que el 21 de noviembre de 2017 se concretó un hito histórico, la anhelada operación conjunta de ambos sistemas, el SING y el SIC.

## LAS PERSONAS, NUESTRO PRINCIPAL CAPITAL

La puesta en marcha del Coordinador Eléctrico Nacional, formalizada el 1 de enero de 2017, involucró un importante esfuerzo de liderazgo y gestión para crear las bases que sustentan a la organización.

Las personas de la institución son su principal capital y garantía de éxito futuro. Por ello, su desarrollo y la integración cultural de profesionales y especialistas provenientes de los CDEC que antecedieron al Coordinador fueron un eje de trabajo prioritario, y lo seguirá siendo durante 2018.

Así, durante el primer trimestre de 2017 se avanzó en la consolidación del trabajo iniciado en 2015 de integrar a las personas que formaban parte de los CDEC de ambos sistemas, creándose la nueva estructura organizacional del Coordinador. Bajo la conducción de la Dirección Ejecutiva, y considerando la opinión de los trabajadores a través de un proceso de consulta interna, se definió la nueva estructura de la institución.

De esta forma, se decidió la creación de ocho gerencias, y dos unidades de staff, subordinadas a la Dirección Ejecutiva. Las gerencias quedaron divididas entre las que participan directamente en los procesos propios del Coordinador (Operación, Mercados, Ingeniería y Proyectos y Planificación de la Transmisión) y las llamadas transversales, cuya gestión sirve de soporte para otras labores clave en la organización: Tecnología e Innovación, Asuntos Legales, Gestión de Personas, y Administración y Presupuesto.

En tanto, el Consejo Directivo tiene bajo su supervisión directa las unidades de Monitoreo de la Competencia, Auditoría y Control de Gestión, y Comunicaciones Externas y Relacionamento Institucional.



## EL AÑO DE LA INTERCONEXIÓN

La Gerencia de Operación fue un actor importante en la concreción de este anhelado objetivo. Su principal foco a lo largo del año fue preservar la seguridad de los sistemas SING y SIC, y al mismo tiempo formar el nuevo sistema nacional en función de la puesta en servicio simultánea de las instalaciones que permitirían la integración de ambos sistemas. Esto involucró la revisión rigurosa de los antecedentes y estudios de impacto presentados por las empresas responsables de los proyectos asociados a la interconexión, sin perder de vista la realización de diversos estudios operacionales que permitieron anticiparse a las condiciones que se producirían tras la interconexión.

Otro aspecto que requirió una importante cantidad de trabajo fue el desarrollo de un único proceso de programación de la operación, a partir de los existentes en los sistemas SING y SIC, puesto que históricamente ambos estaban desarrollados de acuerdo con sus particularidades. El desafío era obtener un pre despacho mediante una correcta valorización del agua de los embalses y una adecuada solución del problema de unit commitment en un sistema hidrotérmico con creciente presencia de ERNC, respetando las restricciones operacionales del nuevo sistema.

La solución alcanzada se basó en el uso del modelo PLP (para la programación de mediano y largo plazo), combinado con el software de modelación hidrotérmica



PLEXOS, ambos ejecutados con periodicidad diaria. Todo lo anterior se tradujo en una administración más eficiente de los recursos hídricos en comparación con la obtenida del proceso semanal utilizado en el antiguo SIC.

Para hacer frente al reto de operar el nuevo sistema en tiempo real, a lo largo del año se implementó un programa de entrenamiento específico para el personal del Centro

de Despacho y Control, el cual se hizo extensivo a los encargados de los Centros de Control de las empresas Transelec, TEN e Interchile, responsables de las nuevas instalaciones asociadas a la interconexión.

Junto al aporte de la Gerencia de Tecnología e Innovación, se trabajó en la integración de los sistemas informáticos de los antiguos CDEC, particularmente de la plataforma





SCADA Network Manager, encargada de coordinar en tiempo real la generación y transmisión de energía eléctrica de manera segura y económica.

A la dificultad de que las plataformas SCADA utilizadas por los antiguos organismos provenían de distintos proveedores, se sumaba la necesidad de hacer una migración de los datos hacia la última versión de esta plataforma, sin que ello afectara la integridad del servicio eléctrico. Aunque esta migración se debe completar en junio de 2018, al cierre de 2017 se logró configurar la totalidad de las señales del Norte Grande en la plataforma migrada, junto con integrar el 60% de estas señales en conjunto con las empresas coordinadas.

Otro desarrollo tecnológico implementado en la operación fue la puesta en servicio del

Control Automático de Generación (AGC, por su sigla en inglés) en las plataformas SCADA propias de cada sistema eléctrico, inicialmente en forma separada, para luego avanzar, con ocasión de la interconexión, a una estructura integrada -jerárquica y paralela-, que permitió realizar una transición exitosa en esta función de control.

Adicionalmente, se avanzó en la expansión de la red WAM del Sistema de Monitoreo, a través de la puesta en servicio de múltiples equipos de medición fasorial y de concentración de datos, los cuales han aportado información valiosa de la dinámica del sistema, especialmente a partir de la energización y sincronización de las instalaciones asociadas a la interconexión.

La Gerencia de Mercados, por su parte, contribuyó al esfuerzo de interconexión

con el desarrollo de procesos únicos para el cálculo de los peajes nacionales, el cálculo de la potencia de suficiencia y los balances de transferencias de energía y potencia. Además, para el proceso de cálculo de los costos marginales de energía se consiguió aunar criterios relevantes sin producirse objeciones de parte de los coordinados.

En este contexto, durante el año se implementó una nueva metodología y sistema web para la información de costos y disponibilidad de combustibles. Lo anterior permitió que cada empresa estuviera preparada para dar cumplimiento con la normativa vigente relacionada con los costos y disponibilidad de combustibles y, por lo tanto, que el Coordinador Eléctrico Nacional cuente con información confiable y veraz para el ejercicio de sus funciones.



## DESARROLLO FUTURO: EXPANSIÓN Y LICITACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Un desafío permanente del Coordinador Eléctrico Nacional es aportar al desarrollo energético del país mediante la definición y ejecución de las obras de transmisión necesarias para sustentar el funcionamiento abierto, eficiente y seguro del sistema eléctrico.

Uno de los principales hitos en esta materia fue la primera planificación anual de la transmisión de acuerdo con lo establecido en la Ley 20.936, a cargo de la Gerencia de Planificación de la Transmisión. Tras analizar el comportamiento de los flujos de potencia esperados en tramos del sistema y los posibles requerimientos de expansión, el Coordinador definió la realización de 17 proyectos zonales, presupuestados en US\$99 millones de dólares, y cuatro proyectos para el sistema nacional, que tendrán un costo de US\$478 millones de dólares. Entre ellos destacan la nueva línea de 500 kV desde Concepción al sur y la subestación Nueva Taltal 500/220 kV.

En tanto, en diciembre fue presentada la primera versión del Estudio de Capacidad Técnica Disponible de instalaciones de transmisión dedicadas. Este reporte no solo promueve el acceso abierto a las instalaciones de transmisión del territorio nacional y facilita la competencia entre

los agentes, sino que también provee información clave para la industria, en cuanto a la localización de nuevos proyectos de generación, ya que permite identificar el potencial uso de las líneas de transmisión, como también para proyectos de nueva demanda.

Durante este mismo mes fue publicado el Estudio de Integridad del Sistema de Transmisión (EIST-2017), que indica los niveles de cortocircuito máximos para la red eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional de 220 kV y superior, entre los años 2018 y 2021. Este diagnóstico y su proyección permiten advertir potenciales limitaciones que se pueden considerar al planificar o localizar nuevos proyectos de transmisión o generación, así como disponer de valores referenciales para el desarrollo y especificación de equipos primarios, infraestructura eléctrica o diseños de ingeniería de subestaciones.

Durante el año también se abrieron y adjudicaron las licitaciones de obras de transmisión mandatadas bajo la anterior ley eléctrica, junto con iniciar los primeros procesos licitatorios bajo la nueva normativa sectorial.

En junio, en tanto, y bajo la conducción de la Gerencia de Ingeniería y Proyectos, concluyó exitosamente la adjudicación para la construcción de las obras nuevas contempladas en el decreto 373 de 2016,

que contemplaba, entre otras, la nueva subestación seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV; un nuevo banco de autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en las subestaciones Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar; la nueva línea Nueva Maitencillo-Punta Colorada-Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA, y la subestación seccionadora Nueva Lampa 220 kV.

Por otro lado, y con motivo de la publicación del Decreto Exento N° 418 de 2017, en noviembre se dio inicio al proceso de licitación de Obras de Ampliación y de Obras Nuevas Zonales con la publicación de las Bases Administrativas y Técnicas, elaboradas en esta ocasión por el Coordinador Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N° 269 de 2017. La licitación contempló 98 obras a ser adjudicadas durante el año 2018, cuyo monto total de inversión supera los US\$1.000 millones y se compone de 31 Obras Nuevas Zonales y de 67 Obras de Ampliación Zonales.

Además, en octubre de 2017 se dio inicio a la licitación de Obras Nuevas de Transmisión Nacional, establecidas en el Decreto Exento N° 422 de 2017, correspondiente a otros ocho proyectos, por un monto de US\$300 millones.

Para lograr una gran cantidad de oferentes en ambos procesos, se desarrollaron diversas iniciativas de difusión tanto en Chile como en el extranjero, especialmente en los meses de septiembre y octubre. Adicionalmente, esta gerencia implementó una plataforma especial de licitaciones, que permitirá lograr una mayor eficiencia en la gestión de estos procesos.

## UN DESAFÍO PERMANENTE DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL ES APORTAR AL DESARROLLO ENERGÉTICO DEL PAÍS

## INNOVACIÓN: FOCO CLAVE PARA TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA

Un foco clave para garantizar una operación más segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional es promover un constante impulso a los procesos de Innovación e Investigación y Desarrollo (I2D) al interior del Coordinador. Este ámbito durante el ejercicio 2018 se convertirá en una nueva función a cumplir por la institución, dado su carácter estratégico. El propósito es contribuir con la modernización de los sistemas de energía, a través de análisis críticos del desempeño del sistema y mercado eléctrico, de la incorporación de nuevas tecnologías, así como la promoción de la investigación a nivel nacional, entre otras acciones.

El Coordinador se dedicó durante 2017 a prepararse para asumir en propiedad dicha responsabilidad y generar una Cultura de la Innovación en toda la organización. Para esto, la Gerencia de Tecnología e Innovación diseñó e inició la implementación de un modelo de gestión de la innovación, que establece un proceso permanente de creación de valor en el quehacer de Coordinador. Esta práctica, que será implementada desde el año 2018 en adelante, se caracteriza por desarrollar capacidades y aplicar metodologías que promueven la innovación en todos los quehaceres, enfocadas en facilitar la generación y concreción de nuevas ideas, que permitan anticiparse a los nuevos desarrollos. De esta forma, los integrantes del Coordinador pueden agregar valor medible y permanente en el cumplimiento de su rol y funciones.

Paralelamente, se generaron nuevas herramientas y modelos que aportan a la gestión del organismo. Por ejemplo, ante

el desafío que implica la mayor inserción de energía solar y eólica en la planificación y operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional, se inició un proyecto que mejora los modelos utilizados en la denominada coordinación hidrotérmica. Este considera pronósticos y monitoreo de caudales, y optimización de mediano plazo de recursos hidrotérmicos ante mayores requerimientos de flexibilidad.

De manera complementaria, se contrató el desarrollo de un nuevo sistema de pronóstico de corto plazo de caudales para las centrales hidroeléctricas más relevantes en la operación del sistema eléctrico. Esta nueva metodología entrará en vigor en junio de 2018 y considera la utilización de modelos físicos de las cuencas para internalizar sus características topológicas, el uso de modelos meteorológicos para anticipar crecidas en caudales y la generación de escenarios para modelar la incertidumbre hídrica, entre otros aspectos.

Otro ámbito de experiencia innovadora se dio en octubre, cuando se desarrolló exitosamente una prueba de evaluación de la capacidad de una central fotovoltaica para proveer servicios complementarios, siendo la primera ocasión en Latinoamérica y el segundo intento de este tipo a nivel mundial. Se trató de un desarrollo conjunto del Coordinador con la empresa First Solar y el Centro de Investigación Internacional ENGIE Laborelec, consiguiéndose una evaluación objetiva y precisa de las capacidades de una planta fotovoltaica para proveer servicios compartidos como Control Rápido de Frecuencia (respuesta inercial sintética) y Control Rápido de Tensión (respuesta tipo STATCOM), así como una simulación de la conexión de la planta al Control Automático de Generación.

## NUEVOS MODELOS Y PROCESOS DE GESTIÓN

Durante el año, las distintas gerencias del Coordinador realizaron una serie de aportes técnicos y metodológicos que contribuyeron a hacer más fluida la labor de la organización y de las empresas coordinadas.

Para cumplir con lo establecido en los anexos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que entran en vigor en 2018, se realizaron un conjunto de iniciativas para determinar los parámetros operacionales de las centrales generadoras, referidos a potencia máxima, mínimos técnicos y parámetros de partida y detención.

Otro aporte sustantivo para la interacción con las empresas sujetas a coordinación fue la construcción de un Registro Único de Coordinados, proceso impulsado por la Gerencia de Asuntos Legales. Dicho registro cuenta con los antecedentes legales de todas las empresas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional, permitiendo mayor eficiencia y agilidad en el flujo de información desde y hacia el Coordinador.

Dicha Gerencia también trabajó en el diseño y elaboración de todos los instrumentos legales asociados a la implementación de las Licitaciones de Obras de Transmisión, tales como la elaboración de las Bases de Licitación, definición y lineamientos de los principales aspectos jurídico-administrativos a considerar en dichos procesos. Como parte de dichas tareas, se gestó un conjunto de asesorías legales especializadas destinadas a dimensionar los principales riesgos jurídicos, con énfasis en materia de libre competencia, de tal manera de adoptar las recomendaciones y



resguardos necesarios que permitan culminar dichos procesos sin contingencias jurídicas y dentro de los plazos establecidos.

Otra de las tareas desarrolladas durante el año fue dotar al Coordinador de los lineamientos jurídicos claves para la eficaz gestión administrativa, mediante la elaboración e implementación de nuevos instrumentos y herramientas para las adquisiciones y contratación de bienes y servicios por parte del Coordinador, incorporando un proceso de verificación de Personas Expuestas Políticamente.

Otro aspecto que resultó ser clave para la organización durante el año anterior dice relación con los aspectos de gestión administrativa y manejo presupuestario, a cargo de la Gerencia de Administración y Presupuesto.

En este sentido, la gerencia lideró el proceso de elaboración del primer presupuesto del Coordinador Eléctrico, el que fue presentado ante la Comisión Nacional de Energía (CNE) el 18 de julio y aprobado a mediados del mes de agosto.

Otro elemento de la mayor significación, y que estuvo a cargo de esta gerencia, fue el inicio del nuevo régimen de financiamiento del Coordinador, mediante la aplicación del Cargo por Servicio Público (CSP), mecanismo que permitirá financiar la labor del Coordinador a partir de 2018, y que difiere sustantivamente del utilizado por los antiguos CDEC. Finalmente, la Gerencia de Administración y Presupuesto presentó ante el Consejo Directivo los primeros Estados Financieros del organismo, correspondientes al año 2017, para su auditoría y posterior aprobación.





# TRANSPARENCIA Y ATENCIÓN CIUDADANA

Uno de los cinco principios que guían el quehacer del Coordinador Eléctrico Nacional es el de la transparencia.

Para la institución este principio es aplicable tanto en cumplimiento de las exigencias de información requeridas en la Ley Eléctrica, como en su actuar y en la publicidad de su información.

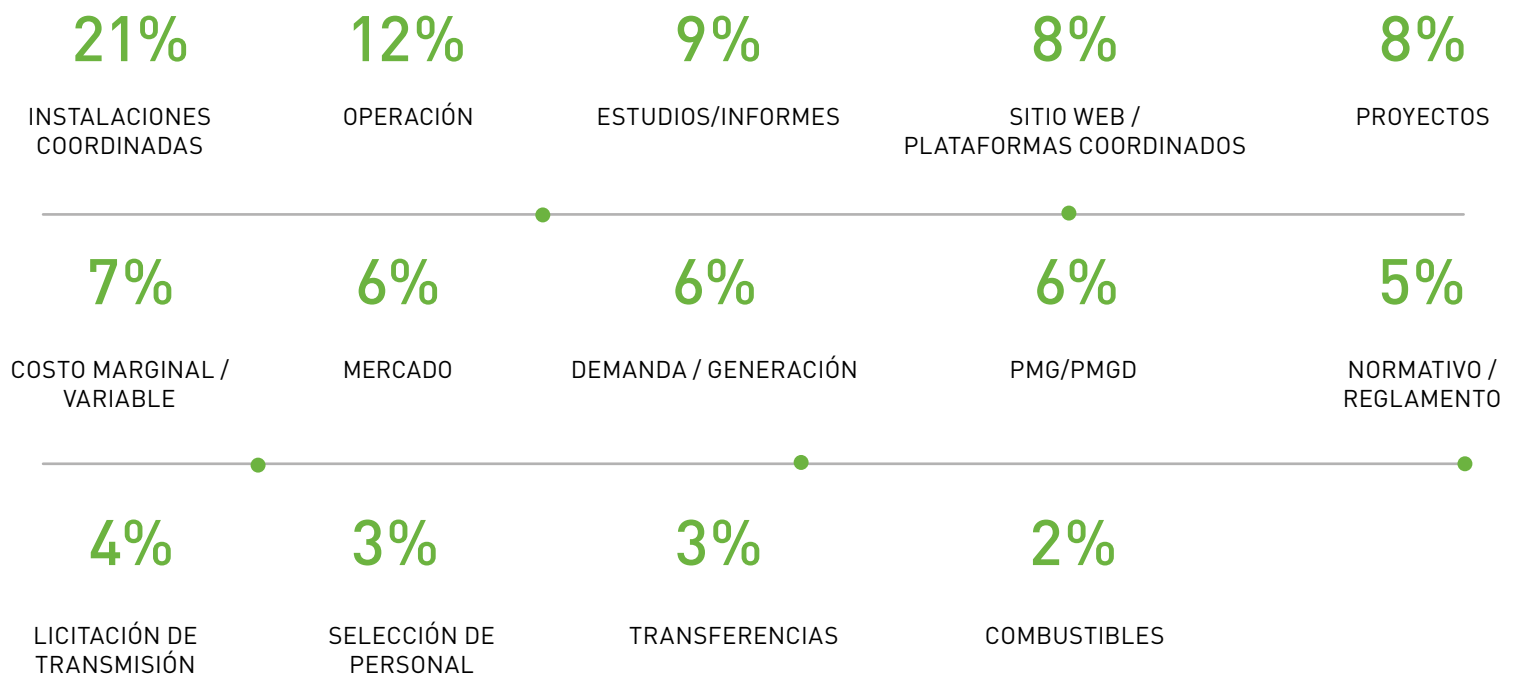
Suscribimos que la transparencia es una condición relevante para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico y la debida relación con nuestras principales audiencias.

