

REPORTE ANUAL 2014



CDEC SIC

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL



Este archivo PDF incluye vínculos que respaldan los gráficos y tablas.

Para acceder a cada planilla presione sobre la tabla o gráfico correspondiente.

REPORTE
ANUAL
2014



CDEC SIC

CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

CARTA DEL PRESIDENTE

CARTA DEL DIRECTOR TÉCNICO

DIRECTORIO

CDECSIC 2014 EN UNA MIRADA

SOBRE EL CDECSIC

DIRECCIONES TÉCNICAS

► 04

Carta del Presidente
Carta del Director Técnico
Ejecutivo
CDECSIC 2014 en una mirada

► 12

Sobre El CDECSIC
Quiénes Somos
Organigrama CDECSIC
Principales Hitos 2014

► 20

Directorio
Código de Gobierno Corporativo
Comité de Riesgo y Auditoría
Comité de Desarrollo Organizacional
Comité Técnico y Normativo
Destacados expertos analizan funcionamiento del Directorio

► 30

Gestión de las Direcciones Técnicas
Equipo Directivo
Dirección de Operación (DO)
Dirección de Peajes (DP)
Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD)
Dirección de Administración y Presupuesto (DAP)
Subgerencia de Regulación y Contraloría Técnica

OPERACIÓN DEL SISTEMA 2005 - 2014

ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN 2014

TRANSFERENCIAS ENTRE EMPRESAS

▶ 46

Estados Financieros

▶ 52

Empresas Integrantes
del CDECSIC

▶ 68

Operación del
Sistema 2005 - 2014

▶ 80

Aspectos Relevantes de
la Operación 2014

▶ 88

Transferencias entre
Empresas

► Carta del Presidente del Directorio



En nombre del Directorio que presido, tengo el agrado de presentar el Reporte Anual 2014 del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDECSIC, que cambia su formato para incorporar nuevos temas de interés, además de las tradicionales Estadísticas de Operación.

El nuevo Directorio del CDECSIC se conformó en abril del 2014 siguiendo los lineamientos del Decreto Supremo N° 115, del Ministerio de Energía, que modificó el Decreto Supremo N° 291, del Ministerio de Economía, el cual regula la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC.

De acuerdo a lo anterior, el Directorio del CDECSIC se encuentra actualmente conformado por cinco directores titulares, con sus respectivos suplentes, todos ellos independientes y sin vínculo laboral alguno con las empresas integrantes del organismo, lo que viene a reafirmar la autonomía en la toma de decisiones al interior del gobierno corporativo del CDECSIC.

En efecto, los directores fueron elegidos de ternas de candidatos presentados por una empresa especializada en la búsqueda de altos directivos, para cada segmento de empresas integrantes, esto es, generación mayor de 200 MW, generación menor de 200 MW, transmisión troncal, subtransmisión y clientes libres. En total fueron 215 las personas contactadas por la empresa especializada, tras un amplio análisis del mercado. De ellas, y luego de un proceso de evaluación y diversas entrevistas, fueron seleccionados los 15 profesionales que integraron finalmente las 5 ternas.

Tras la entrega de un informe personal de cada postulante por parte de la empresa especializada, los 15 candidatos propuestos en las 5 ternas fueron entrevistados por cada uno de los segmentos de empresas que los elegirían. De este modo, el día 28 de marzo de 2014 se llevó a cabo una asamblea de empresas integrantes del CDECSIC, ocasión en que cada segmento eligió a un director titular y su respectivo suplente.

Una de las primeras decisiones del Directorio fue dotarse de un Código de Gobierno Corporativo para la formalización y difusión de las prácticas de gobernabilidad e información del CDECSIC, con la finalidad de incrementar los estándares de gestión, ética y transparencia en el proceso de toma de decisiones internas. En el Código se especificó que el Directorio funcionaría con tres Comités permanentes. Estos son el Comité de Riesgo y Auditoría, que tiene como principal finalidad asistir al Directorio en materias de gobierno corporativo y en la gestión integral de riesgos estratégicos y operacionales del organismo, el Comité de Desarrollo Organizacional, enfocado a asistir al Directorio en materias de modernización de la gestión de personas y de cambio organizacional, y el Comité Técnico y Normativo, cuya principal finalidad es asistir al Directorio en todas aquellas materias de orden técnico y normativo vinculadas a la operación eficiente y confiable del SIC. Los tres Comités han tenido una destacada actividad, conforme se observa en los informes anuales de los referidos Comités que se incluyen más adelante en este informe.

Dentro de los primeros desafíos que enfrentó este Directorio, estuvo la búsqueda y selección de los Directores Técnicos del CDECSIC dentro del plazo estipulado para

ello, contabilizado desde la conformación del nuevo Directorio. Para su concreción se definió un perfil de candidatos y se seleccionó a una empresa especializada, luego de un concurso por invitación a las principales empresas de búsqueda de ejecutivos. La empresa especializada presentó ternas de candidatos que fueron entrevistados por el Directorio y entre los que se seleccionó a Andrés Salgado como Director de Operación, Peajes y Planificación y Desarrollo, y a Felipe Roure como Director de Administración y Presupuesto. Ellos iniciaron su gestión en los meses de octubre y septiembre de 2014, respectivamente.

Otro hito importante del año fue la elaboración de un nuevo Reglamento Interno del CDECSIC, que recogiera todos los cambios y adecuaciones que ha experimentado la normativa sectorial. Este nuevo reglamento fue puesto en consideración de las empresas integrantes, que aportaron importantes observaciones y presentado a la Comisión Nacional de Energía, la que finalmente entregó su informe favorable, quedando en plena vigencia. En el reglamento se reconoció que el CDECSIC es una comunidad que se forma por el imperativo de la Ley, con el objeto de cumplir con las finalidades que la legislación encarga a sus Integrantes, conforme los términos dispuestos en la Ley General de Servicios Eléctricos y en la normativa eléctrica vigente. A comienzos del año 2015 se dio inicio al funcionamiento del organismo como la Comunidad que configura su normativa, lo que permite desligarse del soporte administrativo que se obtenía por medio de la Sociedad CDECSIC Limitada.

Por otra parte, para avanzar en la gestión integral de riesgos estratégicos y operacionales del organismo, el Directorio decidió la creación de un área de auditoría interna, cuya principal tarea en el año 2014 fue el levantamiento de la matriz de riesgos y la elaboración de un plan de auditorías para el período 2015-2016, que ya se ha iniciado.

También el Directorio procedió a elaborar y a aprobar diversas políticas corporativas, dentro de las cuales están la Política de Inversiones Financieras de Caja, la Política de Compras y Contrataciones de Bienes y Servicios, la Política de Gestión del Desempeño, la Política de Control y Gestión de Riesgos, la Política de Gestión de Personas, la Política de Reclutamiento, Selección y Movimiento del Personal, la Política de Capacitación del Personal y la Política General de Compensaciones y Beneficios.

Conforme con la normativa vigente, corresponde al Directorio establecer la sede para el funcionamiento del CDECSIC, incluyendo el Centro de Despacho y Control -CDC-, lo que dio lugar a un intenso trabajo de búsqueda de una nueva localización definitiva, con apoyo de empresas externas especializadas, dado el convencimiento que sólo en nuevas instalaciones se podrá dar cumplimiento pleno a los requerimientos que esta clase de centros debe poseer. La labor realizada consideró, además, la posibilidad de un traslado completo de las oficinas del organismo.

En noviembre de 2014 el Directorio adoptó la decisión de trasladar el CDC a un sitio en un parque industrial de Santiago, incorporando para ello en el Presupuesto 2015 un monto de UF 42.908. Esta cifra se compone de UF 33.776 destinados a la compra de un terreno y la diferencia, corresponde a gastos en proyecto de arquitectura, ingeniería y especialidades y otros. Este presupuesto extraordinario recibió informe favorable de la Comisión Nacional de Energía.

Siguiendo los principios de excelencia, transparencia, independencia y proactividad que guían al organismo, el Directorio emprendió diversas actuaciones para mejorar el nivel de información del mercado eléctrico y de las actuaciones del CDECSIC, que disponen coordinados y público en general. Entre estas actuaciones han estado reuniones con asociaciones de integrantes, con institutos y con líderes de opinión. Asimismo se materializaron importantes mejoras en la página web del organismo y se renovó su imagen corporativa. También se realizó una primera autoevaluación del Directorio, que se hizo pública. Estas actuaciones, junto a otras ya mencionadas, se han reflejado positivamente en los resultados de reputación corporativa que hoy exhibe el CDECSIC.

Los desafíos que enfrenta el CDECSIC para el 2015 y años venideros son importantes, destacándose:

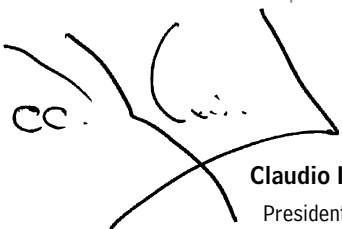
- Lograr el pleno funcionamiento de la nueva Dirección de Planificación y Desarrollo.
- Desarrollar los nuevos estudios y las auditorías que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, conforme a sus recientes modificaciones.
- Adecuar la programación y operación segura y económica del SIC a la incorporación de energías renovables no convencionales.
- Lograr el aprovechamiento de todas las potencialidades del nuevo SCADA, con la disponibilidad de las señales adecuadas, en cantidad y en calidad, tanto para la supervisión y control como para mejorar la información en línea de que hoy disponen los integrantes.
- Anticipar y prever los impactos sistémicos de la interconexión eléctrica del SIC y SING.

Para estar a la altura de estos desafíos, el CDECSIC dispone para el año 2015 de un presupuesto de UF 462.712, sin incluir la inversión extraordinaria antes mencionada, lo que representa un 26% de aumento en relación al presupuesto del año 2014.

Estamos conscientes que el mayor capital con que cuenta el CDECSIC son sus profesionales. Son ellos quienes han generado una base de conocimientos, capacidades y eficiencia que constituye el éxito de la gestión del organismo. Este Directorio ya emprendió la tarea de implementar las Políticas que, vinculadas a la selección, capacitación y compensación del personal nos permitirán resguardar este importante capital humano.

Entre todos seguiremos trabajando para que el CDECSIC sea reconocido como un organismo privado de excelencia técnica, que cumple una misión de interés público, como es operar de manera segura y económica el Sistema Interconectado Central, contribuyendo de esta forma al bienestar de las personas y al desarrollo del país.

CC. Cui.



Claudio Iglesias Guillard
Presidente del Directorio

► Carta del Director Técnico Ejecutivo



Como organismo encargado de coordinar la operación económica y segura del Sistema Interconectado Central estamos conscientes que nuestras decisiones no sólo impactan en la explotación de quienes participan de forma directa en el mercado eléctrico, sino que además repercuten en el desarrollo económico del país. En ese contexto, paso a comentar los principales hechos relevantes, indicadores y actividades desarrolladas durante el año recién finalizado.

Siguiendo con los aspectos organizacionales, se formó la subdirección de Planificación y Desarrollo, que tiene a su cargo nuevas funciones asignadas con la modificación al Decreto Supremo N°291, las cuales reflejan el nuevo rol de los CDEC en una mirada hacia el futuro del sistema eléctrico.

En el plano operacional, los principales indicadores del sistema para el 2014 muestran un importante aumento en la participación de energías renovables y mayor aporte hidráulico en comparación con el año 2013. Es así como la producción de 52.265 GWh de energía en 2014 -que se incrementó en un 2,6%-, estuvo compuesta por 1.210 GWh de energía eólica (121% de incremento respecto de 2013) y de producción solar que de sólo 3 GWh producidos en 2013, pasó a 377 GWh en 2014. La producción hidráulica, en tanto, se vio favorecida por una mejor condición hidrológica y la incorporación al sistema de nuevas centrales hidráulicas.

Por otra parte, la capacidad instalada del sistema alcanzó los 15.179 MW, lo que representa un incremento significativo de 1.044 MW, equivalente a 7,3% respecto del año 2013. Dicho

aumento fue impulsado principalmente por centrales de tecnología eólica, con 645 MW y por centrales de tecnología solar, las cuales pasaron de tener 7 MW de capacidad instalada a finales de 2013, a contar con 199 MW a finales del 2014. También es importante mencionar la puesta en servicio de la central hidráulica Angostura, con 316 MW.

En el plano regulatorio y normativo, se trabajó fuertemente en la elaboración de diversos procedimientos, los cuales fueron enviados por el CDECSIC a la Comisión Nacional de Energía para su revisión e informe favorable.

Procedimientos Dirección de Peajes:

- Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía.
- Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento
- Remuneración de Servicios Complementarios.

Procedimientos Dirección de Operación:

- Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
- Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva.
- Verificación de la Activación Óptima de los EDAC/ EDAG/ ERAG.
- Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SIC.
- Desempeño del Control de Frecuencia en el SIC.
- Habilitación de Instalaciones para el Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS.
- Sistema de Monitoreo.
- Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR (Sistema de Información en Tiempo Real) del CDC.
- Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.

- Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.
- Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.
- Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.

De igual forma, se ha continuado con la adecuación de los procedimientos que deben ser actualizados a la normativa vigente y se comenzaron a desarrollar aquellos procedimientos que se encuentran pendientes, destacando el envío para observaciones de los coordinados a finales del año 2014 del Procedimientos de la Dirección de Operación de Costo Variable No Combustible.

También en materia regulatoria, un hecho significativo fue la publicación por parte de la autoridad de la actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En esta versión de la norma - que se revisa cada cuatro años-, se incorporaron varias funciones y tareas permanentes a los CDEC, lo que implicó la necesidad de planificar el reforzamiento de los equipos de trabajo para el año 2015.

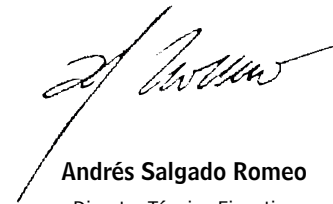
Adicionalmente no puedo dejar de destacar una serie de otras actividades desarrolladas por el CDECSIC con miras al cumplimiento de sus funciones legales, siendo las más relevantes aquellas que se comentan a continuación:

- Elaboración y publicación de los informes requeridos por la Norma Técnica, referidos a:
 - Control de Frecuencia y Requerimientos de Reserva
 - Restricciones en el Sistema de Transmisión
 - Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
 - Prioridades de uso para los Recursos de Control de Tensión
 - Estudio para Planes de Recuperación de Servicio

- La implementación de las 3 fases del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas. La Fase 1 y 3, consistente en el esquema de defensa que permite afrontar las contingencias extremas originadas por fallas de los dobles circuitos de las líneas de 220 kV Quillota–Polpaico o 220 kV Quillota-San Luis, comenzó su puesta en servicio en marcha blanca a comienzos de noviembre de 2014, mientras que la Fase 2, consistente en el esquema que permite afrontar la pérdida del vínculo Charrúa–Ancoa 500 kV, lo hizo durante diciembre de 2014. Estos automatismos debieran ser entregados a la explotación durante el primer trimestre del 2015, una vez superada satisfactoriamente la marcha blanca.
- La incorporación de tecnologías ERNC en la zona norte del SIC, nos llevó a diseñar e implementar de un esquema automático que permita mayores transferencias por el sistema entre SS/EE Nogales y Maitencillo. Esto permitió aprovechar e incorporar mayor energía fotovoltaica y eólica instalada en esa zona.
- La implementación del nuevo SCADA/EMS del CDECSIC, basado en una plataforma Network Manager 5.5 de ABB/Ventyx, entregándose a la explotación a comienzos de 2015. Junto con ello, se desarrolló un sistema de aplicaciones SCADA (EMS-OTS) transversal e integrado a todo el CDEC.
- El mejoramiento del modelo PLP en cuanto a migración del código fuente de fortran 77 a fortran 95, manejo de memoria para permitir modelar mayor cantidad de bloques o etapas horarias, estabilidad numérica del modelo, representación de mantenimientos de centrales, líneas y embalses por hidrología, paralelismo de procesos para reducir los tiempos de ejecución de simulaciones y se implementaron mejoras a la representación estocástica de tecnologías ERNC.
- Se habilitó el Centro de Despacho y Control (CDC) de respaldo, lo que permite tener un segundo centro de control operado en forma permanente y capaz de tomar todas las funciones del centro de despacho principal en caso de alguna contingencia. Adicionalmente, el despacho de respaldo tomó las funciones de coordinación de la generación las plantas de energía renovable, siguiendo con ello las mejores prácticas internacionales en esta materia.
- En materia de obras de transmisión, se desarrollaron las actividades necesarias para adjudicar las nuevas troncales contenidas en el Decreto Exto. N° 310/2013, así como de la obra declarada desierta contenida en el Decreto Exto. N° 82/2012. Los proyectos licitados fueron:
 - Banco de autotransformadores de 750 MVA en S/E Nueva Cardones 500/220 kV.
 - Banco de autotransformadores de 750 MVA en S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV.
 - Banco de autotransformadores de 750 MVA en S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV.
 - Banco de autotransformadores de 750 MVA en S/E Alto Jahuel 500/220 kV.
 - Nueva línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia.

- Se desarrollaron las actividades de auditoría técnicas contempladas en cada una de las obras de transmisión troncal adjudicadas por la Dirección de Peajes.
- En el ámbito de subtransmisión, y según lo contemplado en el DS14/2012, se desarrolló, encontrándose en aplicación desde el mes de septiembre, una metodología de distribución de pérdidas de subtransmisión. Además, se procedió con la reliquidación de pagos de subtransmisión y con la emisión de una nueva propuesta metodológica de distribución de Ingresos Tarifarios (IT) de subtransmisión.
- Se elaboró y envió a la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de expansión del Sistema de Transmisión Troncal 2014.
- Se avanzó en el proceso de implementación y adjudicación de una plataforma tecnológica de recepción de las medidas obtenidas directamente desde los medidores de energía eléctrica que participan en el proceso de transferencias económicas del CDECSIC.

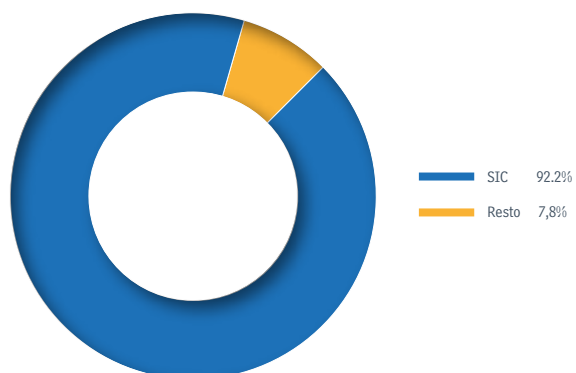
Para cerrar quisiera indicar que con todos estos logros y nuevos desafíos, hemos tenido un año exitoso y seguiremos avanzando en todos los frentes que la normativa nos impone, tratando de innovar en todo lo que sea necesario para perfeccionar nuestros procesos. Todo esto se hace posible gracias al equipo de alta calificación técnica y humana con que cuenta el CDECSIC, quienes otorgan la necesaria flexibilidad para adaptarse a los cambios que el paso de los años le ha exigido y han convertido al CDECSIC en la organización de excelencia que es hoy en día. Confío en que esa cualidad y característica tan propia, sea nuestra competencia de éxito tanto en el presente, como en el futuro.