En este contexto es que contamos en nuestro portal web con dos canales de atención, el primero de ellos es el buzón de Acceso de Información, de acuerdo a lo indicado en la Ley Eléctrica, debiendo el Coordinador hacer entrega de toda la información que se le solicite, salvo que la misma sea objeto de causales de secreto o reserva; y el segundo es el buzón de Atención Ciudadana, dispuesto por el Coordinador para efectuar consultas, sugerencias y reclamos, sobre temas técnicos y generales relacionados con nuestra institución.

Es posible ver en las siguientes gráficas el funcionamiento de estos espacios durante el año 2017.

## SOLICITUDES DE ACCESO A LA INFORMACIÓN

Durante el año 2017 se recibieron un total de 411 solicitudes de acceso a información, cuyas materias corresponden en gran medida a las siguientes:



## CONSULTAS ATENCIÓN CIUDADANA

	CONSULTAS	SUGERENCIAS	RECLAMOS	TOTAL
ENERO - FEB - MARZO	10		01	11
ABRIL - MAYO - JUNIO	02			02
JULIO - AGOSTO	32	01	04	Sin información
SEPT				37
OCT - NOV - DIC	31		02	33
<b>TOTAL</b>	<b>75</b>	<b>01</b>	<b>07</b>	<b>83</b>






4

**SISTEMA  
ELÉCTRICO  
NACIONAL**





El Sistema Eléctrico Nacional une a Chile desde Arica hasta Chiloé. Está conformado por el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.

- SEN: Sistema Eléctrico Nacional
- SIC: Sistema Interconectado Central
- SING: Sistema Interconectado del Norte Grande



Las tablas y gráficos en este capítulo se pueden descargar en formato Excel. Solo debe hacer click sobre ellos.

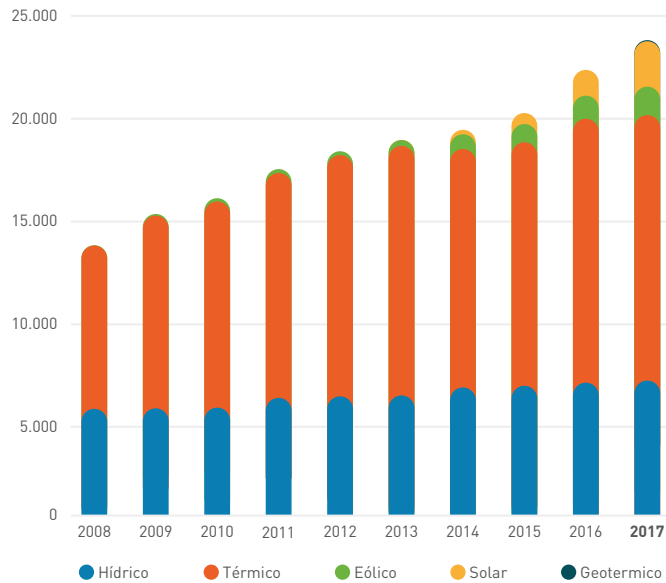




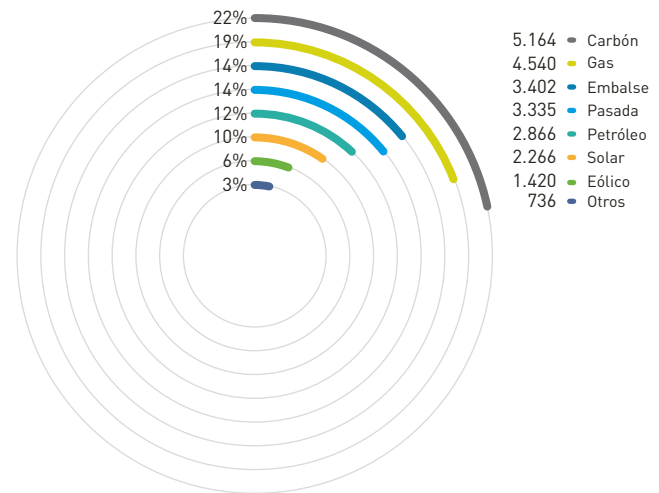
# OPERACIÓN 2008-2017

## CAPACIDAD INSTALADA SEN

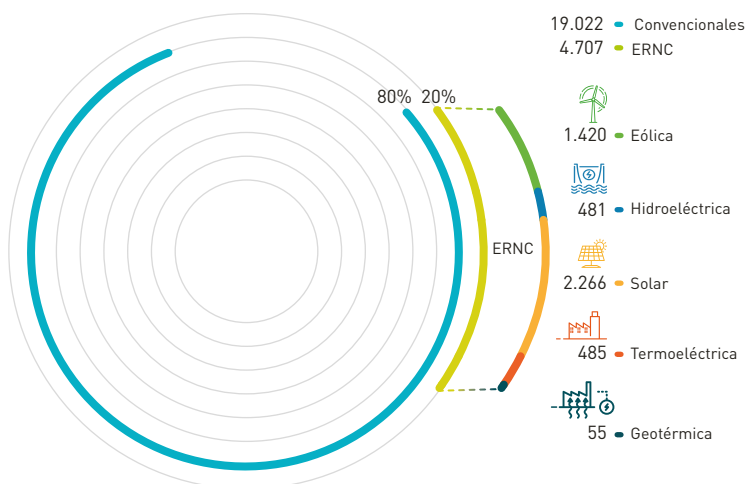
### • Evolución por Tecnología 2008-2017 [MW]



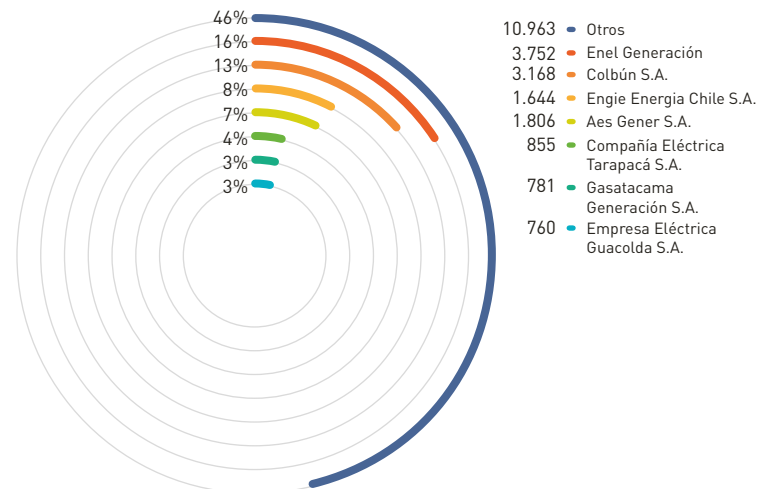
### • Por Tipo de Combustible 2017 [MW]



### • Capacidad ERNC 2017 [MW]



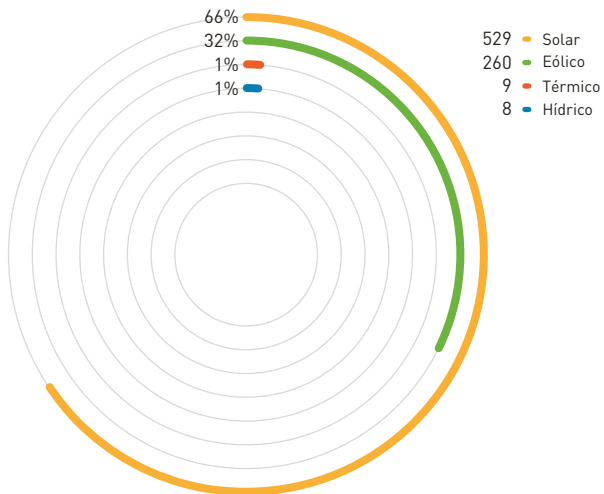
### • Potencia Instalada de Coordinados 2017 [MW]





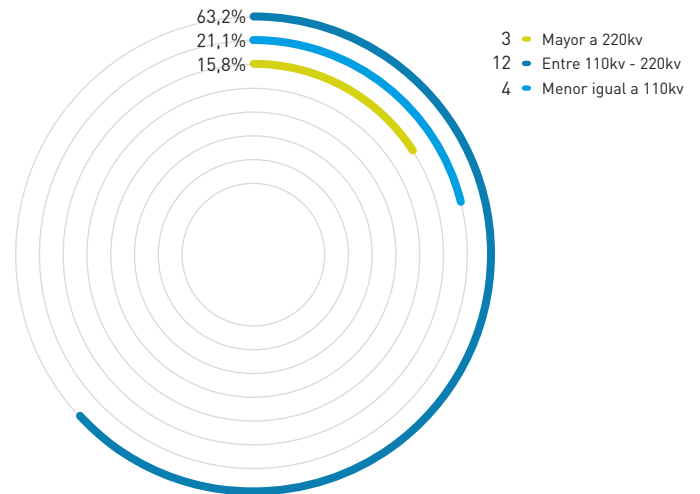
## PROYECTOS EN OPERACIÓN

### • Nuevas Instalaciones de Generación (MW)



Nº PROYECTO	PROPIETARIO	CAP. INSTALADA (MW)	FECHA INICIO OPERACIÓN	
1	PFV El Romero	Acciona Energía Chile	196,0	03-mar-17
2	Quilapilún (solar)	Chungungo	103,0	09-mar-17
3	Parque Eólico San Juan	San Juan	184,8	16-mar-17
4	Finis Terrae (solar)	Enel Green Power del Sur S.A.	112,0	18-abr-17

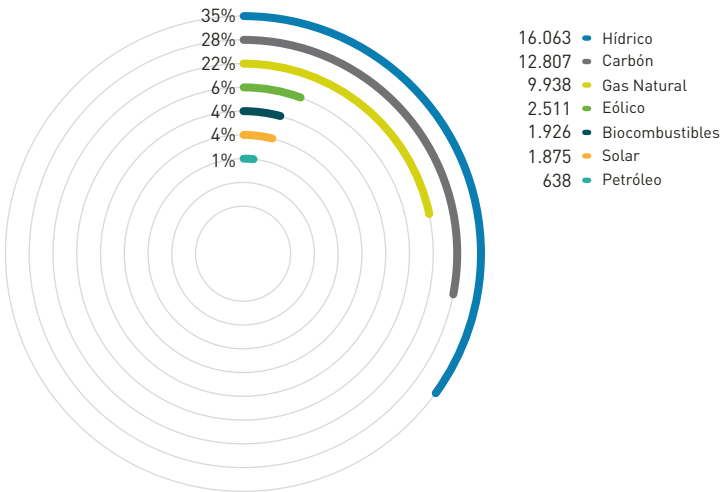
### • Nuevas Instalaciones de Transmisión (Nº de líneas)



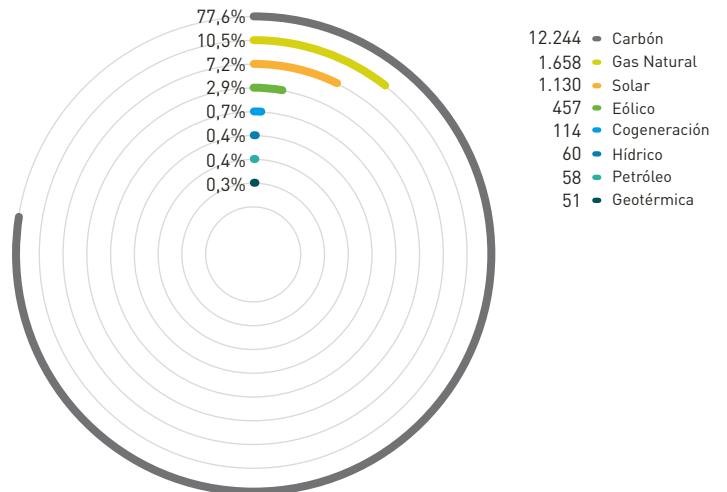
Nº PROYECTO	PROPIETARIO	FECHA INICIO OPERACIÓN	
1	LT 220 kV Encuentro - Lagunas	Interchile	01-jun-17
2	LT 2x220 kV 1500 MW Los Changos-Kapatur	Transec	20-nov-17
3	S/E Changos, S/E Cumbre y Ampliación S/E Nva. Cardones	TEN	24-nov-17
4	LT 2x500 kV Los Changos-Cumbre-Nueva Cardones	TEN	24-nov-17

## GENERACIÓN DE ENERGÍA

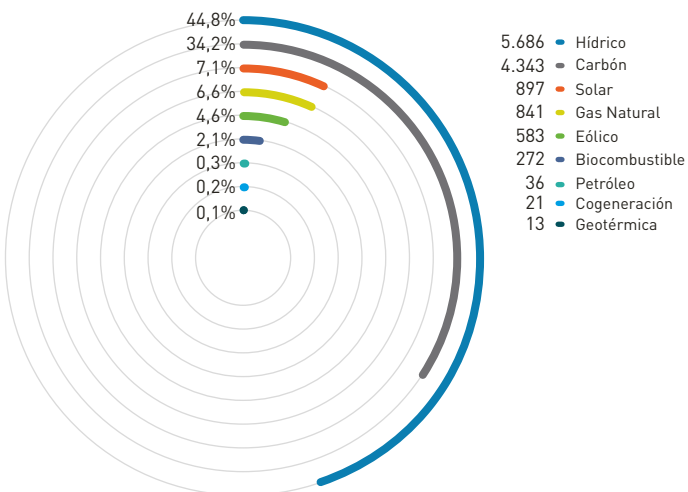
### • Generación Tipo de Combustible SIC (ene-oct. 2017) (GWh)



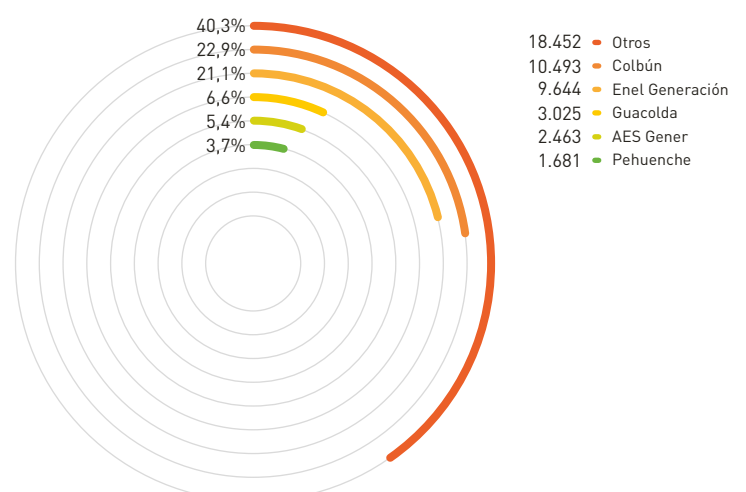
### • Generación Tipo de Combustible SING (ene-oct. 2017) (GWh)



### • Generación Tipo de Combustible SEN (nov-dic. 2017) (GWh)

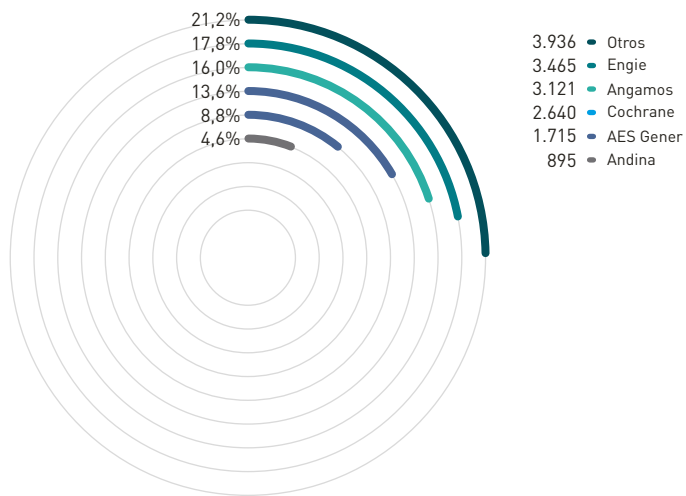


### • Generación de Energía por Empresa SIC (ene-oct. 2017) (GWh)

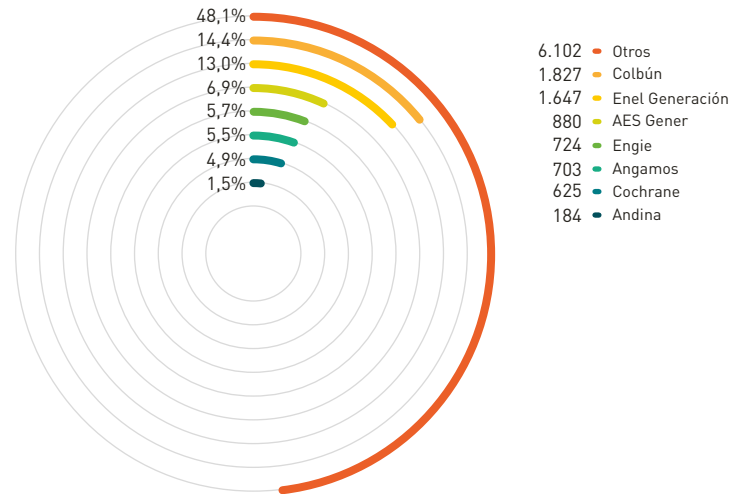




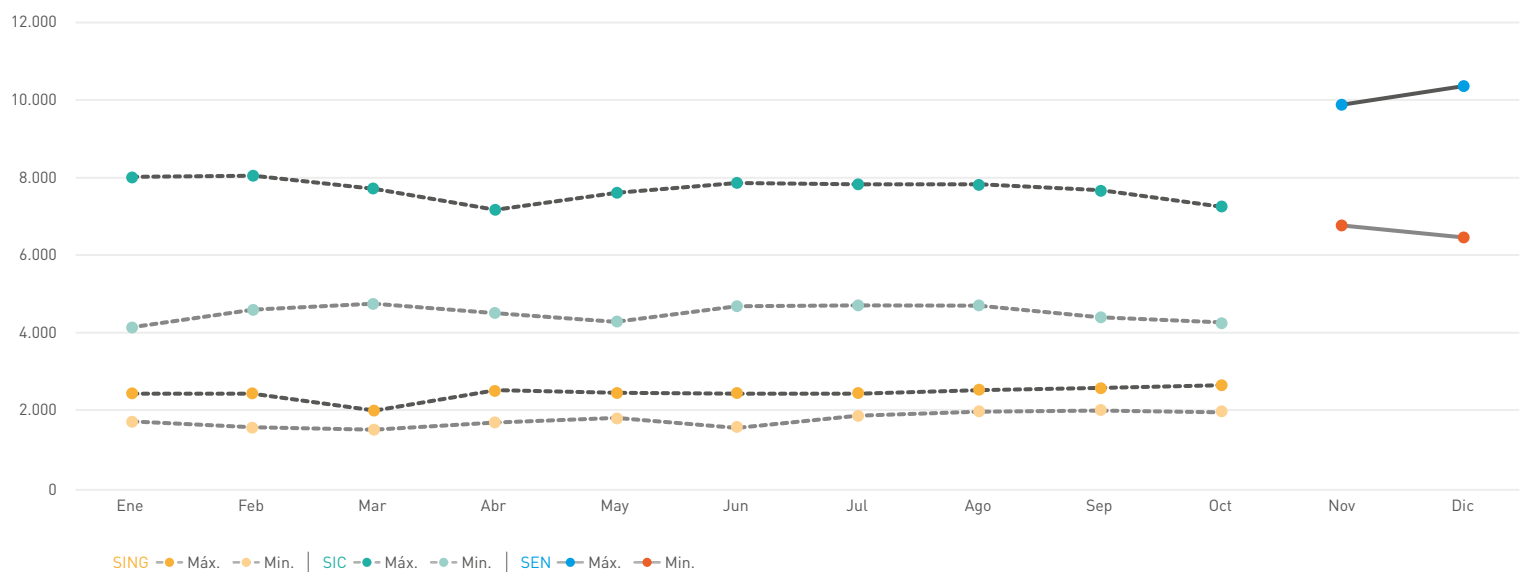
• **Generación de Energía por Empresa SING** (ene-oct. 2017)  
(GWh)



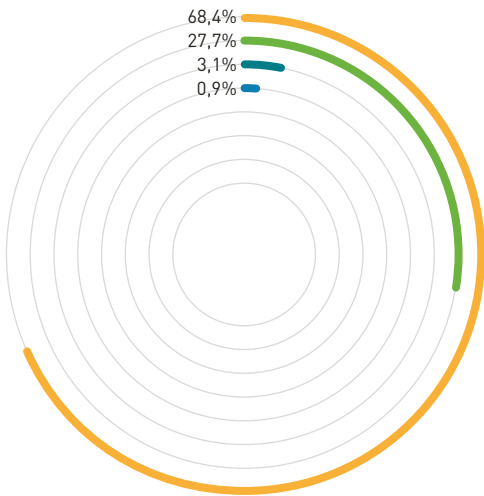
• **Generación de Energía por Empresa SEN** (ene-oct. 2017)  
(GWh)



• **Evolución de Demandas Máximas y Mínimas**  
(MW)

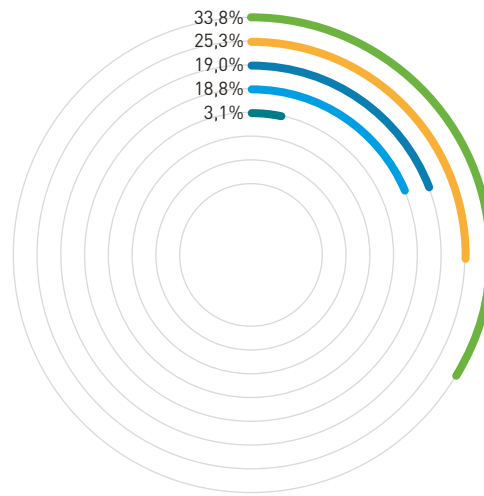


• **Generación ERNC SING** (ene-oct. 2017)  
(GWh)



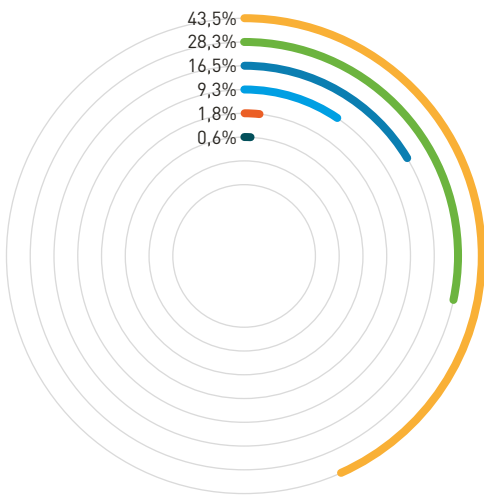
1.130 Solar  
457 Eólica  
51 Geotérmica  
15 Hidroeléctrica

• **Generación ERNC SIC** (ene-oct. 2017)  
(GWh)



2.511 Eólica  
1.875 Solar  
1.410 Hidroeléctrica  
1.398 Biomasa  
230 Otras ERNC

• **Generación ERNC SEN** (nov-dic. 2017)  
(GWh)

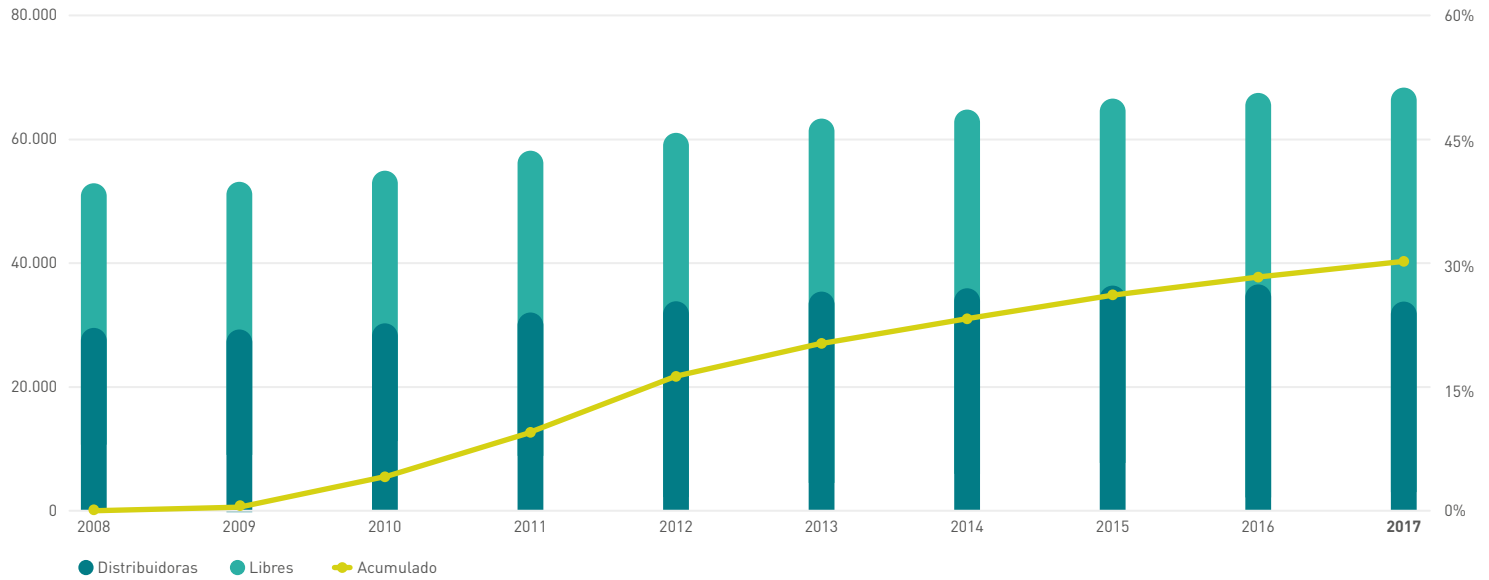


897 Solar  
583 Eólica  
340 Hidroeléctrica  
191 Biomasa  
37 Térmica  
13 Geotérmica



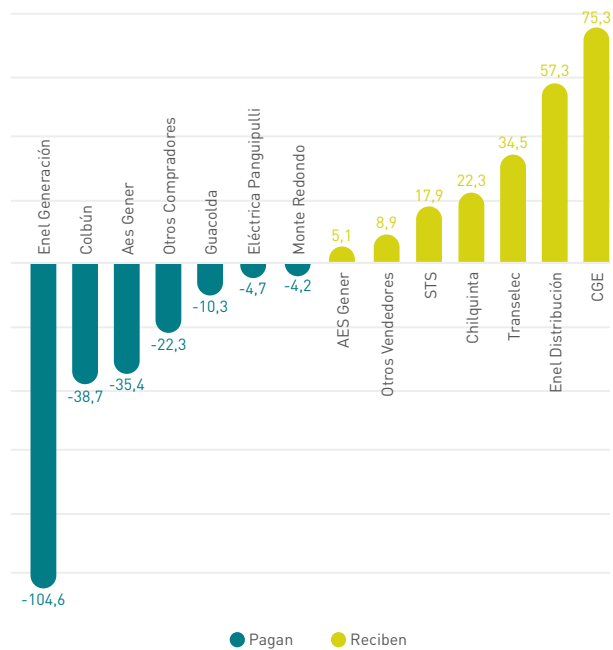
## VENTAS ANUALES

### • Ventas a Clientes (GWh)

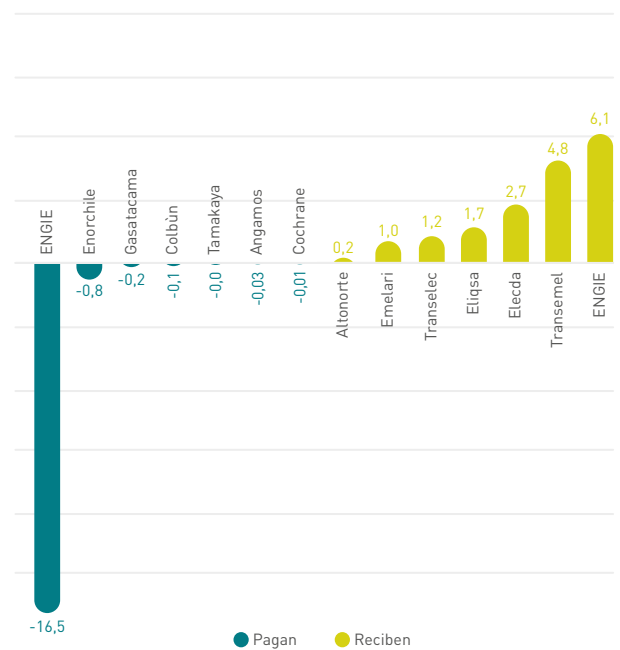


## TRANSFERENCIAS

### • Pagos Transmisión Zonal (Subtransmisión) 2017 SIC Balance MM USD

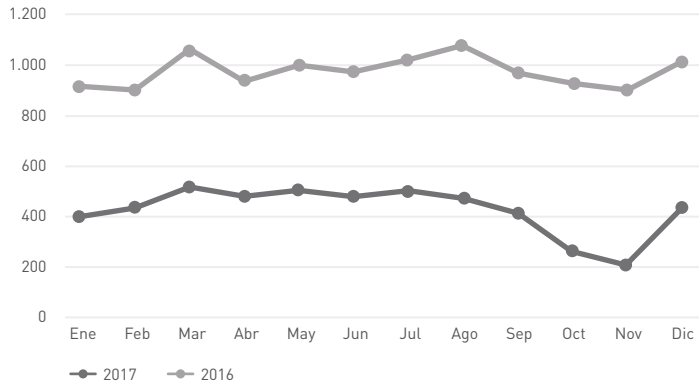


### • Pagos Transmisión Zonal (Subtransmisión) 2017 SING Balance MM USD

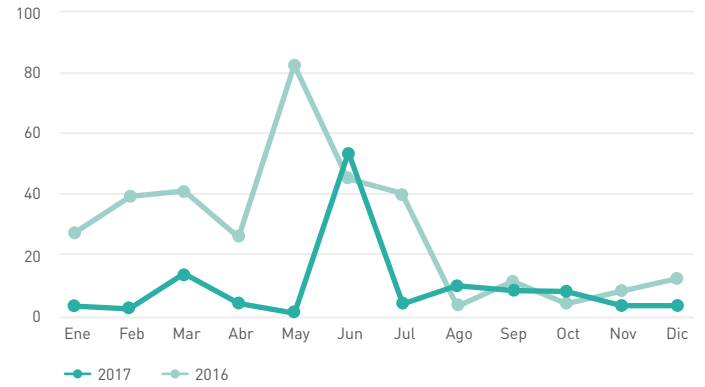


## COMBUSTIBLE - CONSUMOS

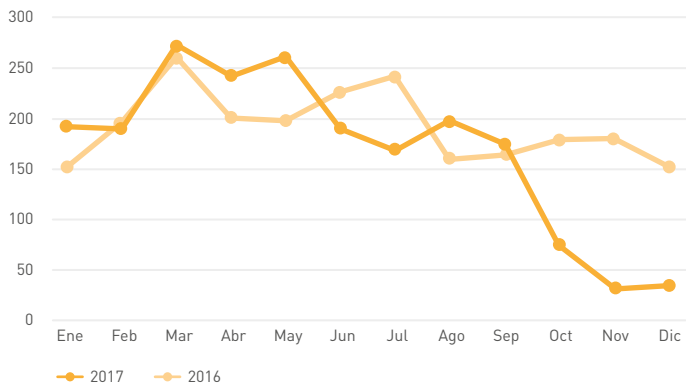
### • Consumo Carbón (ene-dic) Miles de Toneladas



### • Consumo Diésel (ene-dic) Miles de Toneladas



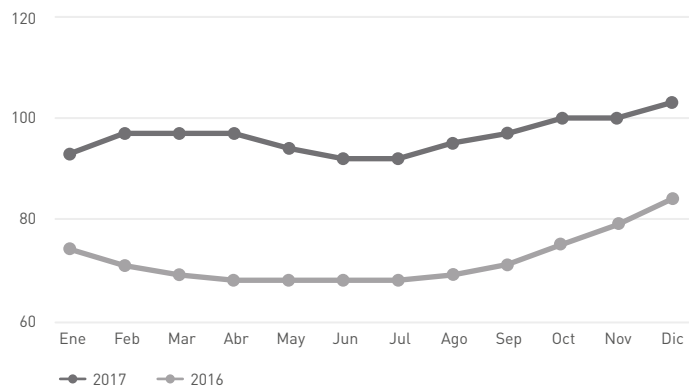
### • Consumo Gas Natural (ene-dic) Miles de Toneladas



## COMBUSTIBLE - PRECIOS

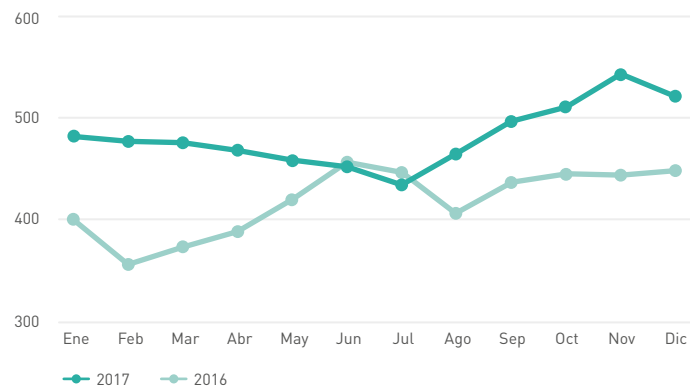
### • Precio Carbón (ene-dic)

USD/Ton



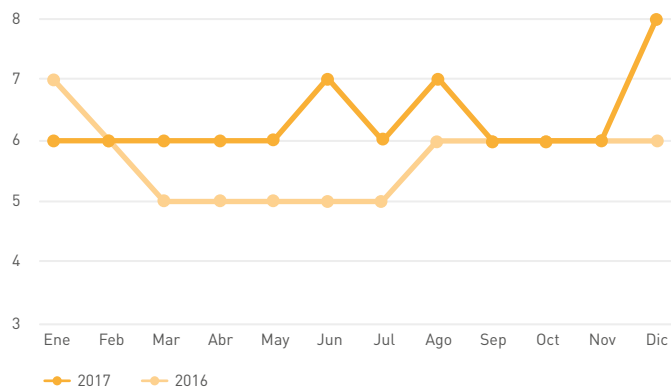
### • Precio Diésel (ene-dic)