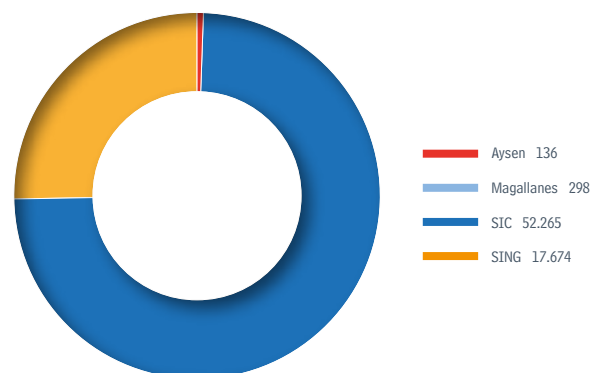
Andrés Salgado Romeo
Director Técnico Ejecutivo

► CDECSIC 2014 en una mirada

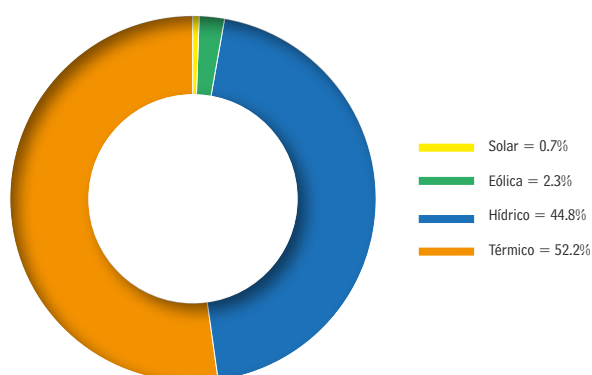
Cobertura Poblacional



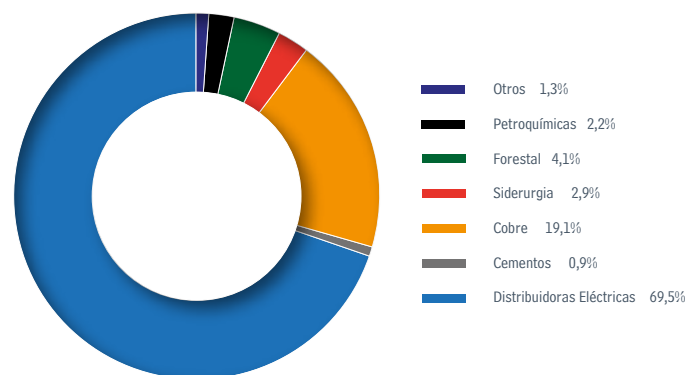
Producción Anual por Sistema (en GWh)



Producción por Tipo de Generación



Ventas a Clientes (% de las ventas totales que alcanzaron 48.977 GWh en 2014)



El siguiente mapa nacional, resume las estadísticas más relevantes de cada sistema eléctrico:



Sobre el CDECSIC

El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central o CDECSIC es un organismo previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos y que es responsable de coordinar la operación del conjunto de instalaciones que conforman el sistema eléctrico central de Chile, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema en su conjunto sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.



► Quienes Somos

Principios

Excelencia: Buscamos la excelencia y ganarnos la credibilidad y confianza en base a nuestra calidad, competencia y la disciplina en el cumplimiento de nuestras funciones. La excelencia nos impulsa a ser mejores cada día, y constituye un reto a nosotros mismos para crecer y desarrollar en forma permanente nuestra organización.

Transparencia: Tenemos la disposición efectiva a revelar nuestros principios de acción y las decisiones adoptadas en base a ellos, permitiendo el adecuado monitoreo por parte de la sociedad. Esto implica fomentar confianza entre todos los grupos de interés.

Independencia: Tomamos nuestras propias decisiones, dentro del marco de nuestro accionar, generando un comportamiento responsable de nuestros profesionales.

Proactividad: Velamos por tener una actitud de anticipación a los eventos relativos a la operación y planificación del SIC, que permita tomar medidas preventivas y así facilitar una mejor toma de decisión por parte de nuestros organismos relacionados.

Misión

Nuestra misión se basa en operar de manera segura y al menor costo posible el SIC, garantizando el acceso abierto al sistema de transmisión y contribuyendo al desarrollo del país mediante el cumplimiento eficiente del rol asignado en la legislación vigente.

Visión

Nuestros esfuerzos se orientan a ser un referente de excelencia; independiente, imparcial, transparente y proactivo para la gestión segura y eficiente del SIC, aplicando las mejores prácticas de la industria a nivel global y constituyendo un aporte para el desarrollo integral de sus coordinados.

Valores

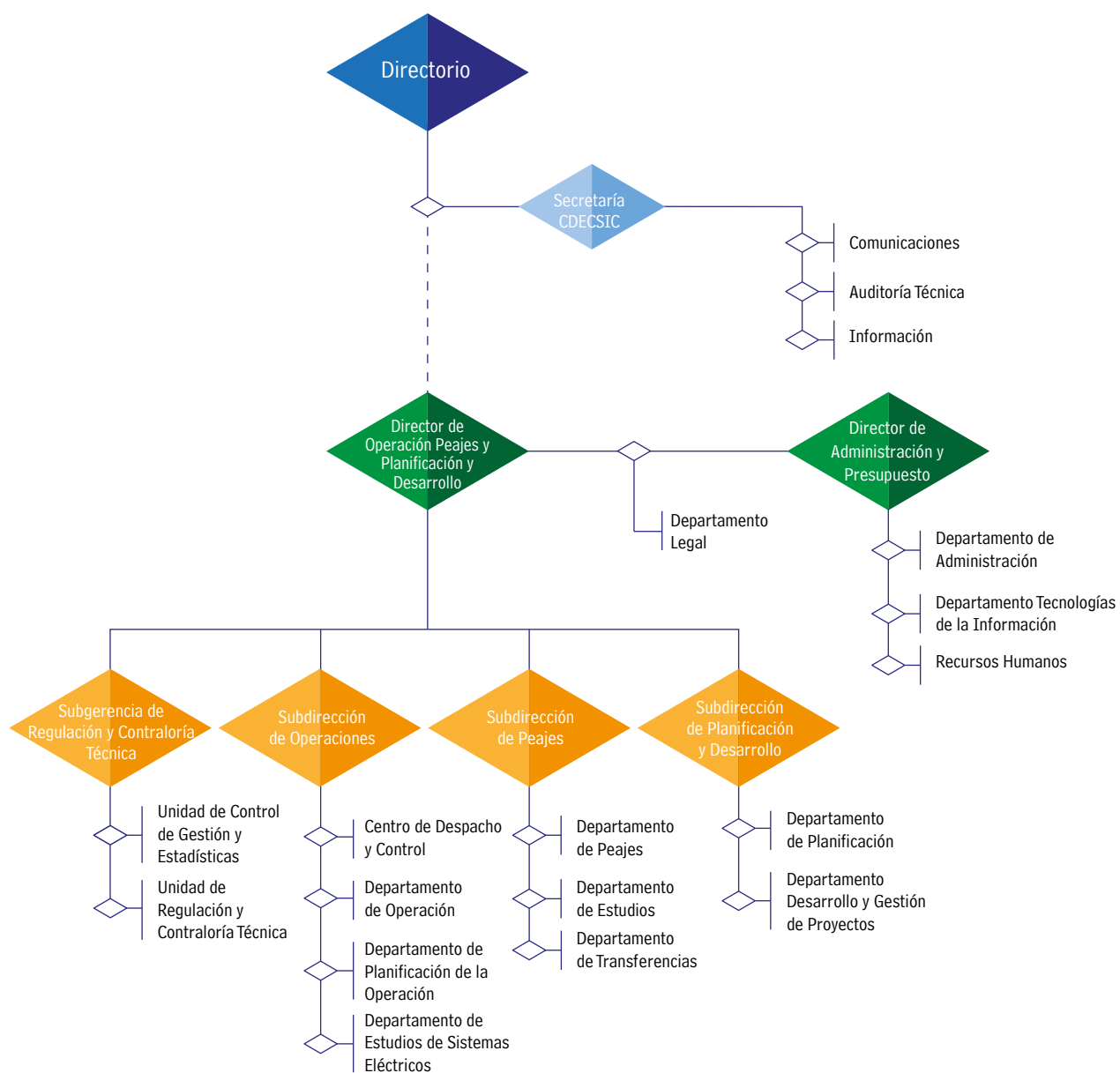
Integridad: Ser honestos, éticos y confiables en la interacción interna y con nuestros grupos de interés. Lo anterior refleja los más altos estándares profesionales de nuestro organismo.

Respeto: Más allá del cumplimiento de las normas, y de las funciones que de ellas derivan para con nuestros profesionales, empresas integrantes, autoridades, y con la comunidad en general, tenemos presente sus puntos de vista, necesidades y opiniones.

Servicio: Brindar colaboración desinteresada al cumplir con nuestra misión, desde los detalles más pequeños hasta la solución de importantes contingencias, habla de nuestro alto sentido de colaboración para hacer la vida más comfortable a los demás. La rectitud de intención y la conciencia de nuestro rol siempre serán la base para vivir este valor.

Equidad: Entendida como el trato justo y equilibrado en el cumplimiento de nuestras funciones y en la relación con nuestros profesionales y con la comunidad toda.

► Organigrama CDECSIC



► Principales Hitos 2014



▲ Integrantes del CDECSIC eligen a su nuevo Directorio

A través de una asamblea realizada el viernes 28 de marzo las empresas integrantes del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDECSIC) eligieron el nuevo Directorio del organismo.

Los cinco candidatos electos en calidad de titulares fueron Luis Vargas Díaz, en representación del Primer Segmento (Propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada sea inferior a 200 MW); Juan Carlos Olmedo Hidalgo, en nombre del Segundo Segmento (Propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada sea igual o superior a 200 MW); Claudio Iglesias Guillard, como representante del Tercer Segmento (Propietarios de instalaciones de Transmisión Troncal); Sergi Jordana de Buen, en representación del Cuarto Segmento (Propietarios de instalaciones de Subtransmisión); y a Juan Cembrano Perasso, por el Quinto Segmento (Clientes Libres).

Como directores suplentes, las empresas del Primer Segmento eligieron al Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile, Mario Peralta Alba. En tanto, las empresas del Segundo Segmento optaron por el Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile, Humberto Soto Velasco. Las empresas integrantes del Tercer Segmento, eligieron a Jaime Peralta Rodríguez, de profesión Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile. Asimismo, las empresas del Cuarto Segmento votaron por el Ingeniero Civil Industrial de la Universidad Católica de Chile, Cristian Arnolds Reyes. Por último, las representantes del Quinto Segmento, optaron por Claudio Roa Sepúlveda, Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Concepción.

► Directorio nombra a Claudio Iglesias como su Presidente

Un paso importante en la consolidación de su nueva orgánica dio el CDECSIC el 8 de abril al asumir oficialmente su nuevo directorio. En la primera sesión de la mesa se eligió al ingeniero civil electricista, Claudio Iglesias, como presidente del organismo por el período de un año.



▲ Ministro de Energía visita instalaciones

Un recorrido por las instalaciones del CDECSIC en el que pudo apreciar el trabajo que realizan las 24 horas del día los ingenieros despachadores hizo a fines de abril el ministro de Energía, Máximo Pacheco. Acompañado por la Jefa de la División de Seguridad y Mercado Eléctrico de dicha cartera, María José Reveco, el secretario de Estado sostuvo una reunión con los máximos directivos del organismo.

► Aprobado nuevo Código de Gobierno Corporativo

Por acuerdo unánime el Directorio del CDECSIC acordó durante el mes de mayo, aprobar su nuevo Código de Gobierno Corporativo. El documento, permite formalizar las prácticas de gobernabilidad e información del organismo, con la finalidad de incrementar los estándares de gestión, ética y transparencia en el proceso de toma de decisiones internas, teniendo en consideración el cumplimiento de los fines previstos para el organismo por la Ley General de Servicios Eléctricos.



Exitosa mesa redonda por 15 años del CDECSIC

“15 años del CDECSIC: Logros y Desafíos Futuros”. Ese fue el título de la mesa redonda realizada el 28 de mayo para conmemorar los 15 años de funcionamiento autónomo del organismo.

El evento, contó con la participación de importantes autoridades del sector energético, encabezadas por el Ministro de Energía, Máximo Pacheco; el Secretario Ejecutivo de la CNE, Andrés Romero; y el Superintendente de Electricidad y Combustibles, Luis Ávila. A la cita, asistieron también más de un centenar de altos ejecutivos de empresas de generación, distribución, clientes libres y transmisión, además de miembros del Directorio del CDECSIC, integrantes del Panel de Expertos, académicos, gremios, consultores y jefes de departamento del organismo, entre otros invitados.



Directores visitan terminal de GNL Quintero

Un grupo de directores del CDECSIC visitaron a mediados de agosto las instalaciones del terminal de recepción, descarga, almacenamiento y regasificación de GNL Quintero. En el lugar, fueron recibidos por los máximos ejecutivos de la empresa, encabezados por su gerente general, Antonio Bacigalupo.

La visita tuvo como objetivo que el directorio del organismo se interiorizara de las principales características operacionales del terminal, así como del funcionamiento del mercado del gas natural licuado. En la oportunidad, los directores recorrieron el muelle, el área de proceso, la estación de carga de camiones y la Sala de Control, lugar este último donde se realiza la operación y control de todos los procesos del lugar.



Destacada visita del Perú

El Presidente del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú (COES SINAC), César Butrón visitó a mediados de mayo las dependencias del CDECSIC. En la oportunidad, el ingeniero Butrón -acompañado por el Presidente del Directorio del CDECSIC, Claudio Iglesias, además de otros ejecutivos de la empresa-, recorrió las nuevas instalaciones del Centro de Despacho y Control del organismo. Posteriormente, sostuvieron una reunión donde se abordaron diversas materias de interés para ambos organismos.

Anuncian construcción de nuevo Centro de Despacho y Control



El Directorio del CDECSIC anunció el 17 de diciembre la construcción de un nuevo Centro de Despacho y Control (CDC), el cual considera una inversión inicial cercana a los US\$ 6 millones.

Según dispuso el Directorio, se destinarán cerca de US\$1,8 millones para la compra del terreno, estimándose otros US\$4,2 millones para la construcción y habilitación del nuevo recinto. Cálculos preliminares indican que el nuevo CDC debiese estar plenamente operativo durante el segundo trimestre de 2017.

CNE da visto bueno a nuevo Reglamento Interno

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó, a comienzos de diciembre, oficialmente la Resolución Exenta N°608, mediante la cual otorga su informe favorable al nuevo Reglamento Interno del CDECSIC.

La aprobación otorgada por la CNE constituye un hito para el organismo, por cuanto sus disposiciones se han ajustado a la normativa eléctrica vigente. Asimismo, en este reglamento se reconoce la naturaleza jurídica del CDECSIC como una comunidad de empresas que se forma por el imperativo de la Ley.

Renovación de imagen corporativa

Con el propósito de reflejar de mejor manera los desafíos que enfrenta este organismo en un contexto de cambios, el CDECSIC, presentó el 24 de noviembre su nueva imagen corporativa.

Según el Presidente del Directorio, Claudio Iglesias, “transcurridos 15 años de vida como organismo autónomo, el CDECSIC es hoy sinónimo de modernidad, capacidad técnica y eficiencia en la correcta coordinación del SIC. Es por ello, que hemos considerado oportuno y necesario realizar esta transformación, la cual refleja de mejor manera el importante lugar que ocupamos en el sector energético”.

CDECSIC publica estudio sobre ERNC en la zona norte del SIC

La creciente incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) impone también desafíos técnicos. Por eso la importancia del estudio publicado por el CDECSIC a fines de junio sobre el ingreso de nuevas tecnologías de generación variable como la solar o eólica en la zona norte del SIC proyectada para el período 2014-2017.

El documento denominado “Estudio de Operación de la Zona Norte del SIC en el período 2014-2017” destaca, entre otros aspectos, que resulta técnica y económicamente conveniente la instalación de un automatismo que ejecute acciones del tipo Limitación/Reducción/Desconexión de generación, destinado a permitir mayores transferencias desde la Zona Norte del SIC.



Directivos realizan visitas técnicas en Europa

Entre el 20 y el 27 de octubre, el Subdirector de Operación del CDECSIC, Ernesto Huber, y el Jefe del Centro de Despacho y Control, Ricardo Pacheco, realizaron una serie de visitas técnicas a los Centros de Control de las empresas EnergyNet (Copenhague), 50 Hertz (Berlín) y Red Eléctrica de España (Madrid), las que fueron calificadas como muy positivas por ambos ejecutivos.

Así mismo, los profesionales fueron invitados en Berlín, Alemania, a conocer un centro de capacitación de ingenieros despachadores, de la empresa GRIDLab. Junto con ello, el Subdirector de Operación realizó una presentación en el “Knowledge Exchange Forum – Integrating Variable Renewable Energy into Power Grids”, actividad organizada por el Banco Mundial en la ciudad de Copenhague, Dinamarca.



Presidenta Bachelet saluda y destaca rol del CDECSIC

La Presidenta de la República, Michelle Bachelet, destacó el rol estratégico que tiene para el país el CDECSIC, al cumplir 15 años como organismo autónomo.

A través de un video grabado especialmente para la ocasión, la Mandataria envió un afectuoso saludo a todas y todos los profesionales y técnicos del organismo. "Ustedes, más que nadie, saben que el sector de energía es estratégico y fundamental para el funcionamiento de nuestra sociedad y la vida de las personas. Es por ello, que transcurridos 29 años desde que por ley se crearan los Centros de Despacho Económico de Carga, de los cuales los últimos 15 años ha existido como un organismo autónomo, el CDECSIC es hoy una institución que cumple una misión de interés público, como es operar de manera segura y económica el Sistema Interconectado Central; entregando un insumo clave para desarrollo económico de Chile y también para avanzar hacia una mayor inclusión social", señaló la Jefa de Estado.

En la oportunidad, la Presidenta aprovechó la ocasión para felicitar al organismo por la edición del libro conmemorativo 15 años del CDECSIC en Chile, el cual fue presentado el jueves 9 de octubre en una ceremonia que estuvo encabezada por el Presidente del Directorio, Claudio Iglesias.

CDECSIC da a conocer plan de expansión del sistema de transmisión troncal

Como parte de la revisión anual del Estudio de Transmisión Troncal (ETT), la Dirección de Peajes del CDECSIC dio a conocer a comienzos de noviembre el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del año 2014. Para determinar el plan de expansión propuesto, se analizó el comportamiento esperado del sistema de transmisión troncal hasta el año 2029, con distintos escenarios de generación y demanda, considerando, dentro del conjunto de proyectos posibles, las obras incorporadas en el Informe Técnico de la CNE, los proyectos presentados por las empresas promotoras y los proyectos que la Dirección de Peajes ha determinado necesarios para cubrir los requerimientos del sistema. Las obras recomendadas consideraron una inversión estimada, cercana a los US\$189 millones.

Andrés Salgado es nombrado Director Técnico Ejecutivo del CDECSIC



Luego de un exhaustivo proceso de búsqueda de candidatos desarrollado por la empresa head hunter Boyden Chile, el 19 de agosto el Directorio procedió a nombrar al ingeniero eléctrico Andrés Salgado R., como nuevo Director Técnico Ejecutivo del organismo.

Salgado es Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile y MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez. Tiene 24 años de experiencia en el sector eléctrico, con sólidos conocimientos en regulación, planificación, comercialización y análisis de riesgos. Posee también una importante trayectoria en el mundo académico y la consultoría.

Por otra parte, el Directorio designó como nuevo Director de Administración y Presupuesto, al Ingeniero Civil Industrial, Felipe Roure. En tanto el Director Técnico Ejecutivo nombró al Ingeniero Civil Industrial, Gabriel Carvajal, como nuevo Subdirector de Planificación y Desarrollo.

Directorio

El Directorio del CDECSIC se encuentra compuesto por cinco miembros representantes de cada uno de los segmentos de empresas que integran el CDECSIC. Los segmentos de generación igual o superior a 200 MW, generación inferior a 200 MW, transmisión troncal, subtransmisión y clientes libres eligen a su representante en el Directorio de una terna de candidatos seleccionados y propuestos para el respectivo segmento por una empresa especializada contratada al efecto. Dentro de sus funciones principales, destacan el velar por el cumplimiento de las funciones que la Ley, la reglamentación vigente y el Reglamento Interno establecen para el CDECSIC, así como velar por la operación segura y eficiente del sistema eléctrico, estableciendo los criterios generales para el cumplimiento de dicho objetivo.



► Directorio



Sentados, de izquierda a derecha, los Directores Titulares: Juan Cembrano Perasso (Quinto Segmento), Sergi Jordana de Buen (Cuarto Segmento), Juan Carlos Olmedo Hidalgo (Segundo Segmento), Luis Vargas Díaz (Primer Segmento) y Claudio Iglesias Guillard, Presidente del Directorio (Tercer Segmento).
De pie, de izquierda a derecha, los Directores Suplentes: Cristián Arnolds Reyes (Cuarto Segmento), Claudio Roa Sepúlveda (Quinto Segmento), Humberto Soto Velasco (Segundo Segmento), Mario Peralta Alba (Primer Segmento) y Jaime Peralta Rodríguez (Tercer Segmento).



► **Primer Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea inferior a 200 MW.