USD/m<sup>3</sup>



### • Precio Gas Natural (ene-dic)

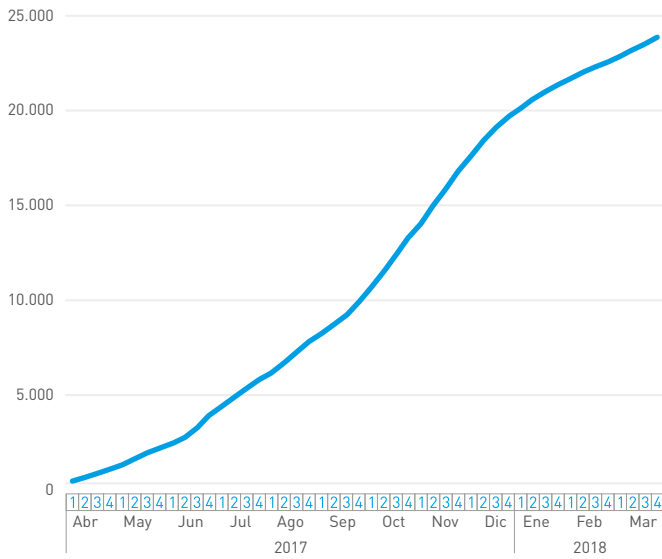
USD/MMBTU



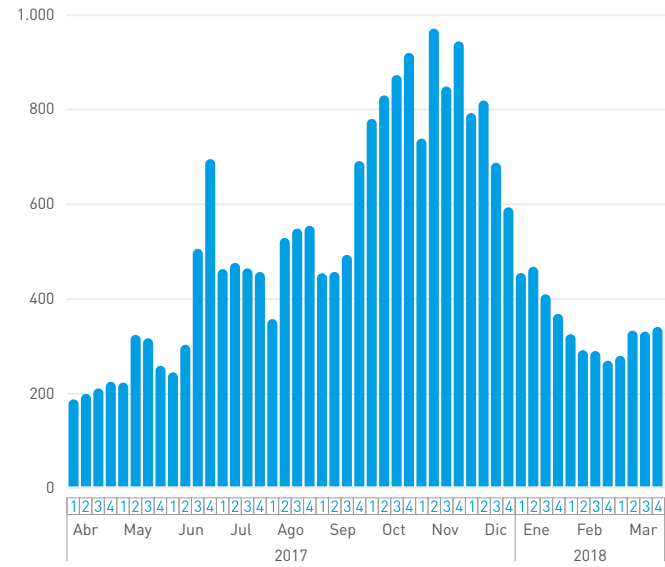


## AFLUENTE AÑO HIDROLÓGICO 2017

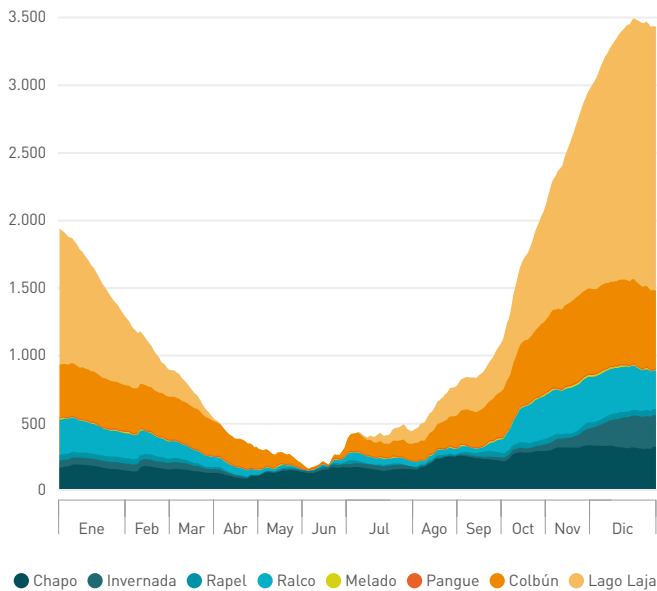
### • Energía Afluente Acumulada Semanal (GWh)



### • Energía Afluente Semanal (GWh)

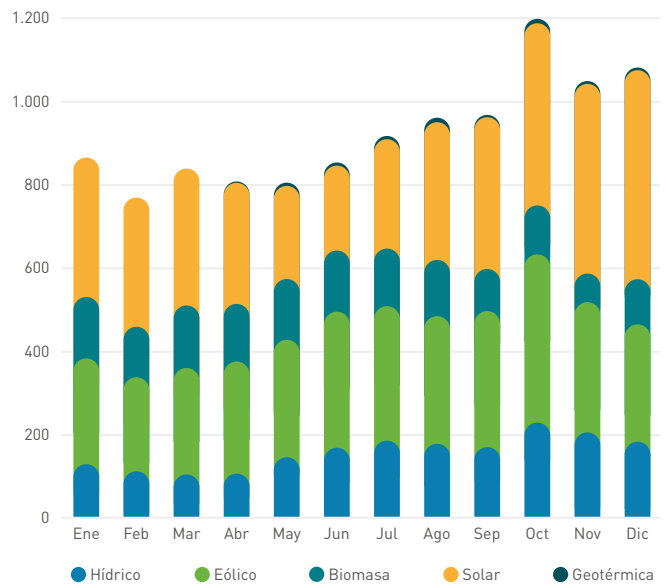


### • Energía Embalsada (GWh)



## BALANCE ERNC

### • Balance ERNC (GWh-mes)

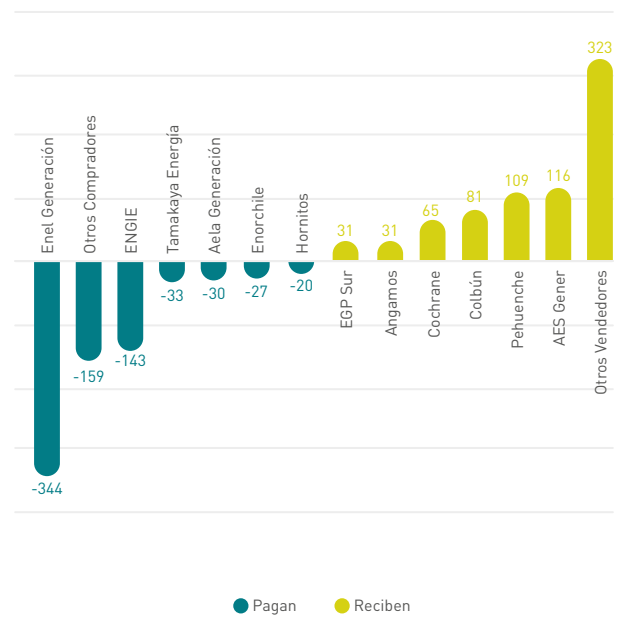


# BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA 2017 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

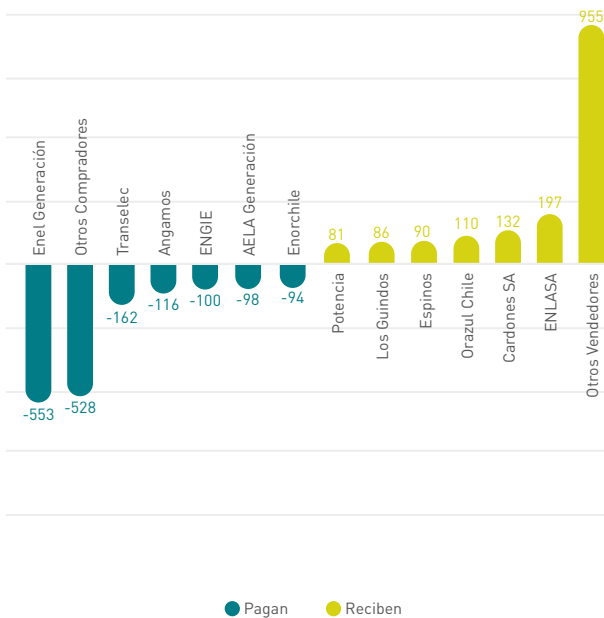
## • Balance Energía Físico (GWh)



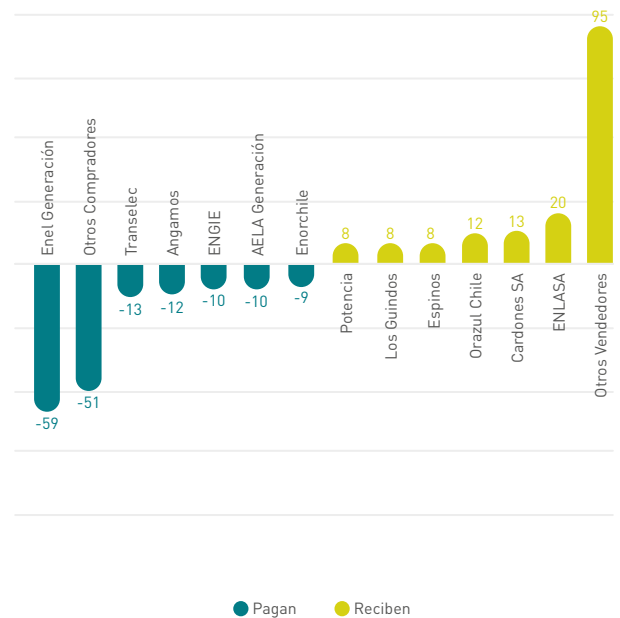
## • Balance Energía Monetario (MM USD)



## • Balance Potencia Físico (MW)

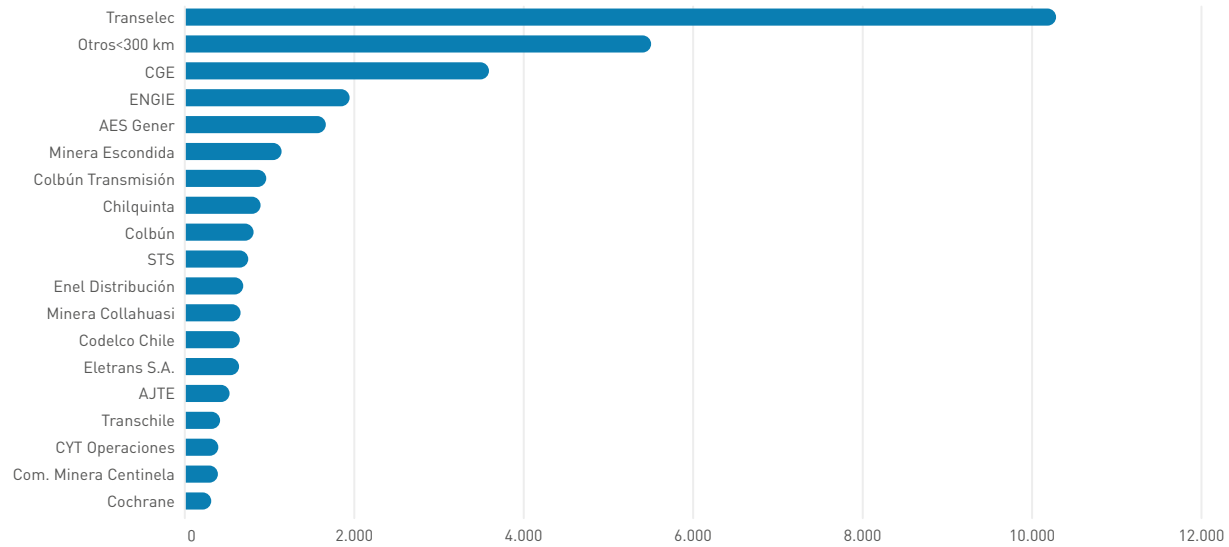


## • Balance Potencia Monetario (MM USD)

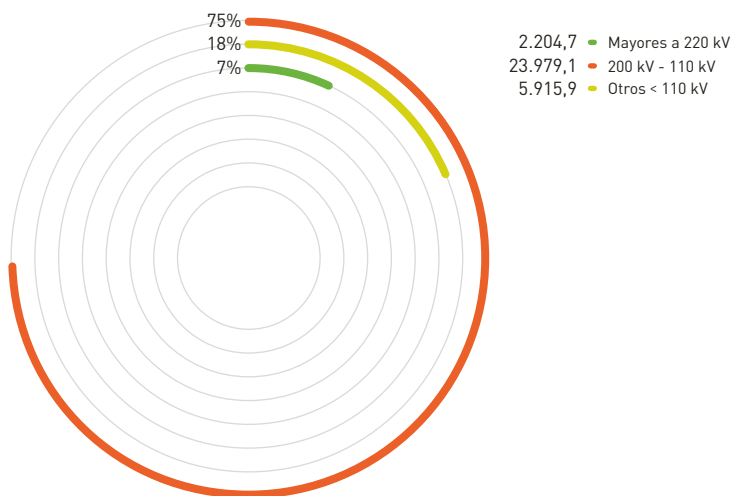


## LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

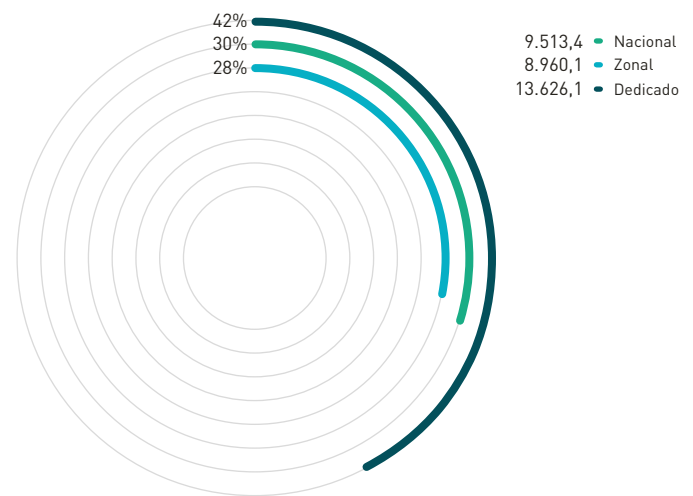
### • Kilómetros de Líneas por Empresa (km)



### • Sistema de Transmisión por su Longitud (km)



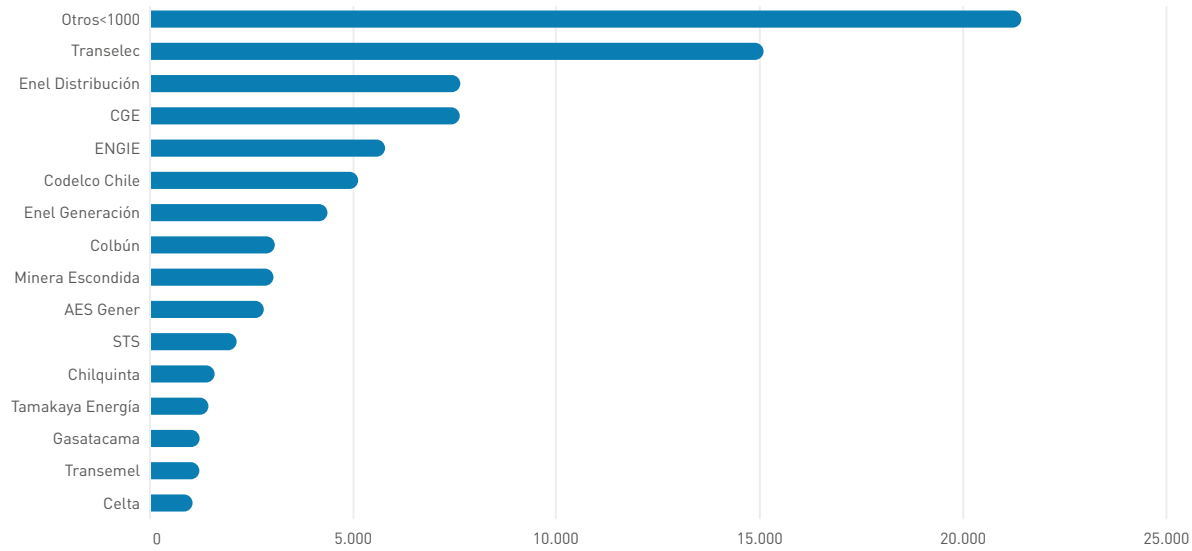
### • Sistema de Transmisión por su Segmento (km)



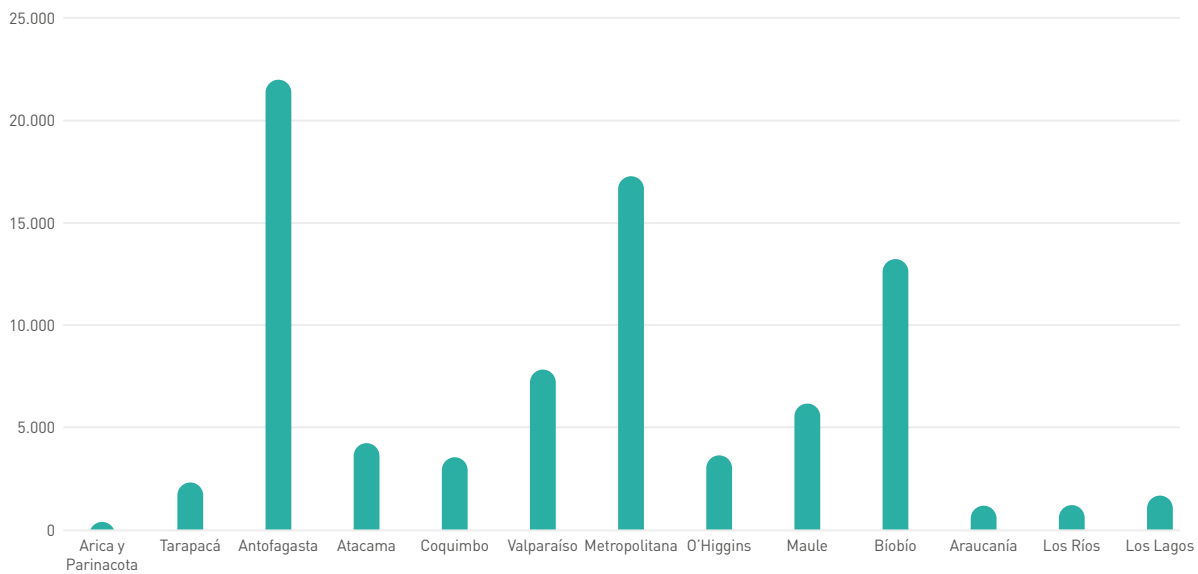


## SUBESTACIONES

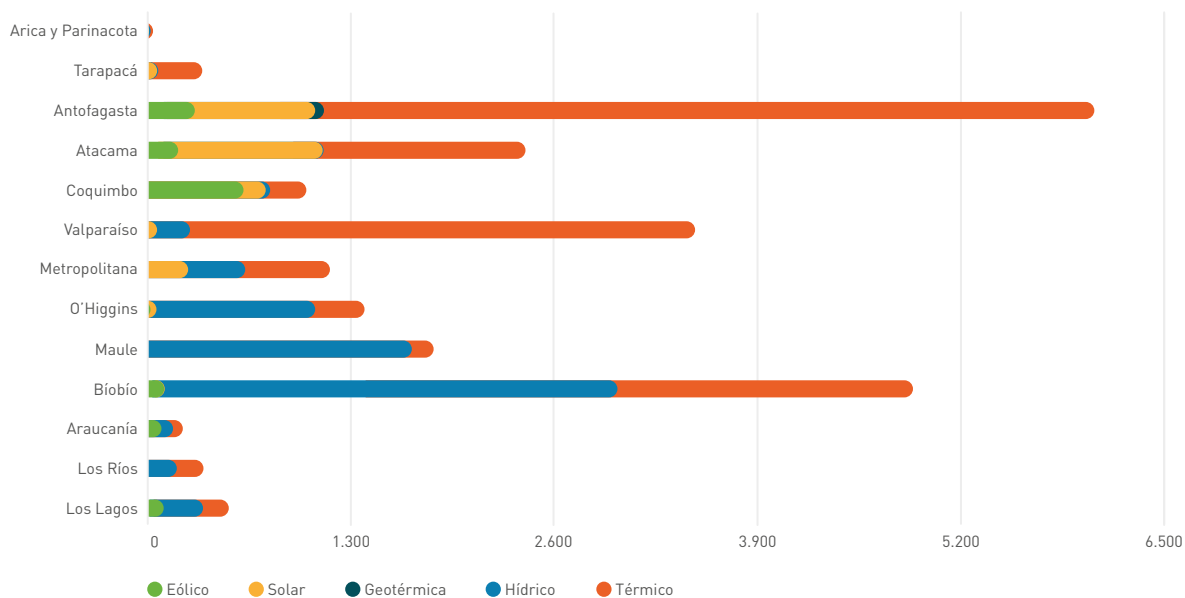
### • Capacidad Instalada en Subestaciones por Empresa (MVA)



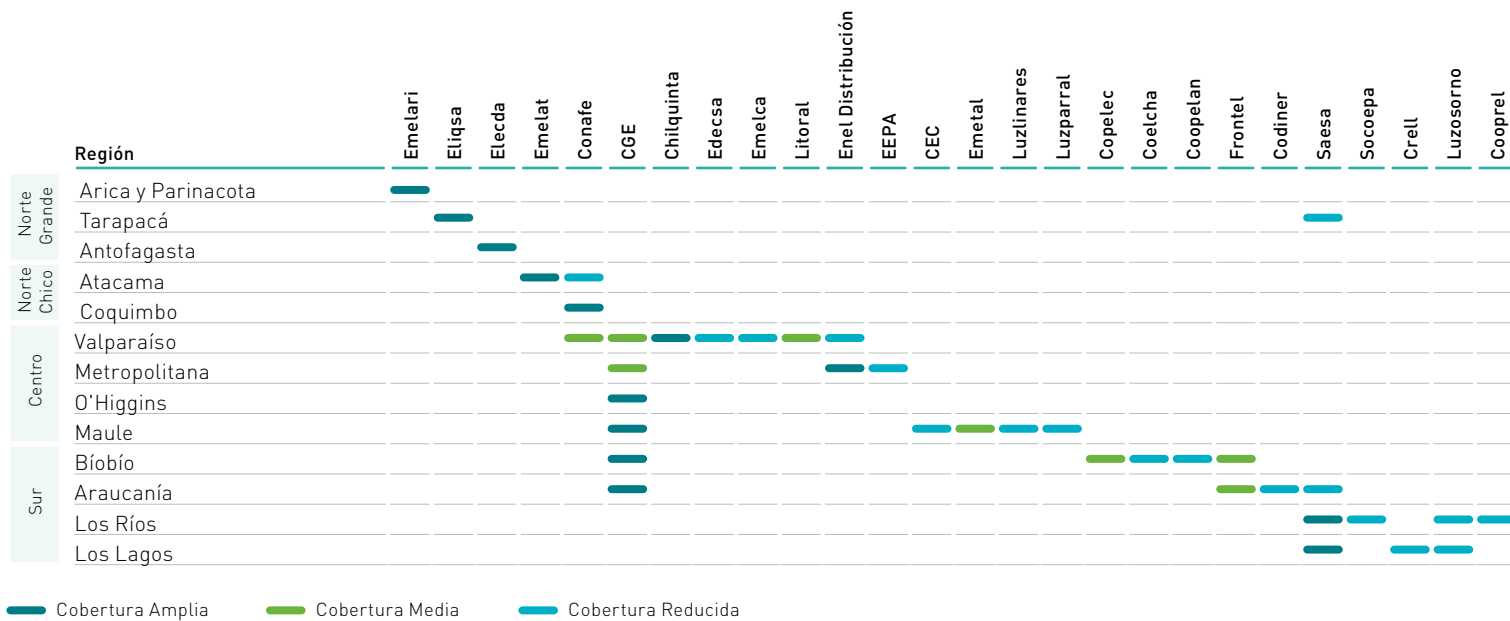
### • MVA Instalados por Región



• Capacidad Instalada por Región (MW)



Distribuidoras

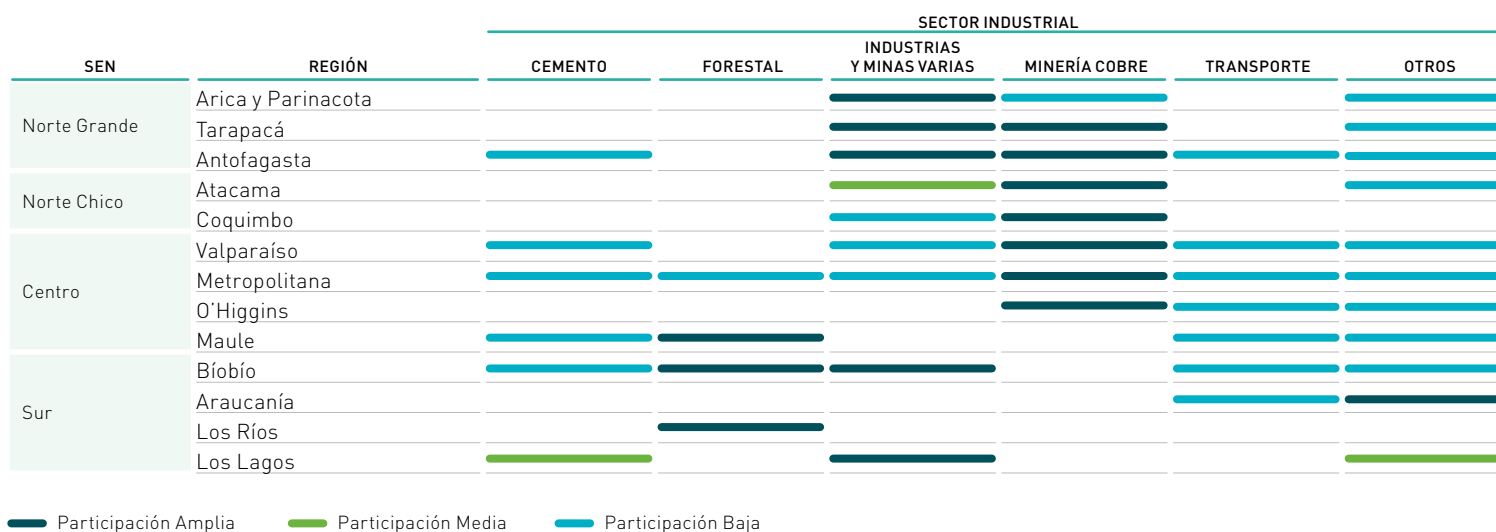


Distribuidoras Coordinadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, y cobertura regional en términos de los retiros que realizan.

• Distribuidoras Coordinadas y Regiones

SEN	REGIÓN	POBLACIÓN (CENSO 2017)	RETIRO ENERGÍA REGULADO (MWh-Año)	CONSUMO RESIDENCIAL PER CÁPITA (kWh-año)
Norte Grande	Arica y Parinacota	224.548	339708	1.512,9
	Tarapacá	324.930	513.032	1.578,9
	Antofagasta	599.335	1.027.205	1.713,9
Norte Chico	Atacama	285.363	696.811	2.441,8
	Coquimbo	742.178	1.197.089	1.612,9
Centro	Valparaíso	1.790.219	3.352.015	1.872,4
	Metropolitana	7.036.792	15.143.007	2.152,0
	O'Higgins	908.545	1.603.201	1.764,6
	Maule	1.033.197	1.999.360	1.935,1
Sur	Bíobío	2.018.803	3.361.144	1.664,9
	Araucanía	938.626	1.309.319	1.394,9
	Los Ríos	380.181	681.573	1.792,8
	Los Lagos	823.204	1.669.261	2.027,8

La siguiente figura muestra la presencia regional de los distintos sectores industriales identificados para efectos de este Reporte Anual, y su participación en la respectiva región en términos de los retiros de energía realizados para cada sector durante 2017.



Participación de las distintas industrias en la respectiva región, en términos de los retiros de energía que realizaron durante 2017.



## SISTEMAS MEDIANOS (SSMM)

### Sistemas eléctricos con una capacidad instalada entre 1,5 (MW) y 200 (MW)

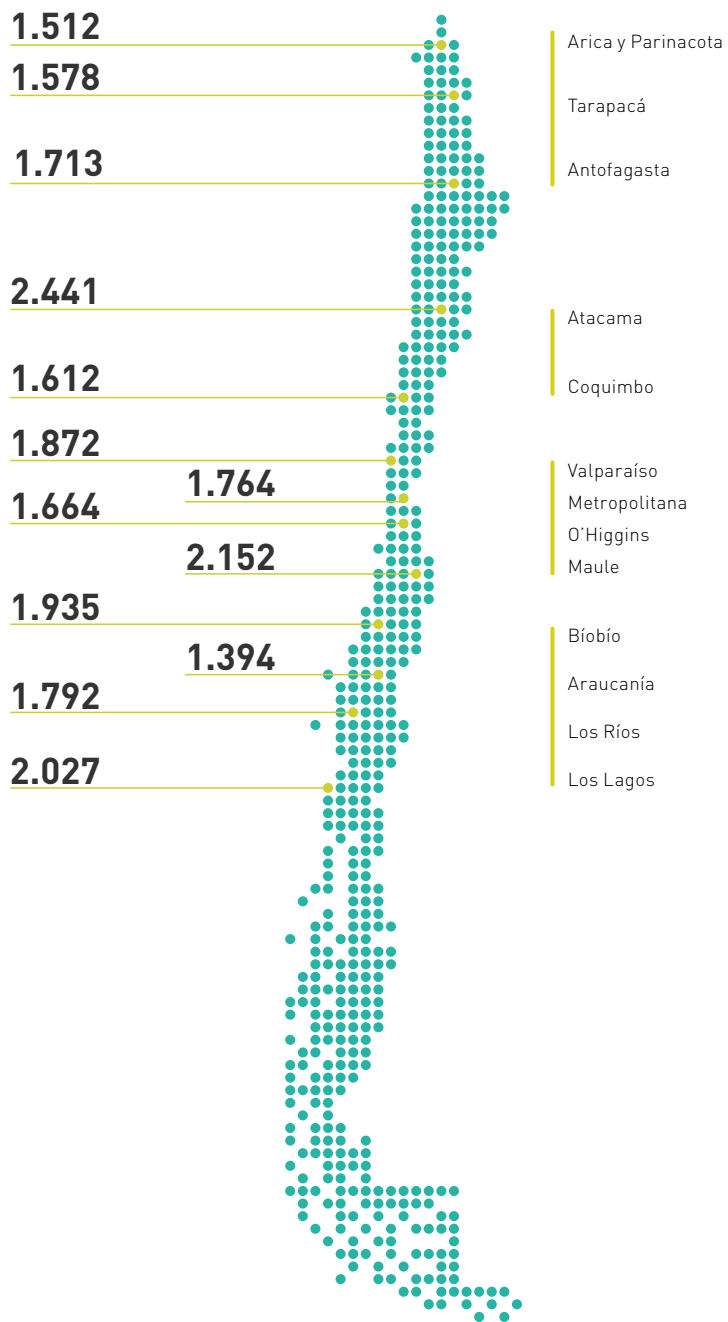
- En territorio continental, son 9 SSMM:

SSMM	REGIÓN	NOMBRE	CAPACIDAD GENERACIÓN (MW)
SSMM 1	Región de Los Lagos	Cochamó	2,4
SSMM 2	Región de Los Lagos	Hornopirén	4,5
SSMM 3	Región de Aysén	Aysén	54,4
SSMM 4	Región de Aysén	Palena	3,2
SSMM 5	Región de Aysén	Carrera	3,4
SSMM 6	Región de Magallanes	Punta Arenas	86,9
SSMM 7	Región de Magallanes	Puerto Natales	11,3
SSMM 8	Región de Magallanes	Porvenir	7,8
SSMM 9	Región de Magallanes	Puerto Williams	2,1

Los SSMM de Punta Arenas y Hornopirén cuentan con más de una empresa generadora, actualmente todas en operación. De acuerdo a lo establecido en la Ley 20.936, el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora.

SSMM	NOMBRE	EMPRESAS GENERADORAS	TECNOLOGÍA
SSMM 1	Cochamó	SAGESA	Combustible
SSMM 2	Hornopirén	SAGESA Y EPA S.A.	Combustible / Hidro Pasada
SSMM 3	Aysén	Edelaysén	Combustible
SSMM 4	Palena	Edelaysén	Combustible
SSMM 5	Carrera	Edelaysén	Combustible
SSMM 6	Punta Arenas	Edelmag y Pecket Energy	Combustible / Eólica
SSMM 7	Puerto Natales	Edelmag	Combustible
SSMM 8	Porvenir	Edelmag	Combustible
SSMM 9	Puerto Williams	Edelmag	Combustible

• Consumo Residencial per Cápita Regional  
(kWh-año)



• Cifras per Cápita a Nivel Nacional



**17.105.921**

Población (Censo 2017)



**32.892.725** (MWh-año)

Retiro Energía Regulado



**1.922** (kWh-año)

de Consumo Promedio Residencial per Cápita

# EMPRESAS COORDINADAS

EMPRESA	RUT	CLIENTE LIBRE	GENERADOR	TRANSMISOR NACIONAL	TRANSMISOR ZONAL	TRANSMISOR DEDICADO	DISTRIBUIDOR	PMGD	PMG
Aguas Antofagasta S.A.	76.418.976-0	■							
Algorta Norte S.A.	76.000.957-1	■							
Atacama Minerals Chile S.C.M.	78.338.570-8	■							
Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	94.621.000-5	■							
Compañía Minera Lomas Bayas	78.512.520-7	■							
Compañía Minera Maricunga	76.038.806-8	■							
Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	96.567.040-8	■							
Compañía Minera Zaldivar SpA	76.485.762-3	■							
EcoMetales Limited, Agencia en Chile	59.087.530-9	■							
Grace S.A.	99.565.400-8	■							
Haldeman Mining Company S.A.	96.955.560-3	■							
Minera Antucoya	76.079.669-7	■							
Minera Centinela	76.727.040-2	■							
Minera Escondida Ltda.	79.587.210-8	■							
Minera Meridian Ltda.	96.508.670-6	■							
Minera Michilla SpA	76.572.421-K	■							
Minera Spence S.A.	86.542.100-1	■							
Planta Recuperadora de Metales SpA	76.255.054-7	■							
Sierra Gorda SCM	76.081.590-K	■							
Sociedad Contractual Minera El Abra	96.701.340-4	■							
Sociedad GNL Mejillones S.A.	76.775.710-7	■							
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	93.007.000-9	■							
Xstrata Copper - Altonorte	88.325.800-2	■		■	■				
CGE Distribución S.A.	99.513.400-4						■		
Compañía Eléctrica de Osorno S.A	96.531.500-4						■		
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	91.143.000-2						■		
Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.	80.238.000-3						■		
Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.	81.585.900-6						■		
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.	81.106.900-0						■		
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	81.388.600-6						■		
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	87.601.500-5						■		
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	81.577.400-0						■		
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	96.783.910-8						■		
Empresa Eléctrica Municipalidad de Til Til	70.849.500-K						■		
Energía de Casablanca S.A.	96.766.110-4						■		
Luz Andes Ltda.	96.800.460-3						■		
Colbún S.A.	96.505.760-9		■		■			■	
Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	89.468.900-5	■	■			■			
Eléctrica Nueva Energía S.A.	76.045.612-8	■	■						
Enaex S.A.	90.266.000-3	■	■			■			
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	■	■	■	■	■			
Hidroeléctrica Embalse Ancoa SpA	76.264.025-2	■	■						
Neomas SpA	76.112.774-8	■	■						
Quinta Solar SpA	76.470.584-K	■	■						
Sociedad Parque Eólico Valle de los Vientos	76.052.206-6	■	■	■					
Total SunPower El Pelicano SpA	76.337.599-4	■	■						
Central Cardones S.A.	76.550.580-1	■	■			■			■
Elektra Generación S.A.	76.594.660-3	■	■			■			■
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	76.495.341-K	■	■						■
Mainco SpA	84.183.200-0	■	■			■			■
Parque Eólico Lebu-Toro SpA	76.416.891-7	■	■					■	■
Solairdirect Generación Andacollo SpA	76.169.132-5	■	■			■			■
AASA Energía S.A	76.596.827-5	■	■					■	
Abengoa Chile S.A.	96.521.440-2	■	■					■	
Acciona Energía Chile Holdings S.A.	76.437.712-5	■	■					■	
Agrícola Alejandro Ponce EIRL	76.738.520-K	■	■					■	
Atacama Solar S.A	76.055.134-1	■	■					■	
Biocruz Generación S.A.	76.171.705-7	■	■					■	
Bio Energía Las Pampas SpA	76.254.294-3	■	■					■	
Bio Energía Santa Irene SpA	76.254.271-4	■	■					■	
Calama Solar 1 SpA	76.044.597-5	■	■					■	