► **Segundo Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea igual o superior a 200 MW.

► **Tercer Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de instalaciones de transmisión troncal.

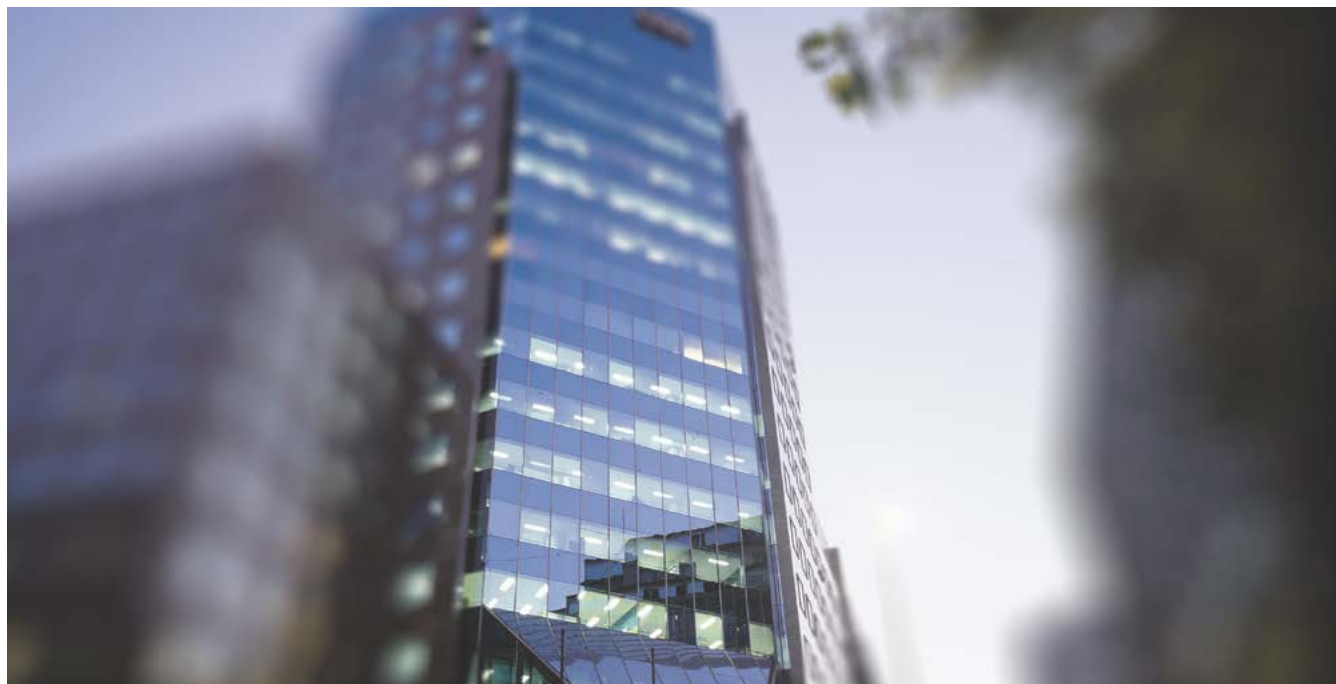
► **Cuarto Segmento**

Corresponde a los integrantes propietarios de instalaciones de subtransmisión.

► **Quinto Segmento**

Corresponde a los integrantes clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión.

► Código de Gobierno Corporativo



Un paso más en la materialización del principio de excelencia que rige al CDECSIC se dio el año 2014, con la aprobación por parte del Directorio de un Código de Gobierno Corporativo, formalizando de esta forma las prácticas de gobernabilidad e información del organismo, con el objeto de incrementar los estándares de gestión, ética y transparencia en el proceso de toma de decisiones internas, teniendo en consideración el cumplimiento de los fines previstos por la Ley General de Servicios Eléctricos.

Este Código sirve como marco de referencia obligatorio para la gestión de los miembros del Directorio y los Directores Técnicos, regulando entre otras materias eventuales incompatibilidades y conflictos de interés, niveles de remuneración, procesos de evaluación, funcionamiento de comités permanentes, gestión de riesgos y la mantención de un adecuado control de los procesos internos.

Este tipo de documentos resultan ser también claves para el buen funcionamiento de las organizaciones. Si bien han sido de uso común en grandes compañías, cada vez más organismos, como es el caso del CDECSIC, se han sumado a esta tendencia global. Asimismo, es importante señalar las normas contenidas en este Código de Gobierno Corporativo son de autorregulación, por lo que muchas de éstas son exigencias mayores o adicionales a las establecidas en la propia LGSE o en el Reglamento de los CDEC. En definitiva, se busca fortalecer los órganos de dirección y control del organismo, al tiempo que se determinan reglas claras de juego entre los actores, y se incrementa el nivel de transparencia frente a grupos de interés del CDECSIC, agregando valor a la organización. Ante cualquier duda o consulta sobre el texto, la Secretaría del CDECSIC es el órgano encargado de someter a la decisión del Directorio una proposición respecto del sentido y alcance de las disposiciones en él contenidas.

► Comité de Riesgo y Auditoría



El Comité de Riesgo y Auditoría (CRyA) asiste al Directorio en materias de gobierno corporativo y en la gestión integral de riesgos estratégicos y operacionales del organismo. Asimismo, efectúa el seguimiento y control de las prácticas de gobierno corporativo, el control presupuestario y el seguimiento a la contratación.

El Comité priorizó las actividades a desarrollar en el año 2014 enfocándose en la elaboración de una propuesta de Políticas de gobierno corporativo, elaborando y presentando a consideración del Directorio las políticas para inversiones de caja, la de compras y contrataciones de bienes y servicios y aquellas de gestión de recursos humanos. Se recomendó al Directorio la aprobación del Código de Gobierno Corporativo presentado por la Secretaría del CDECSIC.

En materia de control y gestión de riesgos, el Comité recomendó la aprobación de la política respectiva y recomendó la creación de la unidad de Auditoría Interna, reportando directamente a la Secretaría del CDECSIC. La referida unidad es la responsable de identificar los riesgos relevantes que afectan al organismo,

proponer medidas de mitigación y efectuar auditorías a procesos críticos para verificar la existencia de mecanismos de control para la mitigación de riesgos; elaborando la matriz de riesgos y el plan de auditoría para el período correspondiente.

Este Comité recibió las propuestas de nueva imagen corporativa para el CDECSIC previamente revisadas por el área de Comunicaciones. De esta manera, se seleccionó y recomendó una propuesta final al Directorio quién aprobó la vigente imagen corporativa del CDECSIC que representa de mejor manera el estado de desarrollo alcanzado por el organismo.

El CRyA se reunió con la empresa auditora externa encargada de emitir la opinión de los estados de situación del organismo. En el encuentro se efectuó una revisión de los ingresos, cuentas por cobrar, tesorería, activos intangibles y remuneraciones. Consistente con la política de gobierno corporativo, el Comité recomendó al Directorio iniciar durante el año 2015 un proceso de renovación del auditor externo.

► Comité de Desarrollo Organizacional



El Comité de Desarrollo Organizacional (CDO) es el encargado de asistir al Directorio en materias de modernización de la gestión de personas y de cambio organizacional. Sus ámbitos de gestión corresponden a cultura y clima organizacional, recursos humanos y prácticas laborales, diagnóstico y cambio organizacional.

En ese contexto, el CDO durante 2014 preparó los términos de referencia y coordinó el proceso de elección de los Directores Técnicos, así como la definición de sus remuneraciones, procurando un proceso transparente y eficaz.

También elaboró —en base de un texto muy avanzado del Directorio anterior— la presentación a integrantes del nuevo Reglamento Interno del CDECSIC. Este documento complementa la normativa vigente siendo uno de sus aspectos más relevantes el establecimiento de la naturaleza jurídica de Comunidad del organismo, desarrollando la reglamentación para que pueda operar como tal en la vida jurídica sin necesidad del soporte que desde el año 1999 ha brindado la sociedad CDECSIC Limitada, entidad que solo está formada por 17 integrantes de los 157 que posee el organismo al 2014.

Durante el ejercicio el CDO avanzó en el proyecto de una nueva sede del CDECSIC. Luego de asesoramiento y estudios de especialistas, cotización de terrenos y análisis, el Comité efectuó una recomendación final.

Asimismo, sugirió complementar diversas acciones de la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP) en relación con la gestión del recurso humano, clima laboral y relaciones laborales en general. También revisó diversas políticas preparadas por el Comité de Riesgo y Auditoría, a ser definidas por el Directorio; en particular aquellas que dicen relación con recursos humanos.

Otro foco de la gestión fue la mejora en la entrega de información y manejo de comunicaciones en general. Así, por ejemplo, se recomendaron acciones destinadas a procurar la integridad de la información de las Direcciones Técnicas que se utiliza en la operación, los reportes y página web.

Por último, el CDO evaluó el cumplimiento de las metas 2014 por parte de las Direcciones Técnicas, revisó sus objetivos 2015, iniciando un proceso de reflexión para establecer un nuevo Plan Estratégico 2015-2018.

► Comité Técnico y Normativo



El Comité Técnico y Normativo (CTyN) asiste al Directorio en todas aquellas materias vinculadas a la operación eficiente y confiable del SIC y monitorea el adecuado cumplimiento de las disposiciones establecidas para el organismo por la normativa eléctrica. Dentro de sus actividades propone al Directorio el establecimiento de criterios generales para la operación segura y eficiente del sistema, vela por la existencia de procedimientos requeridos por normativa para dicha operación y revisa y actualiza el Reglamento Interno del organismo.

Durante el año el Comité inició la discusión de distintos temas de relevancia para la organización como también para el sistema eléctrico interconectado central. Entre otras materias se encuentra analizando, por ejemplo, información de costos variables y disponibilidad de generación con gas natural licuado, seguridad operativa de la subtransmisión, interconexión SIC-

SING o la incorporación de centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la operación del sistema.

Por otra parte, el CTyN, en conjunto con el CDO, revisó el nuevo Reglamento Interno del CDECSIC y propuso al Directorio su nuevo texto. Asimismo, formuló recomendaciones relativas al contenido y calidad de la información entregada por el CDECSIC en diversos ámbitos. Entre ellos, recomendó mejoras al alcance del informe anual de la Dirección de Operación relativo a los requerimientos de mejoras de las instalaciones de transmisión y a los informes trimestrales que el Directorio debe enviar a los integrantes.

Dentro de su ámbito, el Comité también tuvo espacio para realizar otras actividades, como fue la visita técnica a la planta de GNL Quintero o la charla del profesor René Garreaud titulada "Predicción hidrotérmica y deshielos, impacto del cambio climático".

► Destacados expertos analizan funcionamiento del Directorio



Conscientes que el ejercicio de las funciones del Directorio tiene gran trascendencia para los integrantes, coordinados y grupos de interés del CDECSIC, y como un paso adicional en el proceso de implementación de prácticas de buen gobierno corporativo al interior del organismo, el Directorio realizó un proceso de autoevaluación anual de su desempeño.

Con este objeto fueron contratados los consultores expertos en materia de gobiernos corporativos señores Luis Hernán Paúl y Matías Zegers, los que realizaron su trabajo sobre la base de las siguientes actividades:

- Preparación de una encuesta de levantamiento de visiones del funcionamiento del Directorio.
- Llenado de las encuestas por parte de Directores y principales Ejecutivos.

- Reuniones individuales con Directores y Ejecutivos para profundizar visión de encuestas.
- Participación en sesión de Directorio y reunión de trabajo de Comités de Directores.
- Análisis de conclusiones y propuestas preliminares.
- Entrega de documento con conclusiones y propuestas finales.

La evaluación, efectuada entre octubre y diciembre de 2014, dio como resultado una presentación final en que se realizó un análisis del funcionamiento de la mesa sobre aspectos vinculados al cumplimiento de las funciones del Directorio, estructura, dinámica y clima, estrategia y control de gestión, control interno y calidad de la información. La referida presentación, con sus conclusiones, fue publicada en la página web del CDECSIC.



Gestión de las Direcciones Técnicas

Las Direcciones Técnicas del CDECSIC, están conformadas por la Dirección de Operación (DO), la Dirección de Peajes (DP), la Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD) y la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP). El Director y el personal de cada Dirección reúnen condiciones de idoneidad e independencia que garantizan su adecuado desempeño.







1. Jaime Misraji, Subgerente de Regulación y Contraloría Técnica.
2. Rodrigo Barbagelata, Subdirector de Peajes.
3. Ernesto Huber, Subdirector de Operación.
4. Andrés Salgado, Director Técnico Ejecutivo.
5. Felipe Roure, Director de Administración y Presupuesto.
6. Catalina Medel, Jefe Departamento Legal.
7. Gabriel Carvajal, Subdirector de Planificación y Desarrollo.
8. Ricardo Pacheco, Jefe Centro de Despacho y Control.



Adicionalmente, la estructura del CDECSIC está conformada por:

Jefe Departamento de Planificación de la Operación	Juan Marco Donoso
Jefe Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos	José Miguel Castellanos
Jefe Departamento de Peajes	Aníbal Ramos
Jefe Departamento de Planificación	Deninson Fuentes
Jefe Departamento de Desarrollo y Gestión de Proyectos	Diego Pizarro
Jefe Departamento de Estudios	Rodrigo Espinoza
Jefe Departamento de Administración	Ignacio Hidalgo
Jefe Departamento de Tecnologías de la Información	Alvaro Navarro
Jefe Departamento Recursos Humanos	Sebastián Benavente
Jefe Departamento de Operaciones	Sergio Díaz
Jefe Departamento de Transferencias	Hugo Tapia

► Dirección de Operación



Durante 2014, la Dirección de Operación (DO) continuó el desarrollo de procesos dirigidos a preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En este contexto, uno de los hitos más relevantes fue la puesta en servicio del Centro de Despacho y Control (CDC) de respaldo, ubicado en un data center en las afueras de la ciudad de Santiago, en el que, dentro de otras funciones, se considera la supervisión en tiempo real de los aportes de las centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que se incorporaron en el 2014.

Asimismo, durante el primer semestre del año se publicó la versión final del estudio de operación de la Zona Norte con la incorporación de ERNC para el período 2014-2017. En particular se estableció un esquema automático que permite mayores transferencias por el sistema de transmisión norte con un criterio de operación por sobre el N-1 clásico y, en consecuencia, una mayor penetración de energía eólica y fotovoltaica, llegándose a valores de inyección simultánea máxima del orden de 1100 MW de generación ERNC. Conforme con lo anterior, durante el año 2015 se realizará la implementación de dicho esquema de control integral de las transferencias entre S/E Maitencillo y S/E Nogales.

Al respecto, cabe señalar que durante el año 2014, se realizó la puesta en servicio de un Esquema de Desconexión Automática de Generación/Esquema de Reducción Automática de Generación (EDAG/ERAG) que actúa sólo sobre la central Guacolda, permitiendo mayores

transferencias entre las Subestaciones Maitencillo y Nogales. Es importante destacar que sobre dicho esquema se realizó una auditoría que permitió realizar mejoras en su diseño.

En cuanto a las necesidades de analizar la operación futura del sistema, con motivo de la ampliación del sistema de 500 kV desde S/E Polpaico hasta S/E Cardones estimada para mediados del 2017, se realizó un estudio, con el apoyo de un consultor externo, que contempló el análisis de la operación de la zona norte del SIC con el desarrollo del sistema de 500 kV, de acuerdo con el diseño definido en el decreto correspondiente y escenarios de operación esperados para el período 2017 - 2018. Los resultados fueron utilizados por la DP/DPD en la revisión anual del ETT.

► **Ámbito Normativo**

Se ejecutaron tareas en el ámbito normativo, particularmente la elaboración de procedimientos DO. Así, luego de las resoluciones de la CNE, de enero de 2014, en que no se informaron favorablemente los procedimientos DO y DP del Reglamento de Servicios Complementarios, fue necesario realizar modificaciones a los textos respectivos, concluyendo, sin haberse presentado discrepancias ante el Panel de Expertos, con un nuevo envío a la CNE en septiembre de 2014 para su informe favorable.

De esta manera, mediante Resoluciones Exentas, del 15 de diciembre de 2014, la CNE informó favorablemente el Procedimiento DO “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios” (Res. Exta. N°661), el Procedimiento DO “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios” (Res. Exta. N°662), el Procedimiento DO “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios” (Res. Exta. 664) el Procedimiento DP “Remuneración de Servicios Complementarios” (Res. Exta. N°663) y el Procedimiento DO “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios” (Res. Exta. N°660) En la misma línea, en la última parte del año se colaboró a la CNE en la elaboración de los Anexos Técnicos establecidos en la nueva versión de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), cuyas últimas modificaciones fueron publicadas en noviembre de 2014. Adicionalmente, se envió para observaciones de los coordinados el Procedimiento DO sobre costos variables no combustibles.

► **Preservando la seguridad**

En el ámbito de la seguridad de servicio, se puede mencionar el proceso de implementación del Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas, diseñado en su Fase 1 y 3 para atender la falla y desvinculación de la línea de doble circuito Quillota – Polpaico 220 kV y la falla y desvinculación de la línea San Luis – Quillota 220 kV, respectivamente, el cual ha concluido su proceso de marcha blanca y se encuentra próximo a su puesta en servicio. Por otro lado, en diciembre de 2014, se inició la marcha blanca de la Fase 2, correspondiente al esquema de defensa para afrontar la falla y pérdida del vínculo Charrúa – Ancoa 500 kV (falla en ambos circuitos o en las transformaciones 220/500 kV) que considera, además, la implementación de EDAC por gradiente de frecuencia en instalaciones de empresas coordinadas.

En cuanto al proyecto SCADA, durante el año 2014 se realizaron las actividades destinadas a su puesta en servicio definitiva, destacándose, el término de la Prueba de Disponibilidad (1.000 horas) del sistema el día 31 de mayo; la ejecución de acciones concretas para que los coordinados envíen las señales Sistemas de Información en Tiempo Real (SITR) faltantes y corrijan la calidad de aquellas medidas inválidas o deficientes, en particular, de aquellas indispensables para la adecuada supervisión del sistema y del funcionamiento de las aplicaciones.

► **Siempre comunicados**

Con el objetivo de mantener una comunicación más directa con los coordinados, se efectuaron charlas relacionadas con los criterios para aplicación de los Planes de Recuperación de Servicio (PRS), las que estuvieron a cargo del Subdirector de Operación y el Jefe del Centro de Despacho y Control. Estas charlas fueron realizadas en Puerto Varas, Concepción, Santiago y Copiapó.

Finalmente, el día 17 de diciembre las Direcciones de Operación y Peajes, realizaron el segundo seminario técnico dirigido a los encargados DO y DP de las empresas coordinadas de este CDEC. En dicha oportunidad se presentaron temas relacionados con “Plan de Defensa contra Contingencias Extremas”, “Planes de Recuperación de Servicio” y “Proyecto de medidas para Transferencias Económicas”.

► Dirección de Peajes



Un año lleno de desafíos es el que enfrentó la Dirección de Peajes (DP). Un ejemplo fue la adjudicación el 15 de septiembre de 2014, y luego de un extenso proceso, de la licitación de obras nuevas del Decreto 310-2013 correspondientes a los bancos de autotransformadores de 750 MVA en las subestaciones Nueva Cardones 500/220 kV, Nueva Maitencillo 500/220 kV, Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV, Alto Jahuel 500/220 kV y la nueva línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia.

Por otra parte, el 25 de junio de 2014, la Dirección adjudicó las auditorías técnicas de las obras del Decreto Exento N°82/2012, correspondientes al Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV y las Nuevas Líneas 1x220 kV A. Melipilla – Rapel y 2x220 kV Lo Aguirre - Alto Melipilla, con un circuito tendido. Asimismo, en lo relacionado a auditorías de anteriores decretos, durante el año se revisaron y aprobaron 10 hitos relevantes correspondientes a 9 proyectos, incluyendo los respectivos informes emitidos por los auditores y se revisaron y aprobaron 31 informes de avance emitidos por los auditores, correspondientes a 9 proyectos.