EMPRESA	RUT	CLIENTE LIBRE	GENERADOR	TRANSMISOR NACIONAL	TRANSMISOR ZONAL	TRANSMISOR DEDICADO	DISTRIBUIDOR	PMGD	PMG
Calama Solar 2 SpA	76.044.602-5		█					█	
Carbomet Energía S.A.	91.066.000-4		█					█	
Cavancha S.A.	96.666.150-K		█					█	
Central Hidroeléctrica Chanleufu S.A.	76.153.128-K		█					█	
Central Hidroeléctrica El Manzano SpA	76.459.845-8		█					█	
Central Hidroeléctrica Río Mulchén S.A.	76.089.965-8		█					█	
Chester Solar IV SpA	76.440.337-1		█					█	
Cía. Eléctrica los Morros S.A.	95.177.000-0		█					█	
Cía. Molinera Villarrica Ltda	80.203.400-8		█					█	
Commonplace Energy S.A.	76.233.264-7		█					█	
Divisadero S.A.	76.438.021-5		█					█	
Donguit Energía S.A.	76.086.581-8		█					█	
Dosal hnos y Cía. Ltda.	84.992.400-1		█					█	
EBCO Energía S.A.	76.179.054-4		█					█	
EERM Energías del Futuro S.A.:	76.272.689-0		█					█	
El Agrío Hidro SpA.	76.364.112-0		█					█	
Eléctrica El Galpón SpA	76.391.769-K		█					█	
Eléctrica Puntilla S.A.	96.817.230-1		█		█			█	█
Eléctrica Raso Power Ltda.	76.426.029-5		█					█	
Eléctrica San Miguel Spa	76.217.501-0		█					█	
Empresa Depuradora de Aguas Servida Mapocho Treba Limitada	76.078.231-9		█					█	
Empresa Eléctrica Contra S.P.A.	76.197.204-9		█					█	
Empresa Eléctrica La Arena SpA	76.037.036-3		█					█	
Empresa Eléctrica Río Puma S.A.	76.285.793-6		█					█	
Empresas Lipigas S.A.	96.928.510-K		█					█	
Enerbosch S.A.	76.028.873-K		█					█	
Energía Collil S.A.	76.246.882-4		█					█	
Energía León S.A.	76.166.356-9		█					█	
Energías Renovables El Arrayán Ltda.	76.840.310-4		█					█	
Energías Ucuquer S.A.	76.152.252-3		█					█	
Enerkey SpA	76.468.419-2		█					█	
Enernuevas S.A.	76.045.491-5		█					█	
Eólico Las Peñas SpA	76.389.157-7		█					█	
Ganadera y Forestal Carran Ltda.	87.886.600-2		█					█	
Generadora Eléctrica Kaltemp Ltda.	76.392.163-8		█					█	
Generadora Eléctrica María Elena Ltda.	76.188.603-7		█					█	
Generadora Eléctrica Pehui Ltda.	76.067.554-7		█					█	
Generadora Eléctrica Rhom Ltda.	77.412.850-6		█					█	
Generadora Eléctrica Roblería Ltda.	76.051.263-K		█					█	
Generadora Eléctrica Sauce Los Andes S.A.	94.959.000-3		█					█	
Generadora Estancilla SpA	76.145.769-1		█					█	
Gestel Ingeniería Limitada	76.219.458-9		█					█	
GR Araucaria SpA	76.461.936-6		█					█	
GR Boldo SPA	76.515.598-3		█					█	
GR Canelo Spa	76.464.278-3		█					█	
GR Coigüe SpA	76.461.939-0		█					█	
GR Epino Spa	76.461.941-2		█					█	
GR Guayacán SpA	76.461.853-K		█					█	
GR Huingan SpA	76.461.937-4		█					█	
GR Lingue SpA	76.464.206-6		█					█	
GR Pacific Pan de Azúcar SpA	76.320.575-4		█					█	
GR Patagua SpA	76.461.945-5		█					█	
GR Radal SpA	76.461.861-0		█					█	
GR TIACA SpA	76.451.224-3		█					█	
GR Tineo SpA	76.461.943-9		█					█	
Hanwha Q Cells Til Til Uno SpA	76.254.347-8		█					█	
HBS Energía S.A.	76.856.480-9		█					█	
HBS Gas Natural Licuado S.A.	76.468.387-0		█					█	
Hidrobonito S.A.	76.079.566-6		█					█	
Hidroelec S.A.	76.019.602-9		█					█	
Hidroeléctrica Allipén S.A.	76.071.891-2		█					█	

EMPRESA	RUT	CLIENTE LIBRE	GENERADOR	TRANSMISOR NACIONAL	TRANSMISOR ZONAL	TRANSMISOR DEDICADO	DISTRIBUIDOR	PMGD	PMG
Hidroeléctrica Arrayán SpA	76.013.193-8								
Hidroeléctrica Cumpeo S.A.	76.414.591-7								
Hidroeléctrica DONGO SpA	76.015.738-4								
Hidroeléctrica El Canelo S.A.	76.136.655-6								
Hidroeléctrica El Manzano S.A.	76.803.940-2								
Hidroeléctrica Ensenada S.A.	76.030.971-0								
Hidroeléctrica Las Flores S.A.	76.210.842-9								
Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	76.055.136-8								
Hidroeléctrica Pichilonco S.A.	76.257.412-8								
Hidroeléctrica Puclaro S.A.	99.589.620-6								
Hidroeléctrica Puma S.A.	76.157.465-5								
Hidroeléctrica Río Claro S.A.	76.208.775-8								
Hidroeléctrica Trailelfu SpA	76.392.022-4								
Hidroeléctrica Trueno S.A.	76.834.000-5								
Hidromuchi S.A.	76.117.705-2								
Hidro Munitque SpA	76.411.212-1								
Hidropaloma S.A.	76.849.580-7								
Hormiga Solar SpA	76.459.988-8								
Huajache SpA	76.255.785-1								
La Manga Energy SpA	76.505.372-2								
Los Padres Hidro SpA	76.248.798-5								
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto S.A	76.074.053-5								
Orafti Chile S.A.	77.894.990-3								
Parque Solar Bellavista, SpA	76.377.436-8								
Parque Solar Cuz Cuz SpA	76.367.198-4								
Parque Solar Los Puquios SpA	76.228.787-0								
Parque Solar Luna del Norte SpA	76.378.964-0								
Parque Solar Sol del Norte SpA	76.228.791-9								
PMGD Bio Bio Negrete S.A.	76.219.874-6								
PMGD Chile Generación Ltda.	76.512.275-9								
PMGD Santuario SpA	76.693.239-8								
Pozo Almonte Solar 1 SpA	76.055.358-1								
PSF Lomas Coloradas S.A.	76.284.911-9								
PSF Pama S.A.	76.284.903-8								
PV El Cernicalo SpA	76.805.093-7								
PV El Pilpen SpA	76.744.083-9								
PV El Queltchue SpA	76.744.082-0								
PV Las Turcas SpA	76.730.378-5								
Raki SpA	76.216.621-6								
Renovalia Chile Seis, SpA	76.327.569-8								
Renovalia Chile Siete, SpA	76.327.574-4								
Roberto Tamm y Cía. Ltda.	86.579.500-9								
RP El Arroyo Energías Renovables S.A.	76.362.268-1								
San Francisco Solar SpA	76.470.581-5								
Socer S.A.	76.475.862-5								
Sociedad Agrícola y Ganadera Curileufu Ltda.	84.100.300-4								
Sociedad Hidroeléctrica El Mirador S.A.	76.266.491-7								
SPV P4 S.A.	76.201.449-1								
Stericycle Urbano SpA	76.416.767-4								
Subsole Energías Renovables Ltda.	76.213.023-8								
Sunenerggreen S.A.	76.205.368-3								
TecnoRed S.A.	77.302.440-5								
Tomaval Generación S.A.	76.140.623-K								
Valle de la Luna II SpA	76.477.447-7								
Wenke y Cía. Ltda.	78.399.890-4								
Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.	76.024.633-6								
Aela Generación S.A.	76.489.426-K								
Aes Gener S.A.	94.272.000-9								
Agrocomercial A.S. Ltda.	77.805.520-1								
Alba S.A.	76.114.239-9								
Almeyda Solar SpA	76.321.458-3								
Amanecer Solar SpA	76.273.559-8								
Andes Generación SpA	76.203.788-2								
Anglo American Sur S.A.	77.762.940-9								
Antuko Generación S.A.	76.483.827-0								
Arauco Bioenergía S.A.	96.547.510-9								
Atacama Generación Chile S.A.	76.459.637-4								
Besalco Energía Renovable S.A.	76.249.099-4								

EMPRESA	RUT	CLIENTE LIBRE	GENERADOR	TRANSMISOR NACIONAL	TRANSMISOR ZONAL	TRANSMISOR DEDICADO	DISTRIBUIDOR	PMGD	PMG
Bio Energía Los Pinos SpA	76.472.359-7								
Bio Energía Molina S.A.	76.256.837-3								
Bioenergías Forestales S.A.	76.188.197-3								
Cartulinas CMPC S.A.	96.731.890-6								
Cemento Polpaico S.A.	91.337.000-7								
Cementos Bío Bío Centro S.A.	96.718.010-6								
Cementos Bío Bío del Sur S.A.	96.755.490-1								
Central Termoeléctrica Andina S.A.	76.708.710-1								
Chungungo S.A.	76.414.107-5								
Cía. Minera Mantos de Oro	78.928.380-K								
Cleanairtech Sudammerica S.A.	76.399.400-7								
CMPC Maderas S.A.	95.304.000-K								
COMASA S.A.	96.546.010-1								
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	96.576.920-K								
Compañía Contractual Minera Candelaria	85.272.800-0								
Compañía Contractual Minera Ojos del Salado	96.635.170-5								
Compañía Explotadora de Minas S.C.M.	89.274.000-3								
Compañía Minera Cerro Negro S.A.	91.614.000-2								
Compañía Minera del Pacífico S.A.	94.638.000-8								
Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	78.126.110-6								
Compañía Minera Zaldívar	85.758.600-K								
Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile	99.531.960-8								
Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	94.637.000-2								
Conejo Solar SpA	76.376.829-5								
Consorcio Santa Marta S.A.	96.828.810-5								
Cristalerías de Chile S.A.	90.331.000-6								
Desarrollo de Energía SpA	76.073.828-K								
Duqueco SpA	76.254.033-9								
EBCO Atacama S.A.	76.382.754-2								
EKA Chile S.A.	99.500.140-3								
Eléctrica Cenizas S.A.	76.819.440-8								
Empresa de los Ferrocarriles del Estado	61.216.000-7								
Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A	61.219.000-3								
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	76.004.976-K								
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	96.637.520-5								
Empresa Eléctrica Carén S.A.	76.149.809-6								
Empresa Eléctrica Cochrane SpA.	76.085.254-6								
Empresa Eléctrica Diego de Almagro SpA	76.004.337-0								
Empresa Eléctrica ERNC I S.A.	76.318.056-5								
Empresa Eléctrica Leonera S.A	76.427.560-8								
Empresa Eléctrica Licán S.A.	76.375.780-3								
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	96.524.140-K								
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	96.504.980-0								
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	76.030.638-K								
Empresa Eléctricas Aguas del Melado SpA	77.277.800-7								
Empresa Nacional de Minería, Fundación Hernán Videla Lira	61.703.000-4								
ENAP Refinerías S.A.	87.756.500-9								
Enel Generación Chile S.A.	91.081.000-6								
Enel Green Power del Sur SpA	76.412.562-2								
Energía Cerro El Morado S.A.	76.392.147-6								
Energía Coyanco S.A.	76.857.590-8								
Energía Pacífico S.A.	76.004.531-4								
Energías Ucuquer Dos S.A.	76.319.372-1								
Enlase Generación Chile S.A.	76.009.328-9								
Enorchile S.A.	96.774.300-3								
Eólica La Esperanza S.A.	76.427.498-9								
Eólica Monte Redondo S.A.	76.019.239-2								
Espinos S.A.	76.925.800-0								
Forestal y Papelera Concepción S.A.	96.528.420-6								
Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA	76.213.045-9								
Fundición Talleres Ltda.	99.532.410-5								
Gasatagama Chile S.A.	78.932.860-9								
Gas Sur S.A.	96.853.490-4								
Generación de Energía Nueva Degan SpA	76.265.287-0								
Generación Solar SpA	76.183.075-9								
Generadora del Pacífico SpA	76.010.367-5								
Geotérmica del Norte S.A.	96.971.330-6								
GNL Quintero S.A.	76.788.080-4								



EMPRESA	RUT	CLIENTE LIBRE	GENERADOR	TRANSMISOR NACIONAL	TRANSMISOR ZONAL	TRANSMISOR DEDICADO	DISTRIBUIDOR	PMGD	PMG
Guacolda Energía S.A.	76.418.918-3								
Guanaco Compañía Minera SpA	78.097.950-K								
Helio Atacama Tres	76.175.608-7								
Hidroangol S.A.	76.067.373-0								
Hidrocallao S.A.	76.116.436-8								
Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	76.350.250-3								
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	96.990.050-5								
Hidroeléctrica Lleuquereo S.A.	76.281.947-3								
Hidroeléctrica Providencia S.A.	76.135.475-2								
Hidroeléctrica Río Colorado S.A.	76.189.274-6								
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	76.071.113-6								
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	76.025.973-K								
Hidroeléctrica San Andrés Limitada.	76.032.641-0								
HidroMaule S.A.	76.354.800-7								
Hidronalcas S.A.	76.116.437-6								
Hidroriñinahue S.A.	76.306.881-1								
Imelsa Energía SpA	76.472.262-0								
Inacal S.A.	76.115.484-2								
Industria Chilena de Alambre S.A.	91.868.000-4								
Inversiones Hornitos S.A.	76.009.698-9								
Javiera SpA	76.376.635-7								
KDM Energía S.A.	76.059.578-0								
Los Guindos Generación SpA	76.284.294-7								
Mantos Copper S.A.	77.418.580-1								
Masisa S.A.	96.802.690-9								
Melón S.A.	76.109.779-2								
Metro Regional de Valparaíso S.A.	96.766.340-9								
Minera Altos de Punitaqui Ltda	76.099.463-4								
Minera Las Cenizas S.A.	79.963.260-8								
Minera Los Pelambres	96.790.240-3								
Minera Valle Central S.A.	96.595.400-7								
Moly-Cop Chile S.A.	92.244.000-K								
Noracid S.A.	76.858.530-K								
Norvind S.A.	76.919.070-8								
Occidental Chemical Chile LTDA.	93.797.000-5								
On-Group S.A.	96.827.870-3								
Orazul Energy Chile Holding II.B.V.CPA	76.060.441-0								
Pacific Hydro Chacayes S.A.	76.006.855-1								
Pacific Hydro Chile S.A.	96.990.040-8								
Palmucho S.A.	76.406.120-9								
Papeles Bío Bío S.A.	77.562.510-4								
Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	76.166.466-2								
Parque Eólico El Arrayán SpA	76.068.557-7								
Parque Eólico Los Cururos Ltda.	76.178.599-0								
Parque Eólico Taltal S.A.	76.179.024-2								
Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	76.319.477-9								
Parque Talinay Oriente S.A.	76.126.507-5								
Petropower Energía Limitada	78.335.760-7								
Petroquim S.A.	78.021.560-7								
Piutel Generación Eléctrica Limitada	76.413.185-1								
Planta Solar San Pedro III SpA	76.175.454-8								
Potencia S.A.	76.771.670-2								
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	76.055.356-5								
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	76.055.354-9								
Punta Palmeras S.A.	76.106.835-0								
PV Salvador SpA	76.284.682-9								
Río Alto S.A.	76.213.834-4								

EMPRESA	RUT	CLIENTE LIBRE	GENERADOR	TRANSMISOR NACIONAL	TRANSMISOR ZONAL	TRANSMISOR DEDICADO	DISTRIBUIDOR	PMGD	PMG
San Andrés SpA	76.273.569-5		■			■			
San Juan S.A.	76.319.883-9		■			■			
Santiago Solar S.A.	76.378.017-1		■			■			
Sociedad Boco Solar SpA.	76.565.252-9		■			■			
Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	77.134.510-7	■				■			
Sociedad Contractual Minera Franke	76.051.610-4	■				■			
Sociedad Contractual Minera Tres Valles	77.856.200-6	■				■			
Sociedad Eléctrica Santiago SpA.	96.717.620-6		■			■			
Sociedad Generadora Austral S.A.	99.528.750-1		■			■			
Solairdirect Generación V SpA	76.247.976-1		■			■			
SPS La Huayca S.A.	76.271.234-2		■			■			
S.W.Consulting S.A.	96.903.720-3		■			■			
Tamakaya Energía SpA	76.349.223-0		■			■			
Teatinos Energía S.A.	76.479.446-K		■			■			
Tecnet S.A.	96.837.950-K		■			■			
Termoeléctrica Colmito S.A.	76.326.949-3		■			■			
Transmisión del Melado SpA	76.538.831-7					■			
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	77.017.930-0					■			
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	76.100.121-3			■					
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	76.260.825-1			■					
Codelco (Corporación Nacional del Cobre)	61.704.000-K	■		■		■			
Colbún Transmisión S.A.	76.218.856-2			■					
CYT Operaciones SPA	76.248.725-K			■					
Don Goyo Transmisión S.A.	76.695.118-K			■		■			
Edelnor Transmisión S.A.	76.046.791-K			■					
Eletrans S.A.	76.230.505-4			■					
EPM Transmisión Chile S.A.	76.729.711-4			■					
Interchile S.A.	76.257.379-2			■					
KELTI S.A.	76.454.918-K			■					
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	76.410.374-2			■					
Sociedad Austral de Transmisión Troncal	76.519.747-3			■					
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	76.311.940-8			■					
Transmisora Baquedano S.A.	76.215.177-4			■					
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	76.787.690-4			■					
Transmisora Mejillones S.A.	76.215.036-0			■					
Zaldívar Transmisión S.A.	76.618.735-8			■					
Centinela Transmisión S.A.	76.618.728-5				■				
Chilquinta Energía S.A.	96.813.520-1				■		■		
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda.	78.397.530-0				■		■		
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	91.344.000-5				■		■		
Compañía General de Electricidad S.A.	76.411.321-7			■	■		■		
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.	70.287.900-0				■		■		
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	80.237.700-2				■		■		
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	81.629.800-8				■		■		
Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	76.536.654-2			■	■				
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	96.893.220-9			■	■				
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	96.541.920-9				■		■		
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	96.542.120-3				■		■		
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	96.541.870-9				■		■		
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	76.073.164-1				■		■		
Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	80.313.300-K				■		■		
Enel Distribución Chile S.A.	96.800.570-7				■		■		
Luzinares S.A.	96.884.450-4				■		■		
Luzparral S.A.	96.866.680-0				■		■		
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	77.683.400-9			■	■				
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	76.073.162-5				■		■		
Transec S.A.	76.555.400-4			■	■				

# CENTRALES Y SUS CARACTERÍSTICAS

EMPRESA	COORDINADO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA		TIPO	ERNC/ CONVENCIONAL	REGIÓN	NOMBRE REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO
			[MW]	FUENTE					
Aes Gener S.A.	AES Gener	Queltehues	49,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	1928
Aes Gener S.A.	AES Gener	Volcán	13,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	1944
Aes Gener S.A.	AES Gener	Alfalfal	178,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	1991
Aes Gener S.A.	AES Gener	Maitenes	31,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	1923 U1-U2-U3; 1989 U4-U5
Compañía Auxiliar de Electricidad del Maipo S.A.	CAEMSA	Los Bajos	5,5	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	1944
Compañía Auxiliar de Electricidad del Maipo S.A.	CAEMSA	Auxiliar del Maipo (Caemsa)	5,1	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	1962 U1-U2; 1985-U3
Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Los Corrales	0,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2010
Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Los Corrales 2	1,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2013
Colbún S.A.	Colbún	Colbún	474,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1985
Colbún S.A.	Colbún	Machicura	95,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1985
Colbún S.A.	Colbún	San Ignacio	37,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1996
Colbún S.A.	Colbún	Rucúe	178,4	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	1998
Colbún S.A.	Colbún	Quilleco	70,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2007
Colbún S.A.	Colbún	Chiburgo	19,4	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2007
Colbún S.A.	Colbún	San Clemente	5,9	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2010
Colbún S.A.	Colbún	Canutillar	172,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	1990
Colbún S.A.	Colbún	Angostura	323,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2014
Donguil Energía S.A.	Donguil Energía	Donguil	0,3	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2011
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	Capullo	Capullo	12,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	1995
Empresa Eléctrica La Arena SpA.	Hidroeléctrica La Arena	La Arena	6,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2011
Cía. Eléctrica los Morros S.A.	CELMISA	Los Morros	3,1	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	1930 U1-U2-U3; 1994 U4-U5
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Pullinque	51,4	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIV	Los Ríos	1962
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Pilmaiquén	40,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIV	Los Ríos	1944 U1-U2-U3; 1945-U4; 1959-U5
Empresa Eléctrica Rucutayo S.A.	Rucutayo	Rucutayo	59,5	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIV	Los Ríos	2012
Empresa Eléctrica Licán S.A.	Eléctrica Licán	Licán	18,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2011
Eléctrica Puntilla S.A.	Puntilla	Puntilla	21,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	1997
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Eléctrica Industrial	Carena	10,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	1943
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Los Molles	18,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IV	Coquimbo	1952
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Rapel	378,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	1968
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Sauzal	76,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	1948
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Sauzalito	12,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	1959
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Cipreses	106,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1955
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Isla	70,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1963-U1; 1964-U2
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Celta	Pangue	467,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	1996
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Ralco	690,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2004
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Palmucho	32,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2007
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Antuco	320,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	1981
Enel Generación Chile S.A.	Enel	El Toro	450,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	1973
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Abanico	136,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	1948 U1-U2-U3-U4; 1959 U5-U6
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Celta	Ojos de Agua	9,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2008
Enerbosch S.A.	Enerbosch	Reca	1,7	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2011
Enerbosch S.A.	Enerbosch	Purísima	0,4	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2012
Energía Coyanco S.A.	Energía Coyanco	Guayacán	12,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2011
Ganadera Forestal Carran Limitada	Carrán	Doña Hilda	0,4	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2010
Generadora Eléctrica Pehui Ltda.	Pehui Ltda	Pehui	1,1	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2009
Generadora Eléctrica Rhom Ltda.	Generhom	Don Walterio	3,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2013
Generadora Eléctrica Sauce Los Andes S.A.	Gesan	Sauce Andes	1,4	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	V	Valparaíso	1909
Hidrocatlao S.A.	Hidrocatlao	Catlao	3,3	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2012
Hidroeléctrica El Canelo S.A.	Hidroeléctrica El Canelo	El Canelo	6,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2012
Hidroelec S.A.	Hidroelec	Truful truful	0,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2009
Colbún S.A.	Colbún	Aconcagua UBlanco	53,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1993
Colbún S.A.	Colbún	Aconcagua UJuncal	29,2	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1994
Colbún S.A.	Colbún	Juncalito	1,5	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	V	Valparaíso	1994
Hidroeléctrica Allipén S.A.	Hidroeléctrica Allipén	Allipén	2,6	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2012
Hidroeléctrica Cachapoal S.A.	Hidroeléctrica Cachapoal	Coya	12,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	2008
Colbún S.A.	Colbún	Los Quilos	39,9	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1943 U1-U2; 1989-U3
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Ltda.	Hidroeléctrica Diuto	El Diuto	3,3	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2011
Hidroeléctrica El Manzano S.A.	El Manzano	El Manzano	4,9	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2008
Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	Hidroeléctrica La Confluencia	La Confluencia	163,2	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2011
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Hidroeléctrica La Higuera	La Higuera	155,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2011
Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	Hidroeléctrica Mallarauco	Mallarauco	3,4	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	2011
Hidroeléctrica Puclaro S.A.	Hidroeléctrica Puclaro	Puclaro	5,6	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IV	Coquimbo	2008
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Hidroeléctrica Trueno	Trueno	5,6	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2010
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Hidroiricay	Mariposas	6,3	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2011
HidroMaule S.A.	Lircay	Lircay	19,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2009
Hidromuchi S.A.	HidroMuchi	Muchi	1,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2011
Hidronalcas S.A.	Hidronalcas S.A.	Nalcas	6,8	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2012
Hidropaloma S.A.	Hidropatoma	La Paloma	4,6	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IV	Coquimbo	2010
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy	Mampil	55,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2000
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy	Peuchén	85,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2000
Colbún S.A.	Colbún	Chacabuquito	25,7	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2002
Wenke y Cía. Ltda.	Wenke	El Tártaro	0,1	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	V	Valparaíso	2010
Pacific Hydro Chacayes S.A.	Pacific Hydro Chacayes	Chacayes	112,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2011
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Pehuenche	570,0	Hidráulica Embalse	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1991
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Curilínque	92,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1993
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Loma Alta	40,0	Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	1997



EMPRESA	COORDINADO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA		FUENTE	TIPO	ERNC/ CONVENCIONAL	REGIÓN	NOMBRE REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO
			[MW]							
Río Tranquilo S.A.	Río Tranquilo	Hornitos	61,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2008
Asoc. De Canal. Sociedad Del Canal De Maipo	SCM	El Rincón	0,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2007
Asoc. De Canal. Sociedad Del Canal De Maipo	SCM	Eyzaguirre	1,9		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2003
										1909 Florida I; 1993 Florida II; 1999 Florida III
Asoc. De Canal. Sociedad Del Canal De Maipo	SCM	Florida	28,5		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	
Hidroeléctrica Providencia S.A.	HidroProvidencia	Providencia	14,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2013
Generadora Eléctrica Roblería Ltda.	Generadora Roblería	Roblería	4,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2013
Hidrobonito S.A.	Hidrobonito	Hidrobonito MC1	9,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2013
Hidrobonito S.A.	Hidrobonito	Hidrobonito MC2	3,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2013
Hidroeléctrica Ensenada S.A.	HESA	Ensenada	1,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2013
Energías Renovables El Arrayán Ltda.	El Arrayán	El Arrayán	0,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2013
Asoc. De Canal. Sociedad Del Canal De Maipo	SCM	El Llano	1,9		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2013
Asoc. De Canal. Sociedad Del Canal De Maipo	SCM	Las Vertientes	1,7		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2013
Hidroeléctrica Maisán S.P.A.	Hidroeléctrica Maisán	Maisan	0,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2013
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Hidroeléctrica Río Huasco	Río Huasco	5,1		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	III	Atacama	2013
Mainco S.A.	MAINCO	Renaico	6,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2013
Mainco S.A.	MAINCO	Alto Renaico	1,5		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	-
Empresa Eléctrica Contra S.P.A.	Contra	Contra	0,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2013
Hidroeléctrica Dongo SpA	Hidroeléctrica Dongo	Dongo	6,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2010
Empresa Eléctricas Aguas del Melado S.A.	Aguas del Melado	Los Hierros	25,1		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	2014
Empresa Eléctrica Portezuelo Spa	Portezuelo	Los Hierros II	6,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2015
Eléctrica San Miguel Spa	Eléctrica San Miguel	Boquiamargo	1,1		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2014
Hidroeléctrica San Andrés Limitada.	Hidroeléctrica San Andrés	San Andrés	40,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2014
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	Quilaileo	0,8		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2014
Los Padres Hidro SpA	Los Padres Hidro	Los Padres	2,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2014
Eólica Monte Redondo S.A.	EMR	Laja 1	34,4		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2015
Hidroeléctrica Pichilonco S.A.	CH Pichilonco	Pichilonco	1,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2014
Generadora Eléctrica María Elena Ltda.	María Elena Ltda.	María Elena	0,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2014
Energía Colliú S.A.	Colliú	Colliú	7,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2014
Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	CH Pulelfu	Pulelfu	9,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	-
Hidroeléctrica Las Flores	Las Flores	Las Flores	1,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2015
Empresa Eléctrica Río Puma S.A.	Río Puma	Los Colonos	0,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2015
Sociedad Agrícola y Ganadera Curileufu Ltda.	Curileufu	Curileufu	0,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2015
Hidroeléctrica Lleuquereo S.A.	Lleuquereo	Lleuquereo	1,8		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2015
HidroAngol	HidroAngol	Picoquién	19,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2015
Molinería Villarrica	Cia. Molinería Villarrica Ltda.	Molinería Villarrica	0,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2016
Hidroeléctrica Trailelfu SpA	Hidroeléctrica Trailelfu SpA	Trailelfu	2,5		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2015
PMGD Bureo	PMGD Bio Bio Negrete S.A.	Bureo	2,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2015
Dosal	Dosal hnos y Cia. Ltda.	Dosal	0,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2015
Hidroeléctrica El Paso SpA	Hidroeléctrica El Paso SpA	El Paso	60,5		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2015
Central Munitque 1	PMGD Bio Bio Negrete S.A.	Munitque 1	0,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2016
Central Munitque 2	PMGD Bio Bio Negrete S.A.	Munitque 2	0,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2016
Puntilla	Eléctrica Puntilla S.A.	Itata	20,4		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2015
Central Hidroeléctrica Río Mulchén S.A.	Central Hidroeléctrica Río Mulchén S.A.	Río Mulchén	3,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2015
Eléctrica El Galpón	Eléctrica El Galpón SpA	El Galpón	1,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2015
Hidroeléctrica El Mirador	Hidroeléctrica El Mirador S.A.	El Mirador	3,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2016
Eléctrica Caren	Eléctrica Caren	Carilahuén	19,8		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2016
Eléctrica Caren	Eléctrica Caren	Malacahuéll	9,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2016
El Agrio	El Agrio	El Agrio	2,5		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2016
Hidroeléctrica Cumpeo S.A.	Hidroeléctrica Cumpeo	Cumpeo	5,8		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2016
Enerbosch S.A.	Enerbosch	El Colorado	2,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2016
Central Hidroeléctrica Chanleufu S.A.	Central Hidroeléctrica Chanleufu S.A.	Chanleufu	3,4		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2016
Hidroeléctrica Puma	Hidroeléctrica Puma	La Montaña 1	3,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2016
El Arroyo Energías Renovables S.A.	El Arroyo Energías Renovables S.A.	Tránquil	0,4		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2016
Hidrorriñahue SpA	Riñahue	Riñahue	1,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2017
Hidroeléctrica Río Colorado S.A.	Hidroeléctrica Río Colorado	Río Colorado	15,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2017
Gen. Piutet Ltda.	Gen. Piutet	PMGD Piutet	0,8		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2017
Andes Energy and Capital S.A.	Andes Energy and Capital	PMGD Viña Tarapacá	0,3		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2017
Latinoamericana S.A.	Latinoamericana S.A.	Pangupulli PMGD	0,4		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2017
Colbún S.A.	Colbún	La Mina	40,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	2017
Transoceánica S.A.	Transoceánica	Chanleufu II	8,4		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	X	Los Lagos	2017
SOCER S.A.	SOCER	Catiboro	1,5		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2017
Hidro Munitque SpA	Hidro Munitque	La Bifurcada	0,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2017
Hidro Munitque SpA	Hidro Munitque	La Viña - Alto La Viña	0,6		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2017
SOCER S.A.	SOCER	Melo	3,1		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2017
SOCER S.A.	SOCER	Santa Isabel	1,5		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2017
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Dos Valles	3,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	2017
Hidroeléctrica Río Claro S.A.	Hidroeléctrica Río Claro S.A.	La Montaña 2	1,9		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	VII	Maule	2017
GPE S.A.	Hidroeléctrica Ancoa S.A.	Embalse Ancoa	27,0		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	Convencional	VII	Maule	2017
Hidroeléctrica Arrayán SpA	Hidroeléctrica Arrayán SpA	Arrayán	1,2		Hidráulica Pasada	Hidroeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2017
CMPC Papeles Cordillera	CMPC Papeles Cordillera	CMPC Cordillera	24,0		Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	2015
CMPC Tissue S.A.	CMPC Tissue	CMPC Tissue	5,0		Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	2015
Aes Gener S.A.	AES Gener	Ventanas 1	120,0		Carbón	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1964
Aes Gener S.A.	AES Gener	Ventanas 2	220,0		Carbón	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1977
Aes Gener S.A.	AES Gener	Laja	12,6		Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	1995 - 2007
Aes Gener S.A.	AES Gener	Laguna Verde TG	18,0		Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2004
Aes Gener S.A.	AES Gener	Los Vientos	132,0		Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2007
Aes Gener S.A.	AES Gener	Santa Lidia	139,0		Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2009
Aes Gener S.A.	AES Gener	Laguna Verde TV	47,0		Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1939 U1; 1949 U2
Agrícola Ancali Ltda.	Agrícola Ancali	Ancali 1	1,6		BioGas	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2013
Empresa Depuradora de Aguas Servidas Mapocho Treba Limitada	EDAM Ltda.	Trebal Mapocho	8,2		BioGas	Termoeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2012
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía	Horcónes TG	24,3		Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2004
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía	Nueva Aldea II	10,0		Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2006

EMPRESA	COORDINADO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA			ERNC/ CONVENCIONAL	REGIÓN	NOMBRE REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO
			[MW]	FUENTE	TIPO				
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Celulosa Arauco	Arauco	24,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2012
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Celulosa Arauco	Licantén	6,0	Biomasa-Licor Negro	Termoeléctrica	ERNC	VII	Maule	2004
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Celulosa Arauco	Valdivia	61,0	Biomasa-Petróleo N°6	Termoeléctrica	ERNC	XIV	Los Ríos	2004
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Celulosa Arauco	Nueva Aldea III	37,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2008
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Celulosa Arauco	Celco	8,0	Biomasa-Petróleo N°6	Termoeléctrica	ERNC	VII	Maule	1996
Aserraderos Arauco S.A.	Aserraderos Arauco	Viñales	22,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VII	Maule	2013
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	Barrick Generación	Punta Colorada	17,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IV	Coquimbo	2010
ORAFIT Chile S.A.	Beneo Orafit	Orafit	0,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2009
Biocruz Generación S.A.	Biocruz Generación	Bio Cruz	1,8	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2012
Bioenergías Forestales S.A.	Bioenergías Forestales	Santa Fe	67,2	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2012
Bio Energía Santa Irene SpA	Santa Irene	Santa Irene	0,4	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	2013
Bio Energía Las Pampas SpA	Las Pampas	Las Pampas	0,4	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	2014
Empresa Eléctrica Campiche S.A.	Eléctrica Campiche	Campiche	272,0	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2013
CMPC Celulosa S.A.	CMPC Celulosa	CMPC Laja	25,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2013
CMPC Celulosa S.A.	CMPC Celulosa	CMPC Pacífico	33,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2014
CMPC Celulosa S.A.	CMPC Celulosa	CMPC Santa Fe	5,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2015
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco I	368,4	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1998
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco 9B	108,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2002
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco II	398,3	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2003
Termoeléctrica Antihue S.A.	Colbún	Antihue TG	102,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	XIV	Los Ríos	2005
Colbún S.A.	Colbún	Candelaria	253,9	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2005
Colbún S.A.	Colbún	Los Pinos	104,2	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2009
Colbún S.A.	Colbún	Santa María	370,0	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2012
Termoeléctrica Colmito Ltda.	Termoeléctrica Colmito	Colmito	58,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2008
COMASA S.A.	Comasa	Lautaro-Comasa	26,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2012
COMASA S.A.	Comasa	Lautaro-Comasa 2	22,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	IX	La Araucanía	2015
Duke Energy									2007 U1-U2; 2008-U3; 2010-U4
International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy	Yungay	199,1	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	
Eléctrica Cenizas S.A.	Eléctrica Cenizas	Cenizas	14,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	2009
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Eléctrica Ventanas	Nueva Ventanas	272,0	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2010
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Constitución 1	9,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2007
Eléctrica Raso Power Ltda.	Eléctrica Raso Power Ltda.	Raso Power	4,7	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2016
Eléctrica Raso Power Ltda.	Eléctrica Raso Power Ltda.	Raso Power (ampliación)	2,5	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2016
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Monte Patria	9,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IV	Coquimbo	2007
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Punitaqui	9,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IV	Coquimbo	2007
Consorcio Energético Nacional S.A.	CEN	Maule	6,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2007
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Chiloé	9,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2008
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA	Emelda	72,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	2010
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Bocamina	130,0	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	1970
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Diego de Almagro	23,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	1981
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Celta	San Isidro I	379,0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	1998
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Taltal 1	123,4	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2000
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Taltal 2	121,5	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2000
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Quintero	257,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2009
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Huasco TG	58,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	1977 U1-U2; 1979-U3
Enel Generación Chile S.A.	Enel	San Isidro II	399,0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2007-2008
Enel Generación Chile S.A.	Enel	Bocamina II	350,0	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2012
Generación de Energía Nueva Degan S.A.	Nueva Degan	Degañ	36,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2007
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	El Peñón	81,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IV	Coquimbo	2009
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	San Lorenzo de Diego de Almagro	62,2	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	2009
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	Teno	59,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2009
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	Trapén	81,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
Energy Generation Development S.A.	Los Guindos Generación SpA	Los Guindos	139,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2015
Central Eléctrica El Canelo SpA	Central Eléctrica El Canelo SpA	El Canelo 1	3,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2015
Enorchile S.A.	Enorchile	Esperanza	22,2	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2007
Equipos Generación S.A.	Equipos Generación	CBB-Centro	13,6	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2010
Gas Sur S.A.	Gas Sur	Nevén	14,5	Propano	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2009
Generadora del Pacífico S.A.	GENPAC	Termopacífico	86,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	2009
Generadora Estancilla SpA	Estancilla	Estancilla	3,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	2013
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda	760,0	Carbón - Petcoke	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	1995-U1; 1996-U2; 2009-U3; 2010-U4; 2015-U5
HBS Energía S.A.	HBS Energía	HBS	2,2	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2011
HBS Gas Natural Licuado S.A.	HBS Gas Natural Licuado S.A.	HBS GNL	3,5	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2016
Central Cardones S.A.	Central Cardones	Cardones	153,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	2009
KDM Energía S.A.	KDM	Loma Los Colorados	2,0	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	V	Valparaíso	2010
KDM Energía S.A.	KDM	Loma Los Colorados II	18,2	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	V	Valparaíso	2011
Termoeléctrica Los Espinos S.A.	Los Espinos	Los Espinos	124,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IV	Valparaíso	2009
Masisa Ecoenergía S.A.	Masisa Ecoenergía	Masisa (Cabrero)	11,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2011
Colihues Energía S.A.	Colihues Energía	Colihues	22,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VI	O'Higgins	2010
Eléctrica Nueva Energía S.A.	Nueva Energía	Escuadrón	14,2	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2008 U1 ; 2009 U2
Nutreco Chile S.A.	Nutreco	Skretting	2,7	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2008
Paneles Arauco S.A.	Paneles Arauco	Cholguán	13,0	Biomasa-Petróleo N°6	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2003
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Celulosa Arauco	Nueva Aldea I	14,0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2005
Petropower Energía Limitada	Petropower	Petropower	75,0	Petcoke	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	1998
Potencia S.A.	Potencia	Olivos	115,2	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IV	Coquimbo	2008
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	Eléctrica Santiago	Renca	100,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	1962
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	Eléctrica Santiago	Nueva Renca	379,0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	1997
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Biomar	2,4	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Calle-Calle	8,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	XIV	Los Ríos	2011
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Cañete	4,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2007
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Chufken (Traiguén)	1,6	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IX	La Araucanía	2007
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Chuyaca	11,3	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2008-2009-2011
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Contulmo	0,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2012
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Coronel	45,7	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2005
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Curacautín	2,4	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IX	La Araucanía	2007
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Danisco	0,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2011
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Eagon	2,4	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IX	La Araucanía	2009
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	JCE	0,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2011
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Lebu	2,4	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2012
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Lonquimay	1,2	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IX	La Araucanía	2011
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Los Álamos	0,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2012
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Louisiana Pacific	2,9	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IX	La Araucanía	2009
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Louisiana Pacific II (Lautaro)	3,2	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	IX	La Araucanía	2011