► Avanzando en nuevas metodologías

Durante el ejercicio, la DP aplicó metodologías de detalle y emitió las reliquidaciones correspondientes en materias de pagos de subtransmisión, de acuerdo a los requerimientos del Decreto Supremo 14. En ese sentido, desde septiembre de 2014 se encuentra en aplicación la nueva metodología de distribución de pérdidas de subtransmisión, la reliquidación de los Pagos de Subtransmisión por el período 2011-2014, la que en su componente principal de VASTx, se aplicó desde febrero a julio de 2014 y la nueva metodología de distribución de Ingresos Tarifarios de Subtransmisión, que se concretó con una propuesta preliminar presentada en agosto de 2014 y con una propuesta revisada en diciembre pasado, con la que se espera reliquidar durante el año 2015.

Respecto de los Estudios y Análisis de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) correspondientes a la Dirección de Peajes, durante 2014 se implementaron las nuevas fichas técnicas en la plataforma de información técnica del SIC y se terminó el proceso de revisar y estimar, de ser el caso, los parámetros básicos de las instalaciones de transmisión y generación. Además se han emitido informes con la información técnica de cada uno de los coordinados, de modo de controlar la entrega de dicha información.

► Mejorando la capacidad de gestión

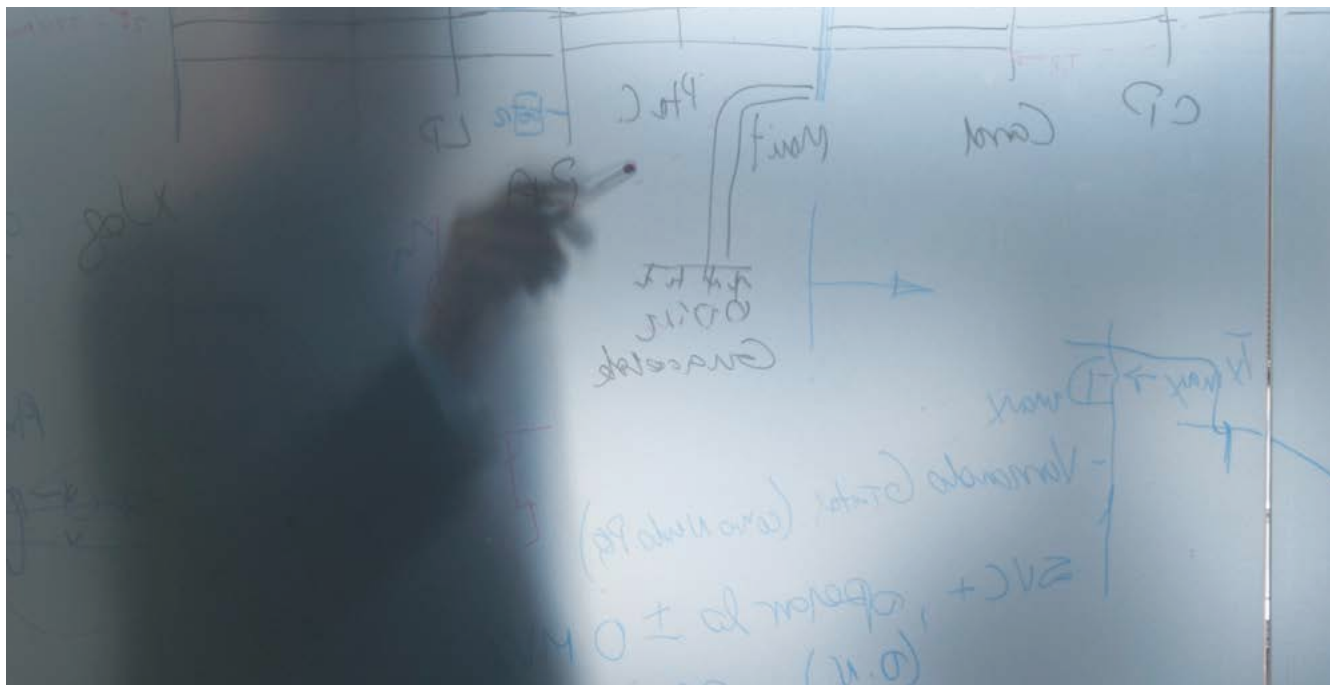
En el contexto de los objetivos estratégicos transversales de mejorar la capacidad de gestión, la DP realizó el proceso de licitación, adjudicación e implementación de una plataforma tecnológica de recepción de las medidas obtenidas directamente desde los medidores de energía eléctrica que participan en el proceso de transferencias económicas del CDECSIC. Para ello, a lo largo del año la Dirección elaboró un procedimiento de Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas, finalizó proyectos pilotos para el proyecto, como también el proceso de homologación, adquirió los servidores, confeccionó las bases y especificaciones técnicas finales, para terminar con la adjudicación en diciembre de 2014.

Finalmente, en lo que se refiere a avanzar en los procedimientos claves para las funciones de la DP, cabe destacar por una parte el Procedimiento de Cálculo y Determinación Transferencias de Energía que fue presentado para observaciones de los coordinados, sometido a discrepancias ante el Panel de Expertos e informado favorablemente por parte de la CNE mediante Res. Exta. N° 260 del 13 de junio de 2014, y la modificación y envío a este mismo organismo estatal del Procedimiento de Remuneración de Servicios Complementarios, el que fue informado favorablemente mediante Res. Exta. N° 663 del 15 de diciembre de 2014.

► Juan Abrigo, de CAM Chile S.A y Jorge González, Jefe de la Unidad de Medición de la DP del CDECSIC, durante la firma del contrato de implementación de plataforma de recepción de medidas para transferencias económicas.



► Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD)



Durante 2014, el CDECSIC constituyó la Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD), con una estructura compuesta por la subdirección correspondiente de la que dependen los departamentos de Planificación y Desarrollo y de Gestión de Proyectos. De esta forma se ha logrado un hito relevante en el desarrollo del organismo coherente con sus nuevas funciones, tanto en el ámbito de la planificación de los diversos segmentos de la transmisión del Sistema Interconectado Central (SIC), como de agentes de definiciones técnicas que buscan la eficiente conexión de futuros proyectos al SIC, garantizando la adecuada comunicación entre los participantes de la industria y el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

► ETT: Projectando las necesidades del sistema

Dentro de las funciones de la DPD, está el apoyo a la Dirección de Peajes en el desarrollo de la propuesta anual de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC (ETT). Así, se elaboró la propuesta de expansión correspondiente a 2014, solicitando información relevante a las empresas coordinadas y desarrolladores de proyectos, sobre el estado de avance de los mismos.

De este modo, el 30 de octubre de 2014 se presentó el informe correspondiente a la Propuesta de Expansión Troncal del SIC a la CNE. Dicha recomendación contiene la obra “Nueva Línea Ciruelos – Cautín 2x500 kV, energizada en 220 kV” por un monto aproximado de US\$ 100 millones, cuyo objetivo es ofrecer capacidad de transmisión suficiente en la zona sur del país que sostenga el crecimiento de los consumos futuros y promueva el desarrollo de diversos tipos de inyecciones hacia el SIC.

Adicionalmente, la recomendación contiene 15 obras de ampliación por un valor cercano a los US\$ 80 millones de inversión a realizarse en tramos y subestaciones desde la zona de Diego de Almagro (III Región) hasta la subestación Puerto Montt, las que proveerán al sistema eléctrico de mejoras en los estándares de seguridad y calidad de servicio, acceso a proyectos de inversión y economía en la operación de dicho sistema.



► Adelantándose a los desafíos que imponen las ERNC al SIC

Conscientes de los desafíos que impondrán los medios de generación renovables no convencionales (ERNC) al SIC, esta dirección dotó de dos mejoras al modelo de coordinación hidrotérmica empleado en la programación de la operación de mediano y largo plazo (modelo PLP). La primera consistió en una metodología que derivó en precisar la representación estocástica de las inyecciones de las centrales eólicas y fotovoltaicas. Esta mejora fue utilizada en la propuesta de expansión de 2014.

La segunda fue resuelta con el apoyo del Centro de Energía de la Universidad de Chile y consistió en incorporar eficiencias en la asignación de la memoria dinámica, esta mejora está disponible para los próximos estudios de transmisión troncal.

► Crean catastro de proyectos

Una de las funciones de la DPD es coordinar y garantizar las comunicaciones entre los titulares de nuevos proyectos de generación, transmisión o consumo, que aún no se hayan interconectado al SIC, con los demás Coordinados y las Direcciones Técnicas.

Para lograr lo anterior, desde octubre de 2014, la DPD mantiene en el sitio web del CDECSIC un catastro de los proyectos que han presentado antecedentes a esta Dirección. Este catastro permite mantener informado tanto al sector eléctrico como a los futuros desarrolladores, facilitándoles sus decisiones de inversión.

► Dirección de Administración y Presupuesto (DAP)



Un año de consolidación tuvo la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP) colaborando, por ejemplo, con el Directorio en la elaboración y promulgación de Políticas Corporativas. Así, a fines de julio, se emitió la Política de Inversiones Financieras de Caja, cuyo objetivo es preservar el capital de trabajo del organismo y disponer oportunamente de excedentes líquidos para el cumplimiento de sus funciones. Por otra parte, y desde la perspectiva del cuidado de los gastos, a fines de septiembre se promulgó la Política de Compras y Contrataciones de Bienes y Servicios cuyo objetivo es fijar los lineamientos que el CDECSIC debe observar al ejecutar una acción de compra y contratación de bienes y servicios, de modo de garantizar una gestión objetiva, transparente y eficiente en dichos procesos, velando porque la ejecución del Presupuesto Anual permita cumplir con los objetivos y funciones establecidas para el organismo por la normativa vigente.

La aplicación de ambas políticas permitió dar cumplimiento y ejecutar eficazmente durante el año 2014, el presupuesto asignado al CDECSIC, ascendente a \$ 8.718 millones.

► Tecnologías de la Información

Impulsados por el principio de transparencia que rige al CDECSIC, durante 2014 la DAP lanzó la nueva página web del organismo, medio que permitió poner a disposición de todos nuestros grupos de interés la información organizacional, de operación, técnica, de pagos, normativa y estudios. El portal tiene mensualmente más de 24.000 visitas de Chile y el extranjero.

Así mismo, se emitió la Política General de Seguridad de la Información, que establece los lineamientos que debe cuidar cada miembro de la organización respecto del uso, administración y protección de la información del organismo, así como de los activos relacionados con el tratamiento, la protección y la preservación del valor de la información.

En la misma línea de otorgar seguridad a la información, durante este año se realizó la adquisición, instalación y configuración de sistema storage con el fin de dar servicio de almacenamiento de datos a cada uno de los usuarios del CDECSIC. Así, la información crítica que maneja el organismo cuenta con un respaldo centralizado de última tecnología, otorgando seguridad y confiabilidad a los procesos realizados.

► Consolidación de Recursos Humanos

Creada en noviembre de 2013, el área de Recursos Humanos vivió su consolidación el pasado ejercicio enfocado en sus funciones estratégicas y de apoyo a la operación, colaborado en la elaboración de las políticas de RRHH emanadas del Directorio por medio de su Comité de Desarrollo Organizacional.

Este año ha centrado su accionar en la consolidación de sus funciones estratégicas y de apoyo a la operación, y colaborado en la elaboración de las políticas de RRHH emanadas del Directorio por medio de su Comité de Desarrollo Organizacional. Dichas políticas de “Reclutamiento Selección y Movimiento de Personal”, “Gestión de Personas”, “Gestión del Desempeño”, “Compensaciones y Beneficios” y “Capacitación del Personal” sentaron las bases de lo que es el modelo de gestión para nuestro personal, y buscan armonizar las prácticas comunes de la industria eléctrica en materias de gestión de personas y la cultura y fortalezas propias de la idiosincrasia y particularidades esenciales del CDECSIC.

En materia de capacitación se realizó un análisis de las mejores OTIC disponibles en el mercado y se inició el trabajo con la Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA) y, junto con continuar perfeccionando los programas de desarrollo de competencias técnicas, el 2014 también vio nacer el programa “Conectados” que potenció el desarrollo de competencias de gestión.



► Nuestra Gente

Potenciar los espacios de encuentro y esparcimiento fue otro objetivo cumplido por esta área el 2014.



► Así por ejemplo, destaca la celebración de los 15 años del CDECSIC como organismo autónomo, actividad que reunió a todos los directivos y colaboradores del organismo en el centro de Eventos Casa Piedra, oportunidad en la que se hizo un especial reconocimiento a los 15 profesionales que cumplieron 15 años en este CDEC.



◄ Asimismo, a través de los beneficios de bienestar se ha fomentado corporativamente la práctica del deporte, destacando la activa participación del equipo de fútbol del CDECSIC en el campeonato de fútbol de la Liga Enersis.

Otro de los aspectos destacados durante el año pasado, en el ámbito de la capacitación, fue la puesta en marcha del programa “Conectados, la energía que nos une”, orientado a desarrollar y potenciar las competencias de la empresa en el ámbito de la gestión. En el lanzamiento de la iniciativa, participó el biólogo y epistemólogo Dr. Humberto Maturana.





A todo lo anterior se suman una serie de hitos que contribuyeron a reforzar aún más el espíritu de colaboración y compañerismo que se vive día a día en las oficinas del CDECSIC, destacando la celebración del Día de la Secretaria, Fiestas Patrias, el ya tradicional paseo de fin de año, celebración mensual de cumpleaños y una serie de desayunos con el Director Técnico Ejecutivo.

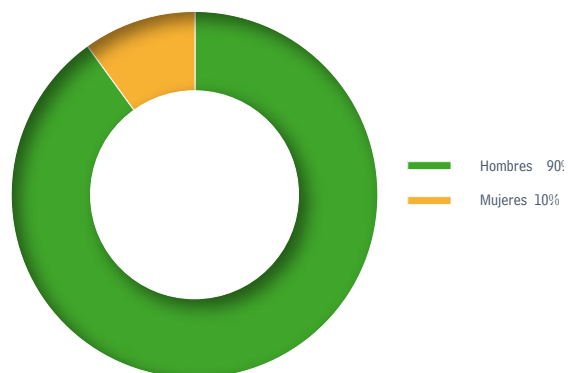
Por último, valorar la conformación del Comité Paritario del CDECSIC, el cual ha desarrollado una serie de actividades que permitan informar y evitar accidentes laborales y accidentes de trayecto.



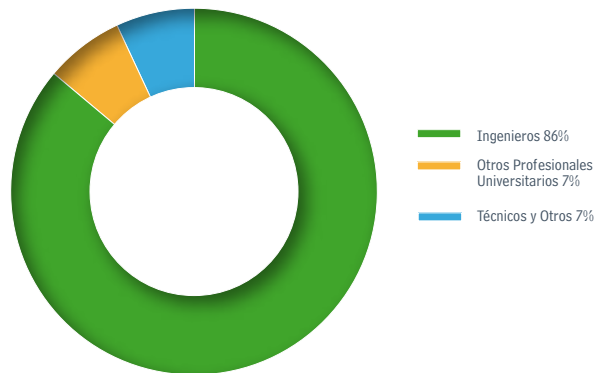
2014 será también recordado como el año en que se dio inicio al "Open Day" para los niños de nuestro personal, quienes alegraron nuestro día con su entusiasmo y curiosidad por saber dónde y en qué trabajaban sus padres.



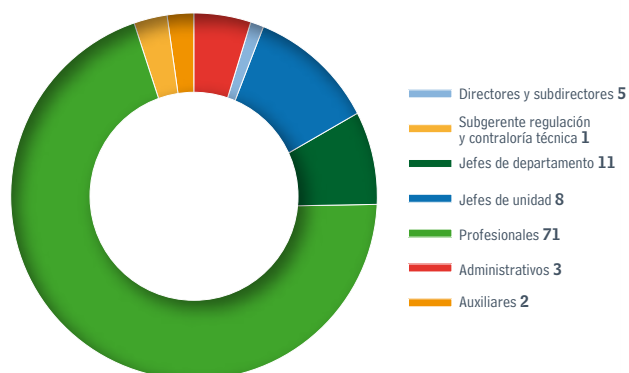
Dotación CDEC SIC por sexo (diciembre 2014)



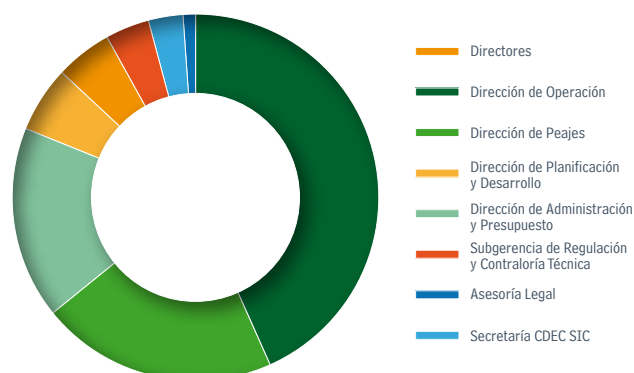
Dotación CDEC SIC por profesión (diciembre 2014)



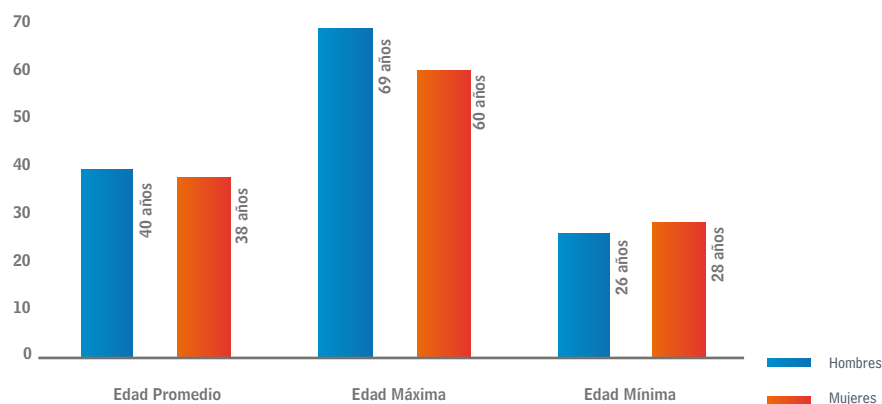
Dotación CDEC SIC por cargo (diciembre 2014)



Dotación CDEC SIC por área (diciembre 2014)



Edades de dotación CDEC SIC (diciembre 2014)



Somos una empresa altamente profesionalizada predominantemente de Ingenieros (86%) hombres (90%). En donde el promedio de edad de los hombres es de 40 años y para las mujeres de 38 con un promedio de antigüedad de 5,4 años en la empresa.

► Subgerencia de Regulación y Contraloría Técnica

La Subgerencia de Regulación y Contraloría Técnica (SRyCT) inició en 2014 un proceso de levantamiento y normalización de los Procedimientos DO y DP al estándar del DS291/2007, sumado a un apoyo a las direcciones en el desarrollo de los procedimientos técnicos establecidos en el Reglamento de los Servicios Complementarios (DS130/2011) y que actualmente cuentan con informe favorable por parte de la autoridad. Del mismo modo, se prestó apoyo en la actualización del Procedimiento DP “Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía” con la incorporación del Dictamen N° 19-2013 del Panel de Expertos y que también cuenta con informe favorable. Finalmente, se apoyó a la Dirección de Operación en el desarrollo del Procedimiento DO “Declaración de Costo Variables No Combustibles”.

En cuanto a las auditorías realizadas -según lo dispuesto en el Artículo 36 m) del DS291/2007, para el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente encomienda a la DO-, destacan las de “EDAG Central Guacolda” y la de “Limitaciones Operacionales de las Unidades 1 y 2 de Central Guacolda”. La primera consistió en una revisión crítica del diseño e implementación del automatismo para enfrentar una contingencia específica en cualquiera de los circuitos de las líneas de 2x220kV entre las SS/EE Maitencillo y Nogales, en tanto que la segunda estuvo orientada a examinar la información proporcionada por la empresa en el contexto de sus restricciones operacionales.

► Más acceso a información

Con la finalidad de proporcionar mayor accesibilidad a los coordinados y al conjunto de usuarios del sistema de información del CDECSIC, se realizaron cambios a las estructuras, a la información base y a los formatos de presentación de los informes que se publican de forma regular. Además, se inició la publicación de un boletín bimensual que proporciona a los suscritos una síntesis de la operación real y de los costos marginales reales.

Como parte del mismo objetivo, se ha trabajado en conjunto con el área de Tecnologías de la Información para perfeccionar el despliegue de información en la página web. Se realizó una

encuesta a los usuarios del sitio que permitió reorganizar la información y mejorar la búsqueda, facilitando el tráfico por la página. Se completó, además, la información histórica de los procedimientos y se actualizó la normativa que rige actualmente la estructura y funcionamiento del CDECSIC.

Con respecto a la gestión de la información, se inició la etapa de prueba y revisión de un proyecto piloto de base de datos que integrará la información del SIC proveniente de los resultados de la operación real y programada. La aplicación desarrollada permitirá desplegar la información de la operación de acuerdo a un conjunto definido de consultas según los requerimientos de cada usuario y se tiene previsto disponer de la herramienta para explotación en la página web en el primer trimestre del 2015.

Adicionalmente, esta área condujo y apoyó el desarrollo de diversos estudios y proyectos, tales como: Estudio de Subtransmisión, Evaluación Económica de Automatismos en la Zona Norte, Estudio de Referenciamiento CIER, Estudio Mercado GNL (Contraparte de consultores), Estudio GNL (Art. 48 letra a del DS291/2007), Proyecto Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) – Análisis de Brechas, Proyecto Seguridad de la Información – Política y Procedimientos, Proyecto Aplicación Documental – Soporte a Jefe de Proyecto, Proyecto Modificación Convenios de Riego en el modelo PLP.

Estados Financieros



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Socios del
Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Eléctrico Interconectado Central
CDEC SIC Ltda.

Informe sobre los estados financieros

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Eléctrico Interconectado Central CDEC SIC Ltda., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

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). 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 nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con las 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 de 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 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.

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.cl acerca de 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.

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Eléctrico Interconectado Central CDEC SIC Ltda. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para las PYMES).



04 de marzo, 2015
Santiago, Chile


Luis Velásquez Molina

**CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL
CDEC SIC LTDA.**

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 y 2013
(Cifras en miles pesos - M\$)

ACTIVOS	31.12.2014	31.12.13
	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES:		
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.347.849	2.563.530
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	226.033	155.342
Activos por impuestos, corrientes	770.741	372.330
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	3.344.623	3.091.202
ACTIVOS NO CORRIENTES:		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes	24.861	23.530
Propiedades, planta y equipos	513.034	511.062
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	1.791.438	1.599.173
Activos por impuestos diferidos	97.953	38.980
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	2.427.286	2.172.745
TOTAL ACTIVOS	5.771.909	5.263.947

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31.12.2014	31.12.2013
	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	382.029	178.819
Pasivos por impuestos corrientes	580	1.074
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	874.557	664.323
Otras Provisiones	189.262	160.124
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	1.446.428	1.004.340
 PATRIMONIO NETO:		
Capital pagado	1.200.000	1.200.000
Ganancias acumuladas	3.125.481	3.059.607
TOTAL PATRIMONIO NETO	4.325.481	4.259.607
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.771.909	5.263.947

**CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL
CDEC SIC LTDA.**

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 y 2013
(Cifras en miles pesos - M\$)

	31.12.14	31.12.13
	M\$	M\$
INGRESOS (PERDIDAS) DE LA OPERACIÓN:		
Ingresos de actividades ordinarias	8.518.826	7.091.337
Otros ingresos Fuera de la explotación	1.820	-
Gastos por Beneficios a los empleados	(4.547.973)	(3.868.872)
Gastos por depreciación y amortización	(292.457)	(236.501)
Ingresos financieros	74.858	115.354
Otros gastos por naturaleza	(3.760.705)	(2.128.214)
Resultados por unidades de reajuste	<u>24.172</u>	<u>3.927</u>
Ganancias antes de impuesto	18.541	977.031
Gasto por impuestos a las ganancias	<u>47.333</u>	<u>39.556</u>
GANANCIA DEL AÑO	<u><u>65.874</u></u>	<u><u>937.475</u></u>



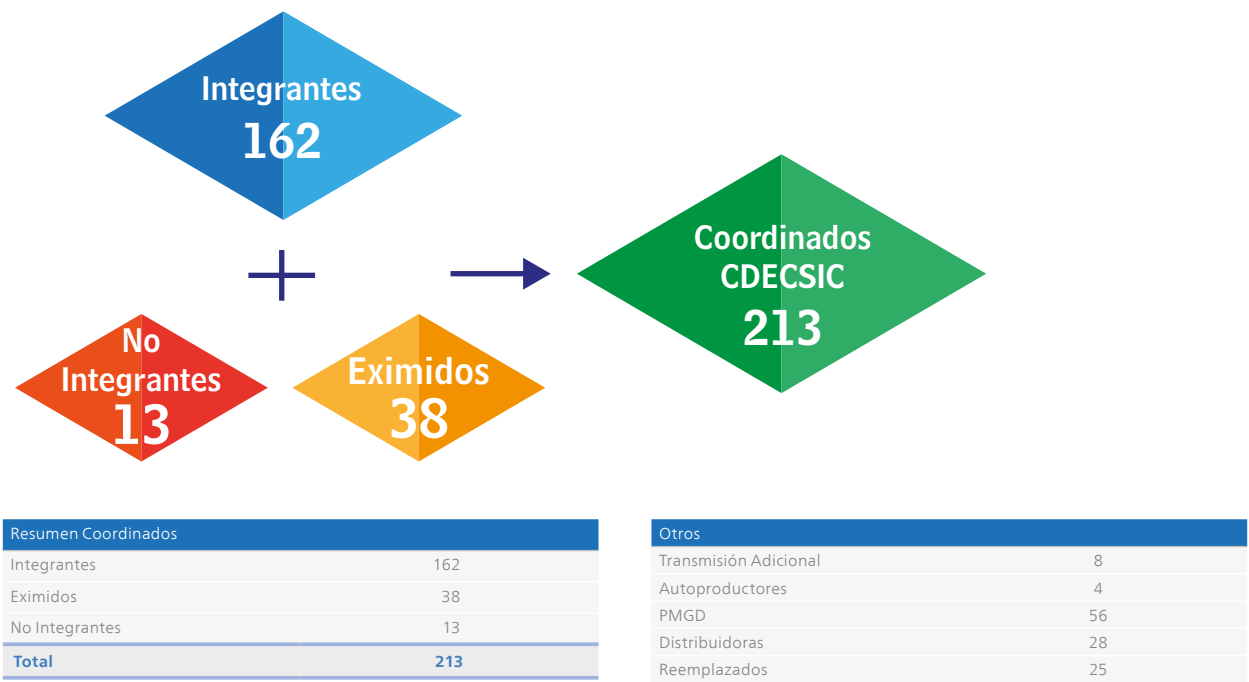
Empresas Integrantes del CDECSIC

El CDECSIC está integrado por empresas pertenecientes a los rubros de generación, transmisión y clientes libres que se encuentran interconectados al SIC



4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS COORDINADOS

Al 31 de diciembre, el CDECSIC está compuesto por 213 Coordinados, de los cuales 162 son empresas integrantes:



4.1.1. EMPRESAS INTEGRANTES Y SEGMENTOS EN QUE PARTICIPAN

A continuación se presenta un listado de las empresas integrantes y el Segmento al que pertenecen:

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación ≥ 200 MW	Subtransmisión	Transmisión Troncal	Cliente Libre
Aes Gener S.A.	AES Gener					
Almeyda Solar SpA.	Almeyda Solar					
Empresa Eléctrica Aguas del Melado S.A.	Aguas del Melado					
Alba S.A.	Alba					
Amanecer Solar SpA.	Amanecer Solar					
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía					
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	Barrick Generación					
Bio Cruz Generación S.A.	Biocruz Generación					
Bioenergías Forestales S.A.	Bioenergías Forestales					
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	Capullo					
Carbomet Energía S.A.	Carbomet					
Ganaradera y Forestal Carrán Ltda.	Carrán					
Cía. Eléctrica Los Morros S.A.	CELMSA					
Central Cardones S.A.	Central Cardones					

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación ≥ 200 MW	Subtransmisión	Transmisión Troncal	Cliente Libre
Colbún S.A.	Colbún					
Colihues Energía S.A.	Colihues Energía					
Energía Collil S.A.	Collil					
Comasa S.A.	Comasa					
Compañía de Generación Industrial S.A.	Compañía Generación Industrial					
Cristalerías Toro SpA.	Cristalerías Toro					
Duke Energy International Duquenco SpA.	DEI Duquenco					
Donguil Energía S.A.	Donguil Energía					
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy					
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía					
EBCO Atacama S.A.	EBCO Atacama					
Eléctrica Cenizas S.A.	Eléctrica Cenizas					
Empresa Eléctrica Licán S.A.	Eléctrica Licán					
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli					
Elektra Generación S.A.	Elektragen					
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	EMELDA					
Eólica Monte Redondo S.A.	EMR					
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa					
Enerbosch S.A.	Enerbosch					
Energía Bio Bio Ltda.	Energía Bio Bio					
Energía Pacífico S.A.	Energía Pacífico					
Enlase Generación Chile S.A.	Enlase					
Enorchile S.A.	EnorChile					
AELA Eólica Negrete SpA.	Eólica Negrete					
Eléctrica Puntilla S.A.	Puntilla					
Equipos Generación S.A.	Equipos Generación					
Gas Sur S.A.	Gas Sur					
Generadora Eléctrica Roblería Ltda.	Generadora Roblería					
Generadora del Pacífico S.A.	GenPac					
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Guacolda					
HBS Energía S.A.	HBS Energía					
Hidroeléctrica San Andrés Ltda.	Hidroeléctrica San Andrés					
Hidroelec S.A.	Hidroelec					
Hidroeléctrica Allipén S.A.	Hidroeléctrica Allipén					
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Ltda.	Hidroeléctrica Diuto					
Hidroeléctrica Dongo SpA.	Hidroeléctrica Dongo					
Empresa Eléctrica La Arena SpA.	Hidroeléctrica La Arena					
Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	Hidroeléctrica La Confluencia					
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Hidroeléctrica La Higuera					
Hidroeléctrica Maisán SpA.	Hidroeléctrica Maisán					
Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	Hidroeléctrica Mallarauco					
Hidroeléctrica Puclaro S.A.	Hidroeléctrica Puclaro					
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Hidroeléctrica Río Huasco					
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Hidroeléctrica Trueno					
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	HidroLircay					
HidroMaule S.A.	HidroMaule					
Hidropaloma S.A.	Hidropaloma					
Hidroeléctrica Providencia S.A.	HidroProvidencia					
KDM Energía S.A.	KDM					
Bio Energía Las Pampas SpA.	Las Pampas					
Termoeléctrica los Espinos S.A.	Los Espinos					

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación ≥ 200 MW	Subtransmi- sión	Transmisión Troncal	Cliente Libre
Los Pares Hidro S.A.	Los Padres Hidro					
Mainco S.A.	Mainco					
Masisa Ecoenergía S.A.	Masisa Ecoenergía					
Norvind S.A.	Norvind					
Generación de Energía Nueva Degañ S.A.	Nueva Degan					
Eléctrica Nueva Energía S.A.	Nueva Energía					
Pacific Hydro Chile S.A.	Pacific Hydro					
Pacific Hydro Chacayes S.A.	Pacific Hydro Chacayes					
Parque Eólico Los Cururos Ltda.	Parque Eólico Los Cururos					
Parque Talinay Oriente S.A.	Parque Eólico Talinay					
Parque Eólico Taltal S.A.	Parque Eólico Taltal					
Parque Eólico El Arrayán SpA.	Parque Eólico El Arrayán					
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche					
Petropower Energía Ltda.	Petropower					
Hidroeléctrica Pichilonco S.A.	Pichilonco					
Potencia S.A.	Potencia					
Punta Palmeras S.A.	Punta Palmeras					
PV Salvador SpA.	PV Salvador					
RTS Energía S.A.	RTS Energy					
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	Rucatayo					
San Andrés SpA.	San Andrés					
Bio Energía Santa Irene SpA.	Santa Irene					
Consorcio Santa Marta S.A.	Santa Marta					
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA					
Solairedirect Generación Andacollo SpA.	SDGx1					
S.W. Consulting S.A.	SWC					
Roberto Tamm y Cia. Ltda.	Tamm					
TecnoRed S.A.	Tecnored					
Termoeléctrica Colmito Ltda.	Termoeléctrica Colmito					
Tomaval Generación S.A.	Tomaval Generación					
Energías Ucuquer Dos S.A.	Ucuquer Dos					
Wenke y Cia. Ltda.	Wenke					
Transchile Charrúa Transmisión S.A.	TransChile					
Transelec S.A.	Transelec					
Colbún Transmisión S.A.	Colbún Transmisión					
Transnet S.A.	Transnet					
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS					
Chilectra S.A.	Chilectra					
Chilquinta Energía S.A.	Chilquinta					
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	EEPA					
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Elecda					
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	Litoral					
Luzlinares S.A.	Luzlinares					
Luzparral S.A.	Luzparral					
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Saesa					
Transmisora Huepil Ltda. (*)	Huepil					
Anglo American Norte S.A	Anglo American Norte - Mantoverde					
Anglo American Sur S.A.	Anglo American Sur - Chagres					
Anglo American Sur S.A.	Anglo American Sur - El Soldado					
Anglo American Sur S.A.	Anglo American Sur - Los Bronces					
Agrocomercial A.S. Ltda.	Agrosuper					
Compañía Minera del Pacífico S.A.	CAP CMP					
Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	CAP Huachipato					
Cartulinas CMPC S.A.	Cartulinas CMPC					

Coordinados Integrantes	Integrante CDECSIC	Generación < 200 MW	Generación ≥ 200 MW	Subtransmi- sión	Transmisión Troncal	Cliente Libre
Cementos Bío Bío Centro S.A.	Cemento Bío Bío Centro					
Melón S.A.	Cemento Melón					
Cemento Polpaico S.A.	Cemento Polpaico					
Compañía Explotadora de Minas S.C.M.	Cemin					
CMPC Maderas S.A.	CMPC Maderas					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División Andina	Codelco Chile - División Andina					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División Salvador	Codelco Chile - División Salvador					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División El Teniente	Codelco Chile - División El Teniente					
Corporación Nacional del Cobre de Chile - División Ventanas	Codelco Chile - División Ventanas					
Cristalerías de Chile S.A.	Cristalchile					
Empresa de los Ferrocarriles del Estado	EFE					
EKA Chile S.A.	EKA Chile					
Empresa Nacional de Minería, Fundición Hernán Videla Lira	ENAMI Paipote					
ENAP Refinerías S.A.	Enap Refinería Aconcagua					
ENAP Refinerías S.A.	Enap Refinería Bio Bio					
Forestal y Papelera Concepción S.A.	FPC					
Fundición Talleres Ltda.	Fundición Talleres					
GNL Quintero S.A.	GNL Quintero					
Industria Chilena de Alambre S.A.	Inchalam					
Indura S.A. Industria y Comercio	Indura			†		
Masisa S.A.	Masisa					
Metro Regional de Valparaíso S.A.	Metro Valparaíso					
Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.	Metro			†		
Minera Altos de Punitaqui Ltda.	Minera Altos de Punitaqui					
Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	Minera Atacama Kozan					
Compañía Contractual Minera Candelaria	Minera Candelaria					
Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	Teck-Carmen de Andacollo					
Compañía Minera Cerro Negro S.A.	Minera Cerro Negro					
Compañía Minera Dayton	Minera Dayton					
Sociedad Contractual Minera Franke	Minera Franke					
Minera Las Cenizas S.A.	Minera Las Cenizas					
Minera Los Pelambres	Minera Los Pelambres					
Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile	Minera Lumina Copper					
Compañía Minera Mantos de Oro	Minera Mantos de Oro					
Compañía Minera Maricunga	Minera Maricunga					
Compañía Contractual Minera Ojos del Salado	Minera Ojos del Salado					
Sociedad Contractual Minera Tres Valles	Minera Tres Valles					
Minera Valle Central S.A.	Minera Valle Central					
Moly-Cop Chile S.A.	Moly-Cop					
Papeles Bio Bio S.A.	Papeles Bio Bio					
Occidental Chemical Chile Ltda.	OXY					
Petroquímica Dow S.A.	Petrodow					
Petroquim S.A.	Petroquim					
Total		90	7	20	3	51

(*) Huepil es Integrante pero no participa de ningún segmento al poseer sólo instalaciones de transmisión adicional.

► 4.1.2. EMPRESAS REEMPLAZADAS Y SUS RESPECTIVOS INTEGRANTES

La siguiente lista contiene las empresas han manifestado su intención de ser reemplazadas de acuerdo al artículo 17 del DS291/2007 y su respectiva empresa integrante:

Reemplazadas	Integrantes
Empresa Eléctrica Campiche S.A.	AES Gener
Sociedad Eléctrica Santiago SpA.	AES Gener
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	AES Gener
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa
Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Capullo
Agrícola Ancali Ltda.	AES Gener
Termoeléctrica Antilhue S.A.	Colbún
Aserraderos Arauco S.A.	Arauco Bioenergía
Compañía Auxiliar de Electricidad del Maipo S.A.	Carbomet
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía
Consorcio Energético Nacional S.A.	Elektragen
CMPC Celulosa S.A.	Bioenergías Forestales
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Colbún
Energía Coyanco S.A.	AES Gener
Central Eólica Canela S.A.	Endesa
Hidroeléctrica Cachapoal S.A.	Pacific Hydro Chile
Paneles Arauco S.A.	Arauco Bioenergía
Río Tranquilo S.A.	Colbún
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA
Salmofood S.A.	SGA
Sociedad de Canalistas del Maipo	Puntilla
Compañía Minera Nevada SpA.	Barrick Generación
CYT Operaciones	Transelec
Papeles Cordillera S.A.	Bioenergías Forestales
Papeles Río Vergara S.A.	Bioenergías Forestales

► 4.1.3. EMPRESAS NO INTEGRANTES

La siguiente lista contiene las empresas que siendo Coordinados no califican para pertenecer al CDECSIC:

CGE Distribución S.A.
Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda.
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.
Cooperativa Eléctrica los Ángeles Ltda.
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.
Empresa Eléctrica Municipal de Til Til
Empresa Eléctrica Atacama S.A.
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.
Energía de Casablanca S.A.
Luz Andes Ltda.
Compañía Eléctrica de Osorno S.A.

► 4.1.4. EMPRESAS EXIMIDAS

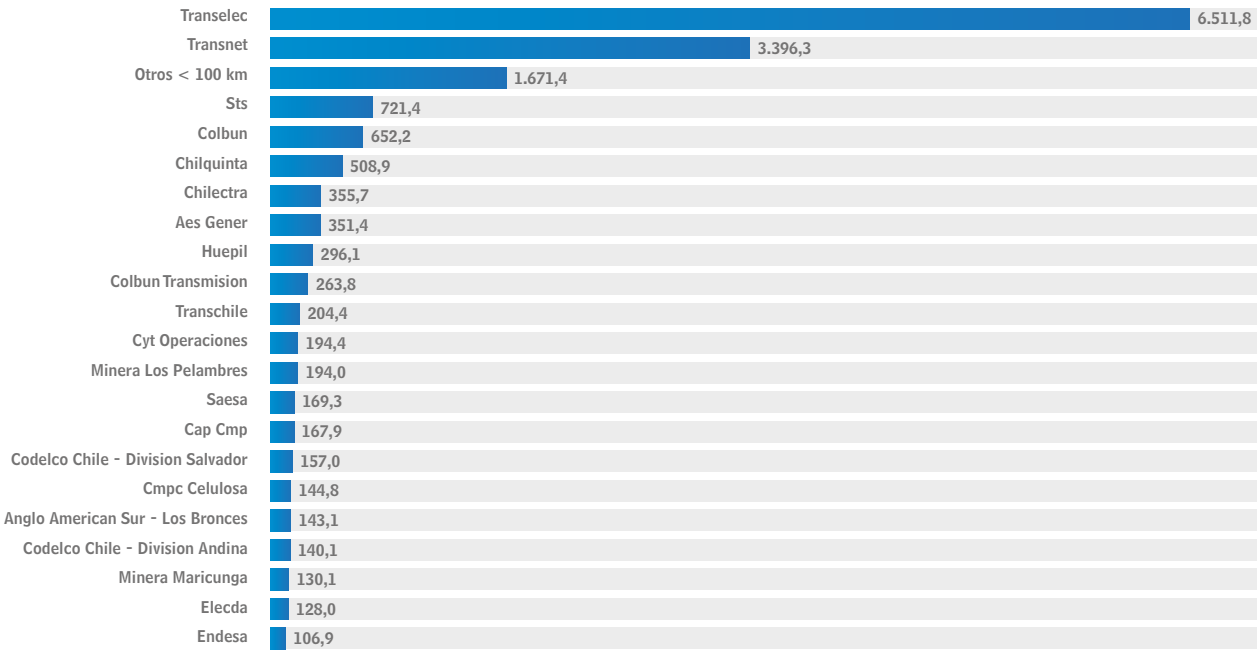
La siguiente lista contiene las empresas han decidido abstenerse de integrar este CDEC, de acuerdo a lo señalado en el artículo 18 del DS291/2007:

Commonplace Energy S.A.
Orafti Chile S.A.
Empresa Eléctrica Contra SpA.
Empresa Depuradora de Aguas Servidas Mapocho Trebal Ltda.
Energías Renovables El Arrayán Ltda.
Eléctrica San Miguel SpA.
Energía León S.A.
EERM Energías del Futuro S.A.
Generadora Estancilla SpA.
Generadora Eléctrica Rhom Ltda.
Generadora Eléctrica Sauce Los Andes S.A.
Hidroeléctrica Ensenada S.A.
Hidrobonito S.A.
Hidrocallao S.A.
Hidroeléctrica El Canelo S.A.
Hidroeléctrica el Manzano S.A.
Hidromuchi S.A.
Hidronalcas S.A.
Energía Térmica Kaltemp Ltda.
Generadora Eléctrica María Elena Ltda.
Nutreco Chile S.A.
Generadora Eléctrica Pehui Ltda.
PSF Lomas Coloradas S.A.
PSF Pama S.A.
Empresa Eléctrica Río Puma S.A.
Subsole Energías Renovables Ltda.
Energías Ucuquer S.A.
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda.
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.
AELSA
Compañía Minera Zaldívar
Palmucho S.A.
Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
Cementos Bío Bío del Sur S.A.