EMPRESA	COORDINADO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA		TIPO	ERNC/ CONVENCIONAL	REGIÓN	NOMBRE REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO
			[MW]	FUENTE					
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	MultiExport I	0,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	MultiExport II	1,6	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Quellón II	7,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2008
Salmofood S.A.	Salmofood	Salmofood I	1,6	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
Salmofood S.A.	Salmofood	Salmofood II	1,6	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Skretting Osorno	3,0	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2011
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Tirúa	1,9	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2011
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Tringol-Curanilahue	2,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VIII	Biobío	2012
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Watts I	0,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SAGESA	Watts II	1,6	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2009
S.W.Consulting S.A.	SWC	El Salvador	23,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	2010
Roberto Tamm y Cía. Ltda.	Tamm	Tamm	0,191	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	2013
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Concón	2,3	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2007
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Las Vegas	2,1	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2007
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Curauama	2,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2007
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Casablanca 1	1,6	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2007
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Casablanca 2	0,9	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2007
TecnoRed S.A.	TecnoRed	El Totoral	3	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2008
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Placilla	3	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2008
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Quintay	3	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2008
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Linares Norte	0,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2009
TecnoRed S.A.	TecnoRed	San Gregorio	0,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2009
TecnoRed S.A.	TecnoRed	Tapihue	6,4	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2009
Tomaval Generación S.A.	Tomaval Generación	Tomaval 1	1	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2011
Tomaval Generación S.A.	Tomaval Generación	Tomaval 2	1,6	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2012
Energía León S.A.	Energía León	Energía León	7,1	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2014
Energía Bio Bio Ltda.	Energía Bio Bio	Energía BioBio	0	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2014
Energía Pacífico S.A.	Energía Pacífico	Energía Pacífico	15,6	Biomasa	Termoeléctrica	ERNC	VI	O'Higgins	2014
Stericycle	Stericycle Urbano SpA	El Molle	4,5	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	V	Valparaíso	2015
Consortio Santa Marta S.A.	Santa Marta	Santa Marta	17,732	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2014
Andes Generación	Andes generación SpA.	Andes Generación	32,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	III	Atacama	2016
SAGESA	SAGESA	Rey	0,8	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	XIV	Los Ríos	2016
PMGD Chile Generación Ltda.	PMGD Chile Generación	PMGD Chile Generación	1,5	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	VII	Maule	2017
Generadora Estancilla SpA	Generadora Estancilla	El Nogal	3	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	XIII	Metropolitana	2017
Central Eléctrica El Canelo SpA	Central Eléctrica El Canelo	PMGD El Canelo II	3	Petróleo Diésel	Termoeléctrica	Convencional	X	Los Lagos	2017
Genera Austral S.A.	Genera Austral	PMGD Los Pinos (Etapa I)	3	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2017
Bio Energía Molina SpA	Bio Energía Molina SpA	PMGD Molina	1	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	VIII	Biobío	2017
Enerkey SpA	Enerkey	Lepanto	2,5	BioGas	Termoeléctrica	ERNC	XIII	Metropolitana	2017
Empresas Lipigas S.A.	Empresas Lipigas S.A.	Lipigas Concón	6	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	V	Valparaíso	2017
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	Barrick Generación	Eólica Punta Colorada	20	Eólica	ERNC	ERNC	IV	Coquimbo	2011
Enel Green Power Chile	Enel Green Power Chile	Eólica Canela	18,15	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2007
Enel Green Power Chile	Enel Green Power Chile	Eólica Canela II	60	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2009
Cristalerías Toro SpA	Parque Eólico Lebu	Eólica Lebu	6,54	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2009 - 2014
Parque Eólico Lebu-Toro SpA	Parque Eólico Lebu	Eólica Lebu (Ampliación II)	3,47	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2017
Eólica Monte Redondo S.A.	EMR	Eólica Monte Redondo	48	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2010
Parque Talinay Oriente S.A.	Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay	90	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2013
Parque Talinay Poniente S.A.	Parque Eólico Talinay Poniente	Eólica Talinay Poniente	60,6	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2015
Energías Ucuquer S.A.	Ucuquer	Eólica Ucuquer	7,2	Eólica	Eólica	ERNC	VI	O'Higgins	2013
Energías Ucuquer Dos S.A.	Ucuquer Dos	Eólica Ucuquer 2	10,75	Eólica	Eólica	ERNC	VI	O'Higgins	2014
Norvind S.A.	Norvind	Eólica Totoral	46	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2010
AELA Eólica Negrete SpA	Eólica Negrete	Eólica Cuel	33	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2014
Parque Eólico El Arrayán SpA	Parque Eólico El Arrayán	Eólica El Arrayán	115	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2014
Alba S.A.	Alba	Eólica San Pedro	36	Eólica	Eólica	ERNC	X	Los Lagos	2014
Parque Eólico Los Cururos Ltda.	Parque Eólico Los Cururos	Eólica Los Cururos	109,6	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2014
Parque Eólico Taltal S.A.	Parque Eólico Taltal	Eólica Taltal	99	Eólica	Eólica	ERNC	II	Antofagasta	2015
Punta Palmeras S.A.	Punta Palmeras	Eólica Punta Palmeras	45	Eólica	Eólica	ERNC	IV	Coquimbo	2014
Proyecto Raki SpA	RAKI	Eólica Raki	9	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2015
Parque Eólico Renaico SpA	Parque Eólico Renaico SpA	Eólica Renaico	88	Eólica	Eólica	ERNC	IX	La Araucanía	2016
Proyecto Huajache SpA	Huajache	Eólica Huajache	6	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2015
Eólica La Esperanza S.A.	Eólica La Esperanza S.A.	Eólica La Esperanza	10,5	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2016
Parque Eólico Renaico SpA	Parque Eólico Renaico S.p.A	Eólica Los Buenos Aires	24	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2016
Parque Eólico San Juan	Energy Focus S.A.	Eólica San Juan	193,2	Eólica	Eólica	ERNC	III	Atacama	2016
Río Alto Generación S.A.	Río Alto Generación	Eólica San Pedro II	65	Eólica	Eólica	ERNC	X	Los Lagos	2016
Eólico Las Peñas SpA	Parque Eólico Las Peñas	Eólico Las Peñas	8,4	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2016
Parque Eólico Lebu-Toro SpA	Parque Eólico Lebu	Eólica lebu III	5,25	Eólica	Eólica	ERNC	VIII	Biobío	2016
Parque solar Luna SpA	Parque Solar Luna SpA	Solar Luna	2,96	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2015
Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	Luz del Norte	Solar Luz del Norte	141	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
Commonplace Energy S.A.	Commonplace	Solar Santa Cecilia	2,96	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2013
Generadora Eléctrica Kaltemp Ltda.	Kaltemp	Solar Tambo Real	2,94	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2012
RTS Energía S.A.	ENOR CHILE	Solar Esperanza	2,88	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2013
Solairedirect Generación Andacollo SpA	SDGx1	Solar SDGx01	1,28	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2013
Subsole Energías Renovables Ltda.	Subsole	Solar Hornitos	0,323	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2013
San Andrés SpA	San Andrés	Solar San Andrés	50,6	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2014
Amanecer Solar SpA	Amanecer Solar	Solar Llano de Llampos	101,02	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2014
PSF Pama S.A.	PSF Pama	Solar PSF Pama	2	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2014
PSF Lomas Coloradas S.A.	PSF Lomas Coloradas	Solar PSF Lomas Coloradas	2	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2014
Almeyda Solar SpA	Almeyda Solar	Solar Diego de Almagro	32,05	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2014
EERM Energías del Futuro S.A.	Energías del Futuro	Solar Techos Altamira	0,15	Solar	Solar	ERNC	XIII	Metropolitana	2014
PV Salvador SpA	PV Salvador SpA	Solar PV Salvador	68	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	Solar Las Terrazas	3	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2014
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Solar Chañares	36	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Solar Latackama 2	16,5	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Solar Latackama	55	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
KDM Energía S.A.	KDM	Solar Loma Los Colorados	1,074	Solar	Solar	ERNC	V	Valparaíso	2015
RTS Energy	RTS Energía S.A.	Solar El Pilar - Los Amarillos	3	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
SOL	Parque Solar Sol del Norte SpA	Solar Sol	2,96	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2015
Javiera SpA	Javiera	Solar Javiera	65	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
Parque Solar Bellavista SpA	Parque Solar Bellavista SpA	Solar Bellavista	3	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2016
Parque Eólico Renaico SpA	Parque Eólico Renaico SpA	Solar Carrera Pinto	93,5	Solar	Solar	ERNC	III	Atacama	2015
GR Pan de Azúcar	GR Pacific Pan de Azúcar SpA	Solar Lagunilla	2,95	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2015
Eléctrica Panguipulli	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Solar Pampa Solar Norte	69,3	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2016
Abengoa Chile S.A.	Abengoa	Solar Las Araucarias	0,14	Solar	Solar	ERNC	XIII	Metropolitana	2016
Renovalia Chile Seis SpA	Renovalia Chile Seis SpA	Solar las Mollacas	2,78	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2016
Renovalia Chile Siete SpA	Renovalia Chile Siete SpA	Solar La Chapeana	2,78	Solar	Solar	ERNC	IV	Coquimbo	2016






EMPRESA	COORDINADO	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA		TIPO	ERNC/ CONVENCIONAL	REGIÓN	NOMBRE REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO
			[MW]	FUENTE					
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Mejillones	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	20,52	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	20,52	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	36,23	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	86,94	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1999
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	85,67	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1999
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	136,4	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1999
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	132,4	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1999
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	361,12	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Engie Energía Chile S.A.	Engie	Termoeléctrica Tocopilla	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1960
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	28,64	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Minera Mantos Blancos	Enorchile	Diésel Mantos Blancos	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1995
Enorchile S.A.	Enorchile	Diésel Zofri	0,45	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2007
Enorchile S.A.	Enorchile	Diésel Zofri	5,16	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	1996
Enorchile S.A.	Enorchile	Diésel Zofri	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	1996
Enorchile S.A.	Enorchile	Diésel Zofri	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	1996
Enorchile S.A.	Enorchile	Diésel Zofri	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	1996
Enorchile S.A.	Enorchile	Diésel Zofri	0,45	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2007
Enorchile S.A.	Enorchile	Estandartes	1,6	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2013
Enorchile S.A.	Enorchile	Estandartes	4,8	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2009
Enorchile S.A.	Enorchile	Estandartes	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2009
Enorchile S.A.	Enorchile	Estandartes	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2009
Enorchile S.A.	Enorchile	Estandartes	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2009
Enorchile S.A.	Enorchile	Estandartes	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2009
Enorchile S.A.	Enorchile	Estandartes	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2009
Minera Collahuasi	Enorchile	Ujina	6,7	Fuel Oil Nro. 6	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2016
Minera Collahuasi	Enorchile	Ujina	6,7	Fuel Oil Nro. 6	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2016
Minera Collahuasi	Enorchile	Ujina	6,7	Fuel Oil Nro. 6	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2016
Minera Collahuasi	Enorchile	Ujina	6,7	Fuel Oil Nro. 6	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2016
Minera Collahuasi	Enorchile	Ujina	8,9	Fuel Oil Nro. 6	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2016
Minera Collahuasi	Enorchile	Ujina	8,9	Fuel Oil Nro. 6	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	2016
Equipos de Generacion	Equipos de Generacion	Diésel Inacal	6,8	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2009
Equipos de Generacion	Equipos de Generacion	Diésel Inacal	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2009
Equipos de Generacion	Equipos de Generacion	Diésel Inacal	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2009
Equipos de Generacion	Equipos de Generacion	Diésel Inacal	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2009
Fotovoltaica Norte Grande 5	Fotovoltaica Norte Grande 5	Uribe Solar	52,8	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017
Gasatagama Generación S.A.	Gasatagama	Atacama	395,9	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1999
Gasatagama Generación S.A.	Gasatagama	Atacama	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1999
Gasatagama Generación S.A.	Gasatagama	Atacama	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	1999
Gasatagama Generación S.A.	Gasatagama	Atacama	384,7	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Gasatagama Generación S.A.	Gasatagama	Atacama	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Gasatagama Generación S.A.	Gasatagama	Atacama	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Gasatagama	Termoeléctrica Tarapacá	158	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	1999
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Gasatagama	Termoeléctrica Tarapacá	23,75	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	I	Tarapacá	1995
Generación Solar SpA	Generación Solar SpA	Maria Elena Fv	68	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2015
Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica Del Norte	Cerro Pabellón	27,5	Geotérmica	Geotérmica	ERNC	II	Antofagasta	2017
Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica Del Norte	Cerro Pabellón	27,5	Geotérmica	Geotérmica	ERNC	II	Antofagasta	2017
Helio Atacama Tres SpA	Helio Atacama Tres	Fy Bolero	146,64	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017
Inversiones Hornitos S.A.	Hornitos	Termoeléctrica Hornitos	177,54	Carbón	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2011
Noracid S.A.	Noracid	Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones	17,5	Cogeneración	Cogeneración	Convencional	II	Antofagasta	2012
Ingenova S.A.	On Group	Diésel Aguas Blancas	2	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2013
Ingenova S.A.	On Group	Diésel Aguas Blancas	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2013
Planta Solar San Pedro Iii SpA	Planta Solar San Pedro Iii	Solar Jama	30,24	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2015
Planta Solar San Pedro Iii SpA	Planta Solar San Pedro Iii	Solar Jama	22,41	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2016
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2	7,516	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2014
Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3	16,038	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2014
Sps La Huayca S.A.	Sps La Huayca	La Huayca Ii	25,05	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2014
Tamakaya Energía SpA	Tamakaya Energía	Kelar	532,46	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2016
Tamakaya Energía SpA	Tamakaya Energía	Kelar	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2016
Tamakaya Energía SpA	Tamakaya Energía	Kelar	0	Gas Natural	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2016
Tecnec S.A.	Tecnec	Diésel La Portada	3	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Tecnec S.A.	Tecnec	Diésel La Portada	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Tecnec S.A.	Tecnec	Diésel La Portada	0	Diésel	Termoeléctrica	Convencional	II	Antofagasta	2014
Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Valle De Los Vientos	Eólica Valle de los Vientos	90	Eólica	Eólica	ERNC	II	Antofagasta	2014
Cavancha S.A.	Cavancha	Hidráulica pasada	2,8	Hidráulica pasada	Hidroeléctrica	ERNC	I	Tarapacá	2010
Parque Solar Los Puquios SpA	Los Puquios	Los Puquios	2,47	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2015
Enernuevas S.A.	Enernuevas	Minihidro Alto Hospicio	1,1	Hidráulica pasada	Hidroeléctrica	ERNC	I	Tarapacá	2010
Enernuevas S.A.	Enernuevas	Minihidro El Toro N°2	1,1	Hidráulica pasada	Hidroeléctrica	ERNC	I	Tarapacá	2010
Enernuevas S.A.	Enernuevas	Minihidro Santa Rosa	1,25	Hidráulica pasada	Hidroeléctrica	ERNC	I	Tarapacá	2014
Pozo Almonte Solar 1 S.A.	Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1	9	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2015
Calama Solar I	Calama Solar I	Pmgd Calama Solar I	9	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017
Pmgd Pica Pilot	Pmgd Pica Pilot	Pmgd Pica	0,63	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2015
Cerro Dominador Pv	Cerro Dominador Pv	Cerro Dominador Pv	99,05	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017
Puerto Seco Solar	Puerto Seco Solar	Planta Solar							
Puerto Seco Solar	Puerto Seco Solar	Fotovoltaica Puerto Seco Solar	8,9	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017
Puerto Seco Solar	Puerto Seco Solar	Pozo Almonte Solar 1	9	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2015
Calama Solar I	Calama Solar I	Pmgd Calama Solar I	9	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017
Pmgd Pica Pilot	Pmgd Pica Pilot	Pmgd Pica	0,63	Solar	Solar	ERNC	I	Tarapacá	2015
Cerro Dominador Pv	Cerro Dominador Pv	Cerro Dominador Pv	99,05	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017
Puerto Seco Solar	Puerto Seco Solar	Planta Solar							
Puerto Seco Solar	Puerto Seco Solar	Fotovoltaica Puerto Seco Solar	8,9	Solar	Solar	ERNC	II	Antofagasta	2017




Teatinos 280, piso 11, Santiago  
[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)

 [@coord\\_electrico](https://twitter.com/coord_electrico)

 [Coordinador Eléctrico Nacional](https://www.linkedin.com/company/coordinador-el%C3%A9ctrico-nacional)

 [/coordinadorcl](https://www.facebook.com/coordinadorcl)

 [Coordinador Eléctrico Nacional](https://www.youtube.com/channel/UC...)