4.2. LINEAS DE TRANSMISIÓN

4.2.1. KILÓMETROS DE LÍNEAS POR EMPRESA

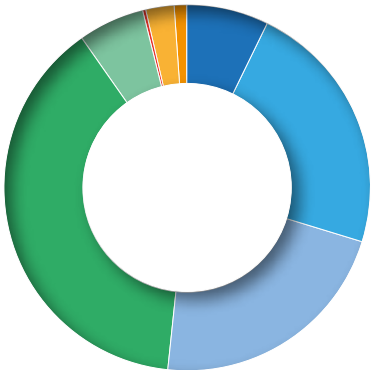


4.2.2. KILÓMETROS POR TIPO DE INSTALACIÓN

Segmento	Longitud Aprox. [km]	Porcentaje del Sistema de Transmisión
Adicional	5.207,5	31,4%
Subtransmisión	4.212,3	25,4%
Troncal	7.189,2	43,3%
Total	16.609,0	100,0%

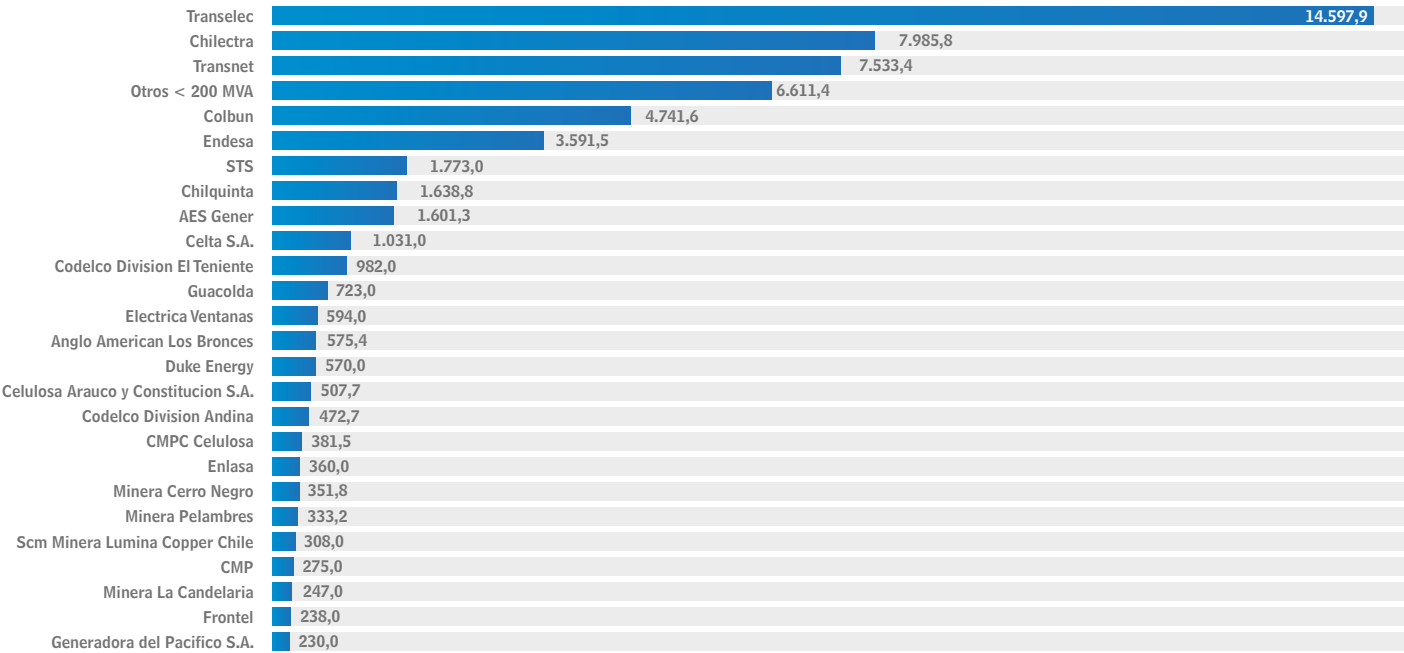
4.2.3. KILÓMETROS POR NIVEL DE TENSIÓN

Nivel de Tensión	Longitud Aprox. [km]	Porcentaje del Sistema de Transmisión
500 kV	998,7	6,0%
220 kV	6407,6	38,6%
110 kV	3621,3	21,8%
154 kV	1214,7	7,3%
66 kV	3760,1	22,6%
44 kV	391,0	2,4%
33 kV	163,8	1,0%
23 kV	51,7	0,3%
Total	16.609,0	100,0%



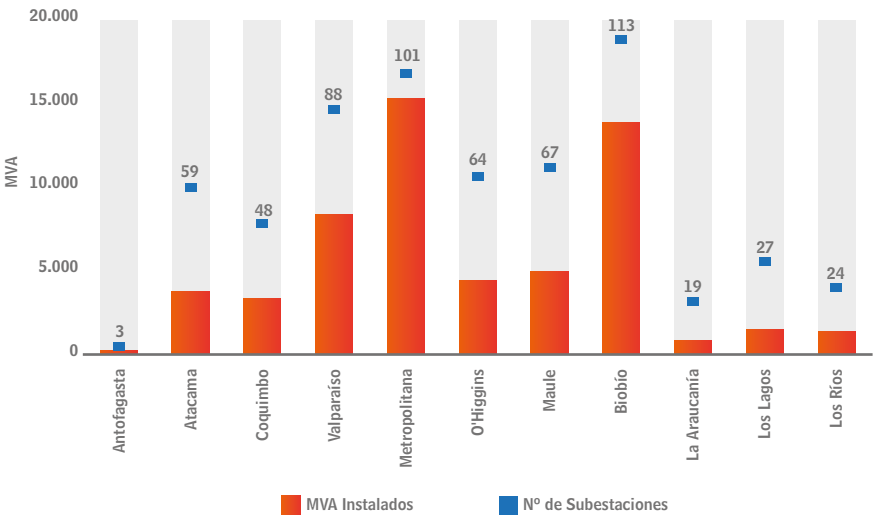
4.3. SUBESTACIONES

4.3.1. CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES POR EMPRESA



Total: 58.255 MVA

4.3.2. NÚMERO DE SUBESTACIONES POR REGIÓN



4.4. CENTRALES DEL SIC Y SUS CARACTERÍSTICAS

Al 31 de diciembre de 2014, la potencia instalada en el SIC presentaba la siguiente composición:

► 4.4.1. POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	Región
Aes Gener S.A.	AES Gener	Queltehues	49,0	Convencional	XIII
Aes Gener S.A.	AES Gener	Volcán	13,0	ERNC	XIII
Aes Gener S.A.	AES Gener	Alfalfal	178,0	Convencional	XIII
Aes Gener S.A.	AES Gener	Maitenes	31,0	Convencional	XIII
Compañía Auxiliar de Electricidad del Maipo S.A.	Carbomet	Los Bajos	5,1	ERNC	XIII
Compañía Auxiliar de Electricidad del Maipo S.A.	Carbomet	Auxiliar del Maipo (Caemsa)	3,4	ERNC	XIII
Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Capullo	Los Corrales	0,8	ERNC	XIV
Agrícola Alejandro Ponce EIRL	Capullo	Los Corrales 2	1,0	ERNC	XIV
Colbún S.A.	Colbún	Colbún	478,0	Convencional	VII
Colbún S.A.	Colbún	Machicura	95,0	Convencional	VII
Colbún S.A.	Colbún	San Ignacio	37,0	Convencional	VII
Colbún S.A.	Colbún	Rucúe	178,4	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Quilleco	70,8	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Chiburgo	19,4	ERNC	VII
Colbún S.A.	Colbún	San Clemente	6,1	ERNC	VII
Colbún S.A.	Colbún	Canutillar	172,0	Convencional	X
Colbún S.A.	Colbún	Angostura	323,8	Convencional	VIII
Donguil Energía S.A.	Donguil Energía	Donguil	0,3	ERNC	IX
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	Capullo	Capullo	11,0	ERNC	X
Empresa Eléctrica La Arena SpA.	Hidroeléctrica La Arena	La Arena	3,0	ERNC	X
Cía. Eléctrica los Morros S.A.	CELMISA	Los Morros	3,1	ERNC	XIII
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Pullinque	51,4	Convencional	XIV
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Eléctrica Panguipulli	Pilmaiquén	40,8	Convencional	XIV
Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	Rucatayo	Rucatayo	52,5	Convencional	XIV
Empresa Eléctrica Licán S.A.	Eléctrica Licán	Licán	18,0	ERNC	XIV
Eléctrica Puntilla S.A.	Puntilla	Puntilla	22,1	Convencional	XIII
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Colbún	Carena	10,0	ERNC	XIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Los Molles	18,0	ERNC	IV
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Rapel	377,0	Convencional	VI
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Sauzal	76,8	Convencional	VI
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Sauzalito	12,0	ERNC	VI
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Cipreses	106,0	Convencional	VII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Isla	68,0	Convencional	VII
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa	Pangue	467,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Ralco	690,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Palmucho	32,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Antuco	320,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	El Toro	450,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Abanico	136,0	Convencional	VIII
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa	Ojos de Agua	9,0	ERNC	VII
Enerbosch S.A.	Enerbosch	Reca	1,7	ERNC	XIV
Enerbosch S.A.	Enerbosch	Purísima	0,4	ERNC	VII
Energía Coyanco S.A.	AES Gener	Guayacán	12,0	ERNC	XIII
Ganaradera y Forestal Carrán Ltda.	Carrán	Doña Hilda	0,4	ERNC	XIV
Generadora Eléctrica Pehui Ltda.	* Eximida	Pehui	1,1	ERNC	XIV
Generadora Eléctrica Rhom Ltda.	* Eximida	Don Walterio	3,0	ERNC	XIV
Generadora Eléctrica Sauce Los Andes S.A.	* Eximida	Sauce Andes	1,1	ERNC	V

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada [MW]	ERNC/ Convencional (*)	Región
Hidrocallao S.A.	* Eximida	Callao	3,3	ERNC	X
Hidroeléctrica El Canelo S.A.	* Eximida	El Canelo	6,1	ERNC	IX
Hidroelec S.A.	Hidroelec	Truful truful	0,8	ERNC	IX
Colbún S.A.	Colbún	Aconcagua UBlanco	48,0	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Aconcagua Ujuncal	26,0	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Juncalito	1,5	ERNC	V
Hidroeléctrica Allipén S.A.	Hidroeléctrica Allipén	Allipén	2,7	ERNC	IX
Hidroeléctrica Cachapoal S.A.	Pacific Hydro	Coya	12,0	ERNC	VI
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	Colbún	Los Quilos	39,3	Convencional	V
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Ltda.	Hidroeléctrica Diuto	El Diuto	3,3	ERNC	VIII
Hidroeléctrica el Manzano S.A.	* Eximida	El Manzano	4,9	ERNC	IX
Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	Hidroeléctrica La Confluencia	La Confluencia	162,9	Convencional	VI
Hidroeléctrica La Higuera S.A.	Hidroeléctrica La Higuera	La Higuera	154,7	Convencional	VI
Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	Hidroeléctrica Mallarauco	Mallarauco	3,4	ERNC	VI
Hidroeléctrica Puclaro S.A.	Hidroeléctrica Puclaro	Puclaro	6,0	ERNC	IV
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Hidroeléctrica Trueno	Trueno	5,6	ERNC	IX
Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	HidroLircay	Mariposas	6,3	ERNC	VII
HidroMaule S.A.	HidroMaule	Lircay	19,0	ERNC	VII
Hidromuchi S.A.	* Eximida	Muchi	1,0	ERNC	XIV
Hidronalcas S.A.	* Eximida	Nalcas	6,8	ERNC	X
Hidropaloma S.A.	Hidropaloma	La Paloma	4,9	ERNC	IV
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy	Mampil	55,0	Convencional	VIII
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy	Peuchén	85,0	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Chacabuquito	25,5	Convencional	V
Wenke y Cía Ltda.	Wenke	El Tártaro	0,1	ERNC	V
Pacific Hydro Chacayes S.A.	Pacific Hydro Chacayes	Chacayes	112,0	Convencional	VI
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Endesa	Pehuenche	570,0	Convencional	VII
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Curillinque	89,0	Convencional	VII
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Pehuenche	Loma Alta	40,0	Convencional	VII
Río Tranquilo S.A.	Colbún	Hornitos	55,0	Convencional	V
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	El Rincón	0,3	ERNC	XIII
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	Eyzaguirre	2,1	ERNC	XIII
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	Florida	28,5	Convencional	XIII
Hidroeléctrica Providencia S.A.	HidroProvidencia	Providencia	14,2	ERNC	VII
Generadora Eléctrica Roblería Ltda.	Generadora Roblería	Roblería	4,0	ERNC	VII
Hidrobonito S.A.	* Eximida	MC1	9,0	ERNC	X
Hidrobonito S.A.	* Eximida	MC2	3,2	ERNC	X
Hidroeléctrica Ensenada S.A.	* Eximida	Ensenada	1,2	ERNC	X
Energías Renovables El Arrayán Ltda.	* Eximida	El Arrayán	0,2	ERNC	IV
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	El Llano	2,0	ERNC	XIII
Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo	Puntilla	Las Vertientes	2,0	ERNC	XIII
Hidroeléctrica Maisán SpA.	Hidroeléctrica Maisán	Maisán	0,6	ERNC	IX
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Hidroeléctrica Río Huasco	Río Huasco	5,1	ERNC	III
Mainco S.A.	Mainco	Renaico	6,3	ERNC	VIII
Empresa Eléctrica Contra SpA.	* Eximida	Contra	0,3	ERNC	XIV
Hidroeléctrica Dongo SpA.	Hidroeléctrica Dongo	Dongo	6,0	ERNC	X
Empresa Eléctricas Aguas del Melado S.A.	Aguas del Melado	Los Hierros	25,1	Convencional	VII
Eléctrica San Miguel SpA.	* Eximida	Boquiamargo	1,1	ERNC	VIII
Hidroeléctrica San Andrés Ltda.	Hidroeléctrica San Andrés	San Andrés	40,3	Convencional	VI
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	Quillaileo	0,8	ERNC	VIII
Los Padres Hidro S.A.	Los Padres Hidro	Los Padres	2,2	ERNC	VIII
Hidroeléctrica Pichilonco S.A.	EBCO Energía	Pichilonco	1,2	ERNC	XIV
Generadora María Elena Ltda.	* Eximida	María Elena	0,3	ERNC	X
Energía Collil S.A.	Collil	Collil	7	ERNC	X

(*) ERNC (Energía Renovable No Convencional): Centrales cuya energía eléctrica es generada por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

CONVENCIONALES: Aquellas centrales que no califican como ERNC en los términos que señala la Ley General de Servicios Eléctricos.

► 4.4.2. POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES TÉRMICAS

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada MW	ERNC/ Convencional (*)	Región
Aes Gener S.A.	AES Gener	Ventanas 1	120,0	Convencional	V
Aes Gener S.A.	AES Gener	Ventanas 2	220,0	Convencional	V
Aes Gener S.A.	AES Gener	San Francisco de Mostazal	24,0	Convencional	VI
Aes Gener S.A.	AES Gener	Laja	15,1	ERNC	VIII
Aes Gener S.A.	AES Gener	Laguna Verde TG	18,8	Convencional	V
Aes Gener S.A.	AES Gener	Los Vientos	132,0	Convencional	V
Aes Gener S.A.	AES Gener	Santa Lidia	139,0	Convencional	VIII
Aes Gener S.A.	AES Gener	Laguna Verde TV	47,0	Convencional	V
Agrícola Ancali Ltda.	Aes Gener	Ancalí 1	1,6	ERNC	VIII
Empresa Depuradora de Aguas Servidas Mapocho Trebal Ltda.	* Eximida	Trebal Mapocho	8,266	ERNC	XIII
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía	Horcones TG	24,3	Convencional	VIII
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía	Nueva Aldea II	10,0	Convencional	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Arauco	24,0	ERNC	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Licanten	6,0	ERNC	VII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Valdivia	61,0	ERNC	XIV
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Nueva Aldea III	37,0	ERNC	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Celco	8,0	ERNC	VII
Aserraderos Arauco S.A.	Arauco Bioenergía	Viñales	22,0	ERNC	VII
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	Barrick Generación	Punta Colorada	17,0	Convencional	IV
Beneo Orafti	* Eximida	Orafti	0,5	Convencional	VIII
Biocruz Generación S.A.	Biocruz Generación	Bio Cruz	1,8	Convencional	V
Bioenergías Forestales S.A.	Bioenergías Forestales	Santa Fé	50,4	ERNC	VIII
Bio Energía Santa Irene SpA.	Santa Irene	Santa Irene	0,4	ERNC	VI
Bio Energía Las Pampas SpA.	Las Pampas	Las Pampas	0,4	ERNC	VI
Empresa Eléctrica Campiche S.A.	Aes Gener	Campiche	272,0	Convencional	V
Compañía de Generación Industrial S.A.	Compañía Generación Industrial	Planta Curicó	2,0	Convencional	VII
CMPC Celulosa S.A.	Bioenergías Forestales	CMPC_Laja	25,0	ERNC	VIII
CMPC Celulosa S.A.	Bioenergías Forestales	CMPC Pacífico	33,0	ERNC	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco I	368,0	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco 9B	108,0	Convencional	V
Colbún S.A.	Colbún	Nehuenco II	398,3	Convencional	V
Termoeléctrica Antilhue S.A.	Colbún	Antilhue TG	101,3	Convencional	XIV
Colbún S.A.	Colbún	Candelaria	269,5	Convencional	VI
Colbún S.A.	Colbún	Los Pinos	104,2	Convencional	VIII
Colbún S.A.	Colbún	Santa María	370,0	Convencional	VIII
Termoeléctrica Colmito Ltda.	Termoeléctrica Colmito	Colmito	58,0	Convencional	V
Comasa S.A.	Comasa	Lautaro	26,0	ERNC	IX
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy	Yungay	219,2	Convencional	VIII
Eléctrica Cenizas S.A.	Eléctrica Cenizas	Cenizas	17,1	Convencional	III
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	AES Gener	Nueva Ventanas	272,0	Convencional	V
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Constitución 1	9,0	Convencional	VII
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Monte Patria	9,0	Convencional	IV
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Punitaqui	9,0	Convencional	IV
Consorcio Energético Nacional S.A.	Elektragen	Maule	6,0	Convencional	VII
Elektra Generación S.A.	Elektragen	Chiloé	9,0	Convencional	X
Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A.	Emelda	Emelda	69,25	Convencional	III
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Bocamina	128,0	Convencional	VIII
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Diego de Almagro	23,8	Convencional	III
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Endesa	San Isidro I	379,0	Convencional	V
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Taltal 1	122,45	Convencional	II
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Taltal 2	122,45	Convencional	II
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Quintero	257,0	Convencional	V
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Huasco TG	64,23	Convencional	III
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	San Isidro II	399,0	Convencional	V
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Endesa	Bocamina II	350,0	Convencional	VIII

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada MW	ERNC/ Convencional (*)	Región
Generación de Energía Nueva Degañ S.A.	Nueva Degan	Degañ	39,6	Convencional	X
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	El Peñón	81,0	Convencional	IV
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	San Lorenzo de Diego de Almagro	63,7	Convencional	III
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	Teno	58,0	Convencional	VII
Enlasa Generación Chile S.A.	Enlasa	Trapén	81,0	Convencional	X
Enorchile S.A.	Enorchile	Esperanza	22,0	Convencional	VI
Equipos Generación S.A.	Equipos Generación	CBB-Centro	13,6	Convencional	VII
Gas Sur S.A.	Gas Sur	Newén	15,0	Convencional	VIII
Generadora del Pacífico S.A.	Genpac	Termopacífico	101,27	Convencional	III
Generadora Estancilla SpA.	* Eximida	Estancilla	3,0	Convencional	XIII
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Guacolda	Guacolda	608,0	Convencional	III
HBS Energía S.A.	HBS Energía	HBS	2,2	ERNC	VIII
Central Cardones S.A.	Central Cardones	Cardones	165,0	Convencional	III
KDM Energía S.A.	KDM	Loma Los Colorados	2,0	ERNC	V
KDM Energía S.A.	KDM	Loma Los Colorados II	19,6	ERNC	V
Termoeléctrica Los Espinos S.A.	Los Espinos	Los Espinos	124,0	Convencional	V
Masisa Ecoenergía S.A.	Masisa Ecoenergía	Cabrero (Masisa)	11,0	ERNC	VIII
Colihues Energía S.A.	Colihues Energía	Colihues	22,0	Convencional	VI
Eléctrica Nueva Energía S.A.	Nueva Energía	Escuadrón	15,5	ERNC	VIII
Nutreco Chile S.A.	* Eximida	Skretting	2,7	Convencional	X
Paneles Arauco S.A.	Arauco Bioenergía	Cholguán	13,0	ERNC	VIII
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco Bioenergía	Nueva Aldea I	19,0	ERNC	VIII
Petropower Energía Ltda.	Petropower	Petropower	75,0	Convencional	VIII
Potencia S.A.	Potencia	Olivos	115,2	Convencional	IV
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	Eléctrica Santiago	Renca	100,0	Convencional	XIII
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	AES Gener	Nueva Renca	379,0	Convencional	XIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Biomar	2,4	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	CalleCalle	13,0	Convencional	XIV
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Cañete	5,6	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Chufken (Traiguén)	0,8	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Chuyaca	15,0	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Contulmo	0,8	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Coronel	46,7	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Curacautín	2,95	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Danisco	0,8	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Eagon	2,4	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	JCE	0,8	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Lebu	3,6	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Lonquimay	1,6	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Los Álamos	0,8	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Angol (Los Sauces)	1,6	Convencional	IX
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Los Sauces II	1,6	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Louisiana Pacific	2,9	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Louisiana Pacific II (Lautaro)	3,2	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	MultiExport I	0,8	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	MultiExport II	1,6	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Quellón II	10,0	Convencional	X
Salmofood S.A.	SGA	Salmofood I	1,6	Convencional	X
Salmofood S.A.	SGA	Salmofood II	1,6	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Skretting Osorno	3,0	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Tirúa	0,8	Convencional	IX
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Trongol-Curanilahue	2,4	Convencional	VIII
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Watts I	0,8	Convencional	X
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	SGA	Watts II	1,6	Convencional	X
S.W.Consulting S.A.	SWC	El Salvador	23,8	Convencional	III
Roberto Tamm y Cía Ltda.	Tamm	Tamm	0,19	ERNC	VI
TecnoRed S.A.	Tecnored	Concón	2,2	Convencional	V

Empresa	Integrante	Unidad Generadora	Capacidad Instalada MW	ERNC/ Convencional (*)	Región
TecnoRed S.A.	Tecnored	Las Vegas	2,0	Convencional	V
TecnoRed S.A.	Tecnored	Curauma	2,0	Convencional	V
TecnoRed S.A.	Tecnored	Casablanca 1	1,6	Convencional	V
TecnoRed S.A.	Tecnored	Casablanca 2	0,9	Convencional	V
TecnoRed S.A.	Tecnored	El Totoral	3,0	Convencional	V
TecnoRed S.A.	Tecnored	Placilla	2,4	Convencional	V
TecnoRed S.A.	Tecnored	Quintay	3,0	Convencional	V
TecnoRed S.A.	Tecnored	Linares Norte	0,4	Convencional	VII
TecnoRed S.A.	Tecnored	San Gregorio	0,4	Convencional	VII
TecnoRed S.A.	Tecnored	Tapihue	6,4	Convencional	VII
Tomaval Generación S.A.	Tomaval Generación	Tomaval 1	1,0	Convencional	V
Tomaval Generación S.A.	Tomaval Generación	Tomaval 2	1,6	Convencional	V
Energía León S.A.	* Eximida	Energía León	7,1	ERNC	VIII
Energía Bio Bio Ltda.	Energía Bio Bio	Energía BíoBío	7,2	ERNC	VIII
Energía Pacífico S.A.	Energía Pacífico	Energía Pacífico	15,6	ERNC	VI
Consorcio Santa Marta S.A.	Santa Marta	Santa Marta	15,7	ERNC	XIII

(*) ERNC (Energía Renovable No Convencional): Centrales cuya energía eléctrica es generada por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

CONVENCIONALES: Aquellas centrales que no califican como ERNC en los términos que señala la Ley General de Servicios Eléctricos.

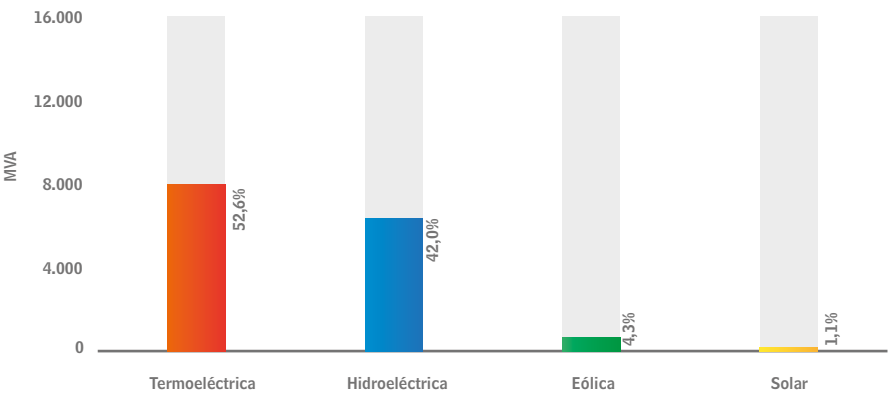
► 4.4.3. CAPACIDAD INSTALADA DE CENTRALES EÓLICAS

EMPRESA	INTEGRANTE	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA MW	REGIÓN
Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	Barrick Generación	Eólica Punta Colorada	20,0	IV
Central Eólica Canela S.A.	Endesa	Eólica Canela	18,2	IV
Central Eólica Canela S.A.	Endesa	Eólica Canela II	60,0	IV
Cristalerías Toro SpA.	Cristalerías Toro	Eólica Lebu	6,5	VIII
Eólica Monte Redondo S.A.	EMR	Eólica Monte Redondo	48,0	IV
Parque Talinay Oriente S.A.	Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay	90,0	IV
Energías Ucuquer S.A.	* Eximida	Eólica Ucuquer	7,2	VI
Energías Ucuquer Dos S.A.	Ucuquer Dos	Eólica Ucuquer 2	10,75	VI
Norvind S.A.	Norvind	Eólica Totoral	46,0	IV
AELA Eólica Negrete SpA.	Eólica Negrete	Eólica Cuel	33,0	VIII
Parque Eólico El Arrayán SpA.	Parque Eólico El Arrayán	Eólica El Arrayán	115,0	IV
Alba S.A.	Alba	Eólica San Pedro	36,0	X
Parque Eólico Los Cururos Ltda.	Parque Eólico Los Cururos	Eólica Los Cururos	109,6	IV
Punta Palmeras S.A.	Punta Palmeras	Eólica Punta Palmeras	45,0	IV

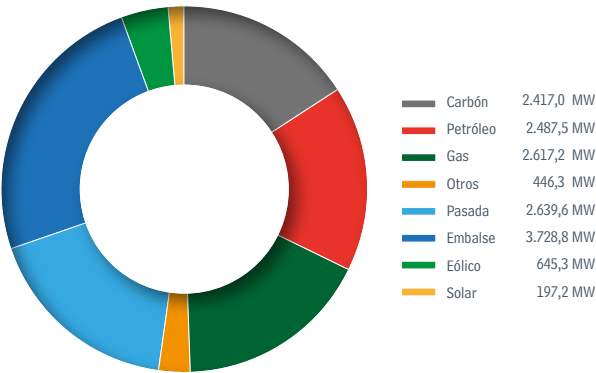
► 4.4.4. CAPACIDAD INSTALADA DE CENTRALES SOLARES

EMPRESA	INTEGRANTE	UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA MW	REGIÓN
Commonplace Energy S.A.	* Eximida	Solar Santa Cecilia	3,0	III
Energía Térmica Kaltemp Ltda.	* Eximida	Solar Tambo Real	3,0	IV
RTS Energía Ltda.	RTS Energy	Solar Esperanza	2,9	III
Solairedirect Generación Andacollo Spa.	SDGx1	Solar SDGx01	1,3	IV
Subsole Energías Renovables Ltda.	* Eximida	Solar Hornitos	0,3	III
San Andrés SpA.	San Andrés	Solar San Andrés	50,6	III
PSF Pama S.A.	* Eximida	Solar PSF Pama	2	IV
PSF Lomas Coloradas S.A.	* Eximida	Solar PSF Lomas Coloradas	2	IV
Almeyda Solar SpA.	Almeyda Solar	Solar Diego de Almagro	28,1	III
Amanecer Solar SpA.	Amanecer Solar	Solar Llano de Llampos	101,0	III
EERM Energías del Futuro S.A.	* Eximida	Solar Techos Altamira	0,2	XIII
EBCO Energía S.A.	EBCO Energía	Solar Las Terrazas	3,0	III

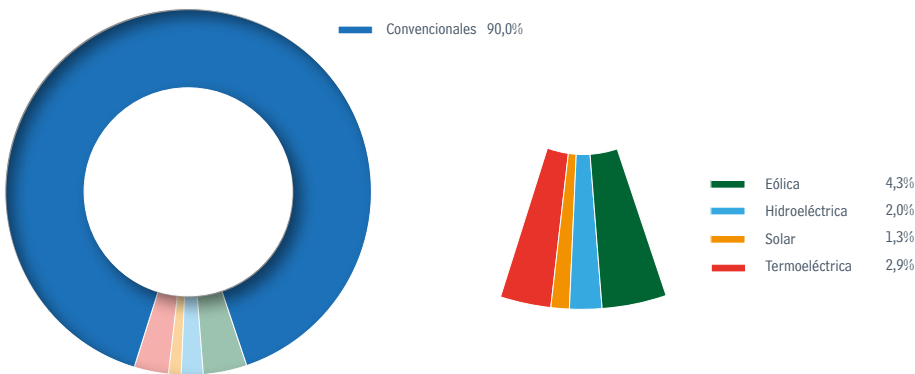
► 4.4.5. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE



► 4.4.6. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE

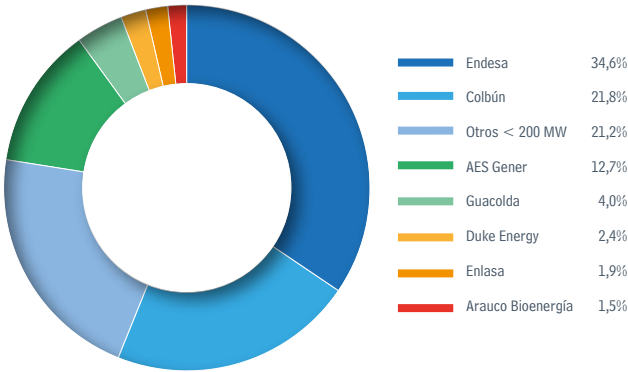


► 4.4.7. CAPACIDAD ERNC INSTALADA



► 4.4.8. CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA - INTEGRANTE

	Capacidad Instalada [MW]	Participación (%)
Endesa	5.255,9	34,6%
Colbún	3.305,1	21,8%
Otros < 200 MW	3.219,2	21,2%
AES Gener	1.923,5	12,7%
Guacolda	608,0	4,0%
Duke Energy	359,2	2,4%
Enlasa	283,7	1,9%
Arauco Bioenergía	224,3	1,5%
Total	15.178,9	100,0%



Operación del Sistema 2005 -2014

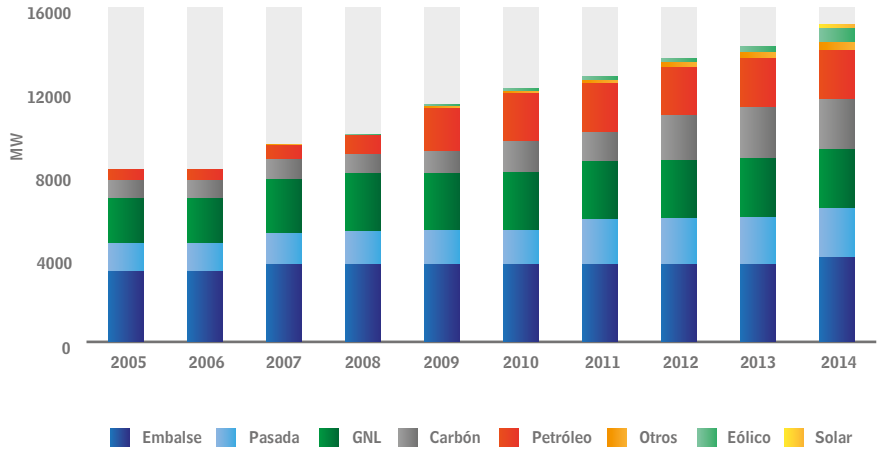
Se incluyen a continuación varias figuras que resumen la evolución del SIC entre los años 2005 y 2014 en distintos aspectos, como capacidad y producción, variaciones de demanda, ventas a clientes libres y regulados, cotas de embalses y costos marginales en las principales barras del SIC.



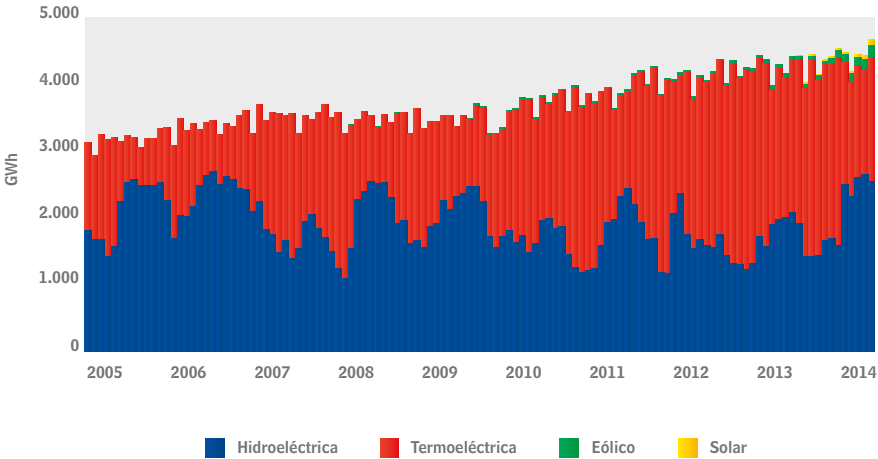


5.1. Producción Anual

► 5.1.1. EVOLUCIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA

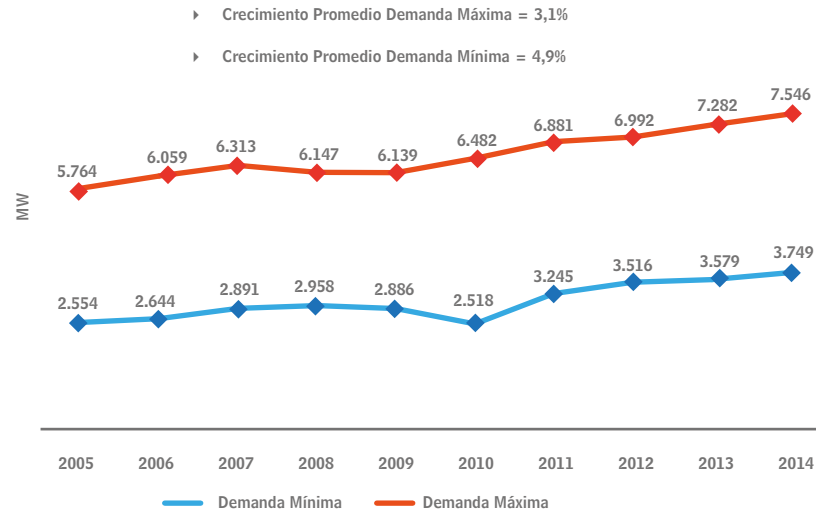


► 5.1.2. PRODUCCIÓN POR FUENTE

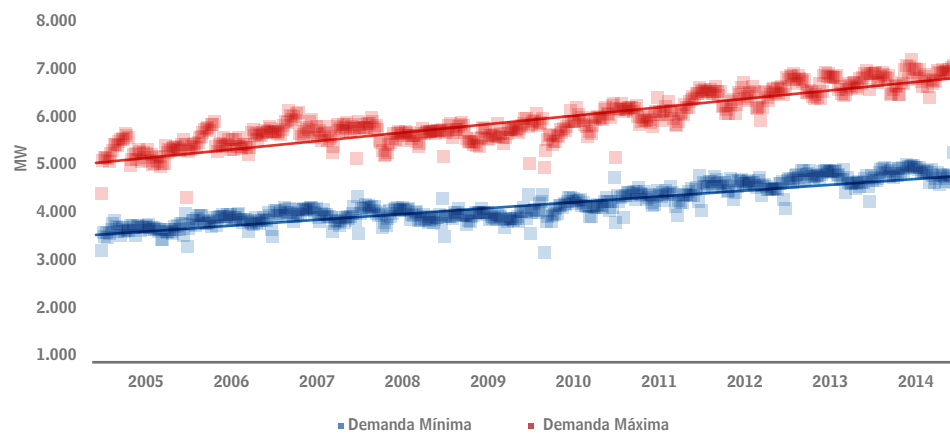


5.2. Evolución de las Demandas Mínimas y Máximas

► 5.2.1. EVOLUCIÓN DE DEMANDAS MÍNIMAS Y MÁXIMAS ANUALES (MW)



► 5.2.2. EVOLUCIÓN DE DEMANDAS MÍNIMAS Y MÁXIMAS SEMANALES





► 5.2.3. DEMANDA MÁXIMA EN HORAS PUNTA

AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
FECHA	29-sep	08-ago	22-jun	24-jun	24-jun	10-ago	29-jun	11-jun	25-jun	30-jun
HORA	21	20	19	19	20	20	19	19	19	19
MW	4.893,7	5.327,4	5.606,4	5.482,5	5.391,7	5.777,8	6.016,3	6.388,9	6.794,1	7.080,3
%		8,86%	5,24%	-2,21%	-1,66%	7,16%	4,13%	6,19%	6,34%	4,21%

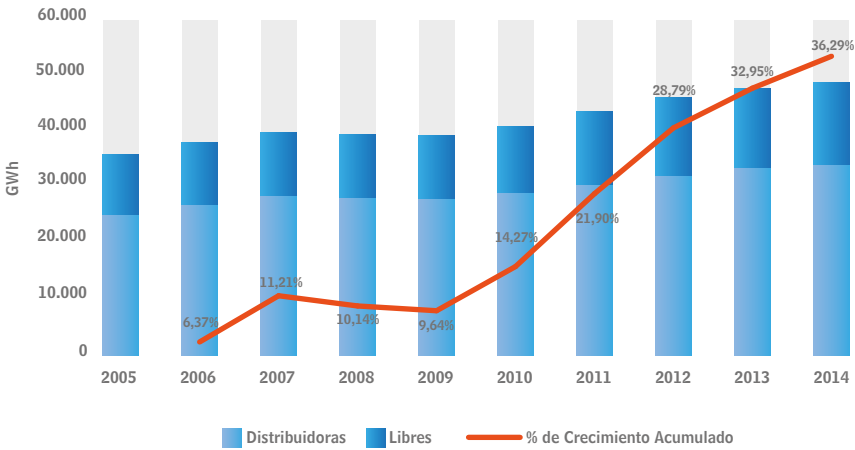


5.3. Ventas

En el gráfico adjunto se muestra la evolución histórica de las ventas del SIC, en donde se puede apreciar un crecimiento sostenido de las mismas, a excepción de lo ocurrido el año 2008 en que se observa un decremento en las ventas del sistema, explicado básicamente por los elevados precios de la electricidad y la aplicación de políticas de ahorro energético impulsado por el gobierno.

► 5.3.1. VENTAS A CLIENTES

Año	Ventas a Clientes [GWh]			Crecimiento		
	Regulados	Libres	Total Ventas	Anual	Prom. Acum.	Acumulado
2005	25.015,4	10.920,1	35.935,5	-	-	-
2006	26.829,4	11.396,8	38.226,2	6,37%	6,37%	6,37%
2007	28.381,3	11.582,4	39.963,7	4,55%	5,46%	11,21%
2008	28.054,5	11.525,7	39.580,3	-1,23%	3,23%	10,14%
2009	28.009,2	11.391,7	39.400,9	-0,18%	2,38%	9,64%
2010	28.919,9	12.141,8	41.061,7	4,22%	2,74%	14,27%
2011	30.385,8	13.418,5	43.804,3	6,68%	3,40%	21,90%
2012	32.030,6	14.251,0	46.281,5	5,37%	3,68%	28,79%
2013	33.510,9	14.266,3	47.777,2	3,51%	3,66%	32,95%
2014	34.057,4	14.919,6	48.977,1	2,51%	3,53%	36,29%



Nota:

- El crecimiento porcentual acumulado está referido a las ventas del año 2005.
- La tasa de crecimiento de las ventas correspondientes al año 2008 y 2009 consideran ajuste por febrero 2008 bisiesto.
- La tasa de crecimiento de las ventas correspondientes al año 2012 y 2013 consideran ajuste por febrero 2012 bisiesto.

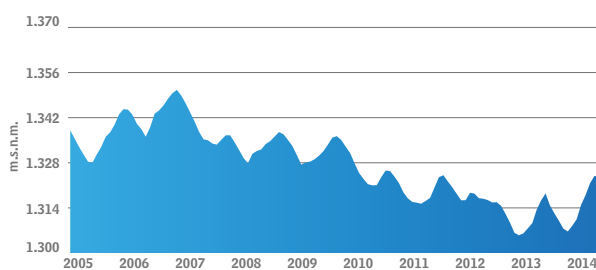


5.4. EVOLUCIÓN DE LAS COTAS DE LOS EMBALSES

LAGO LAJA

Cota mínima: 1.308,5 m.s.n.m.
Cota Máxima: 1.369,0 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 5.071 hm³

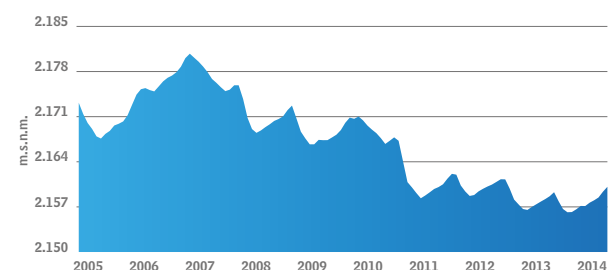
Su uso se realiza conforme al convenio de 1958 entre ENDESA y la Dirección de Riego.



LAGUNA DEL MAULE

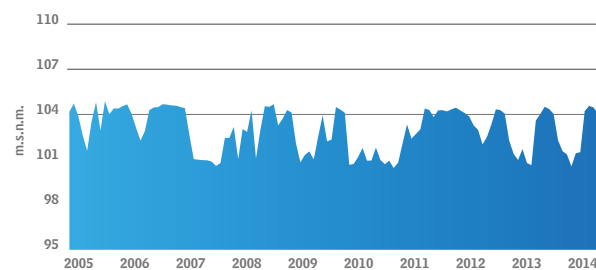
Cota mínima: 2.180,0 m.s.n.m.
Cota Máxima: 1.369,0 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 1.416 hm³

Su uso se realiza conforme al convenio entre ENDESA y la Dirección Riego que data desde 1947.



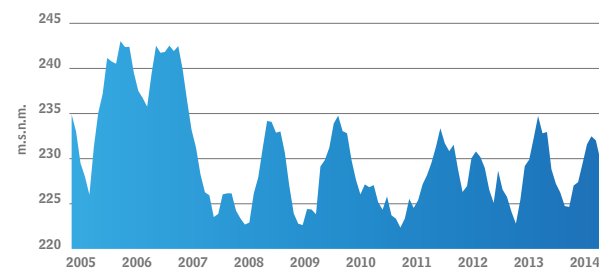
EMBALSE RAPEL

Cota mínima: 97 m.s.n.m.
Cota Máxima: 107 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 435 hm³



LAGO CHAPO

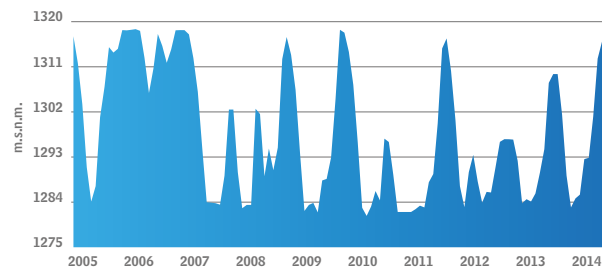
Cota mínima: 220 m.s.n.m.
Cota Máxima: 243 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 850 hm³





LAGUNA DE LA INVERNADA

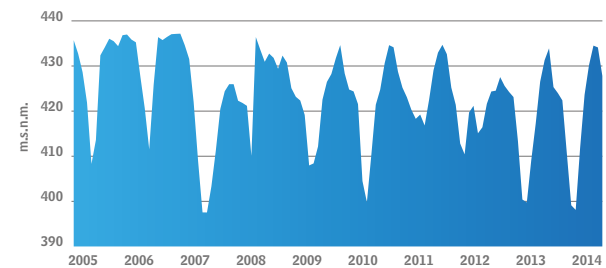
Cota mínima: 1.280 m.s.n.m.
Cota Máxima: 1.319 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 179 hm³



EMBALSE COLBÚN

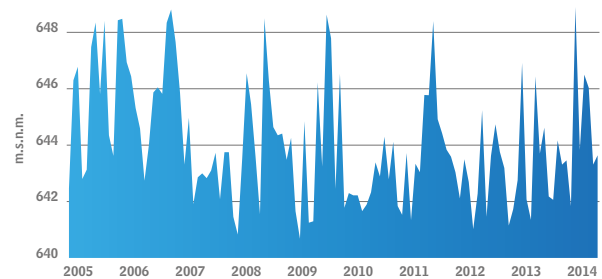
Cota mínima: 397 m.s.n.m.
Cota Máxima: 436 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 1.116 hm³

Este embalse tiene restricciones de riego conforme a lo establecido en la resolución DGA 105/83.



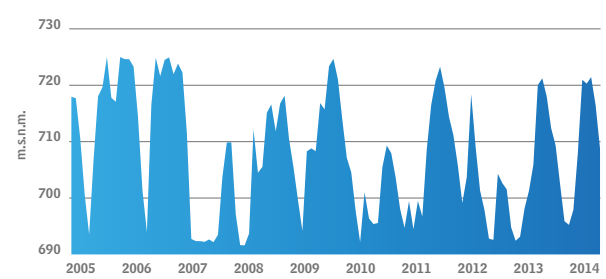
EMBALSE MELADO

Cota mínima: 639,5 m.s.n.m.
Cota Máxima: 648,0 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 33 hm³



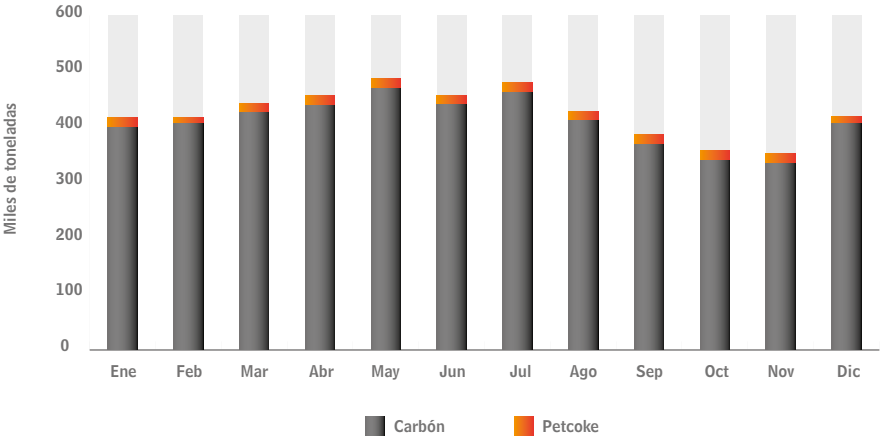
EMBALSE RALCO

Cota mínima: 692 m.s.n.m.
Cota Máxima: 725 m.s.n.m.
Volumen de Regulación: 800 hm³



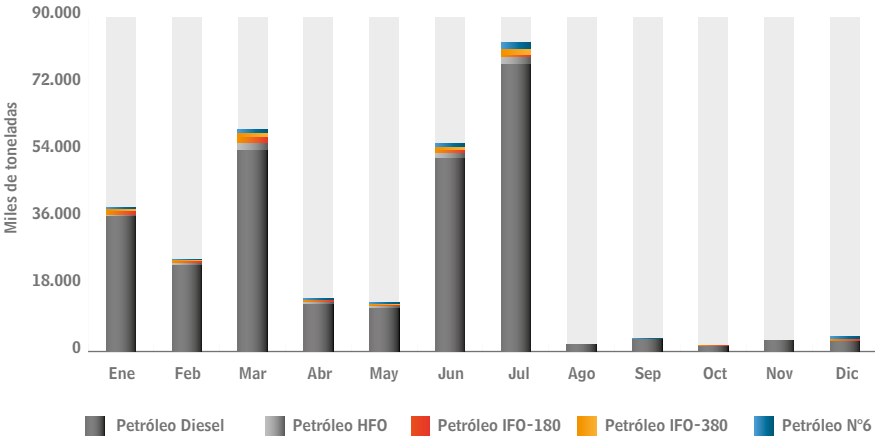
5.5. CONSUMO MENSUAL POR TIPO DE COMBUSTIBLE

5.5.1. CONSUMO DE CARBÓN Y PETCOKE



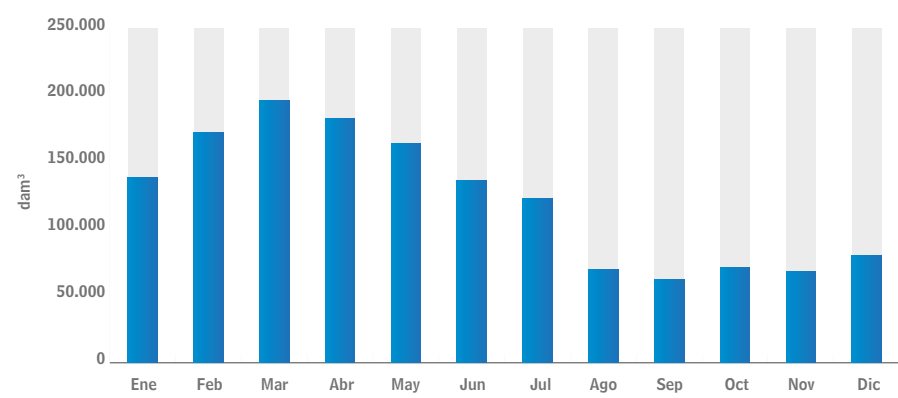
► Fuente: : De acuerdo a lo informado por las empresas y enviado a la CNE mensualmente como respuesta a la carta CNE N°461-2012.

5.5.2. CONSUMO DE PETRÓLEO Y DERIVADOS



► Fuente: : De acuerdo a lo informado por las empresas y enviado a la CNE mensualmente como respuesta a la carta CNE N°461-2012.

► 5.5.3. CONSUMO DE GAS NATURAL



► Fuente: : De acuerdo a lo informado por las empresas y enviado a la CNE mensualmente como respuesta a la carta CNE N°461-2012.

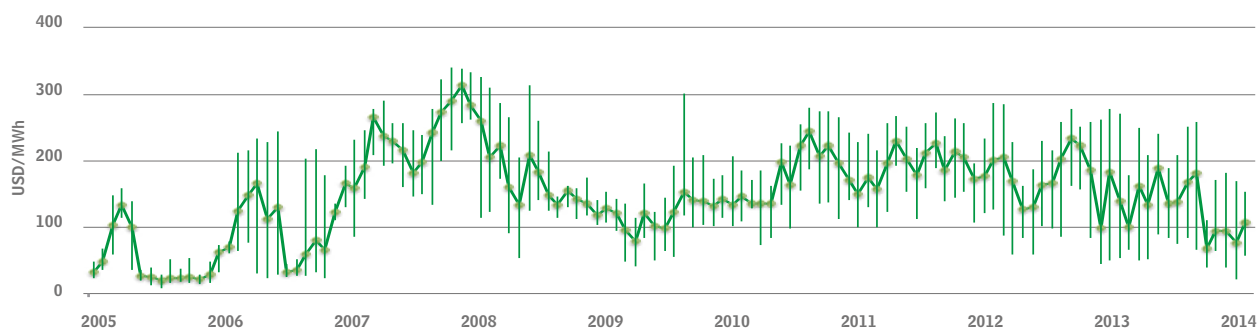




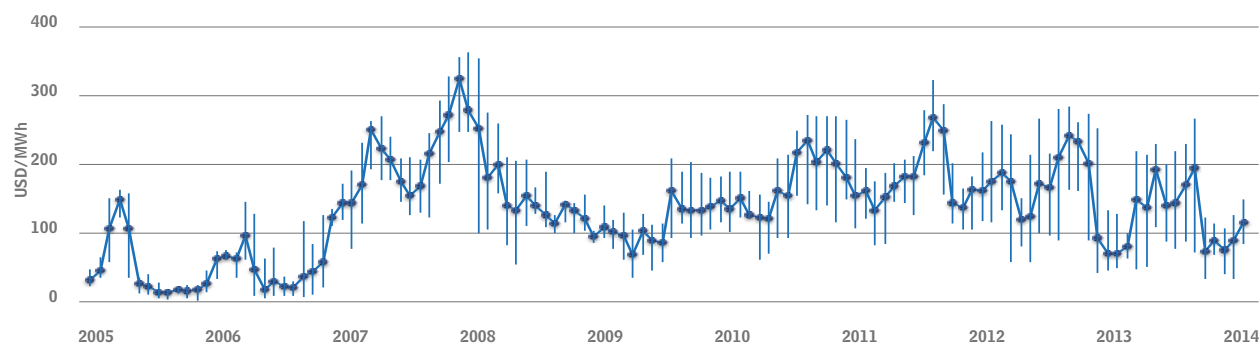
5.6. COSTOS MARGINALES MENSUALES

En los siguientes gráficos se muestran los valores mínimos, máximos y promedios de los costos marginales por mes, obtenidos para cuatro barras utilizadas como referencia para la zona Norte (Cardones 220 kV), V Región (Quillota 220 kV), Centro (Alto Jahuel 220 kV) y Sur (Charrúa 220 kV).

► 5.6.1. Costos Marginales Nominales Cardones 220kV

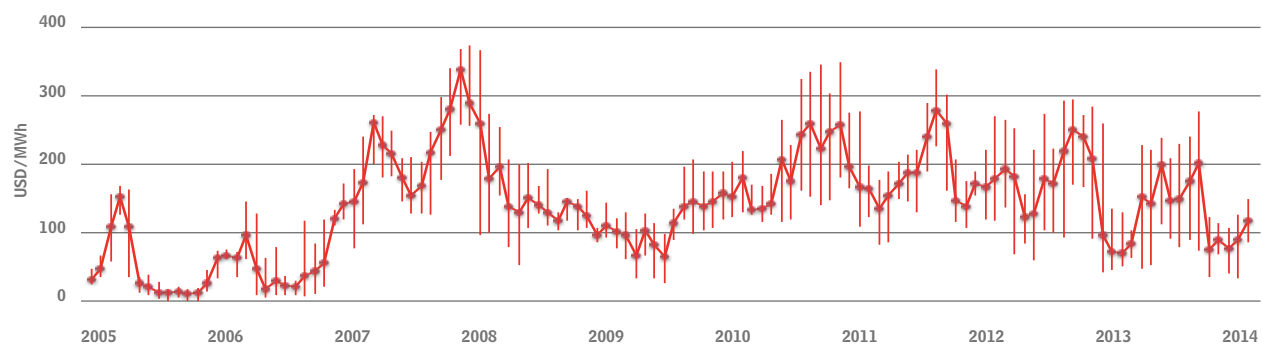


► 5.6.2. Costos Marginales Nominales Quillota 220kV

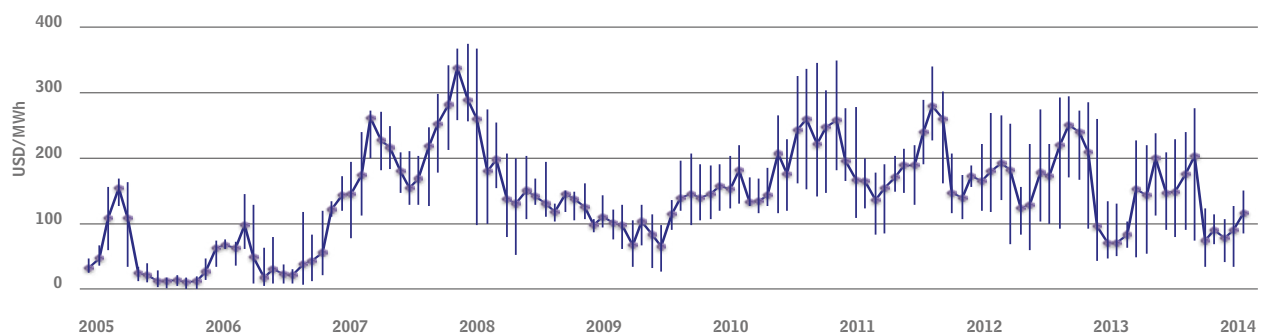




► 5.6.3. Costos Marginales Nominales Alto Jahuel 220kV



► 5.6.4. Costos Marginales Nominales Charrúa 220kV



Aspectos Relevantes de la Operación 2014

Se presenta un resumen con la operación del SIC durante 2014, el que considera las nuevas obras de generación, transmisión, aspectos relativos al consumo, así como las características hidrológicas ocurridas en el periodo.



Aspectos Relevantes de la Operación del Sistema Durante 2014

► De la Hidrología

En términos generales, los registros de lluvias en los puntos próximos a algunas de las centrales hidráulicas de la zona centro-sur del SIC, muestran para el año 2014 un nivel de precipitaciones cercano al 92% respecto de un año normal. En cuanto a los caudales expresados de energía afluente a las centrales hidráulicas, su nivel mejoró en relación a igual período del año anterior, sin embargo se mantuvo la condición de año seco, estimándose para el período abril 2014 marzo 2015 una probabilidad de excedencia del 80%. Ello permitió disponer a finales de año, de un 41% extra de reserva en relación al 2013, alcanzándose los 3.138 GWh de energía almacenada en los embalses.

► De la Oferta y Demanda

En lo que se refiere a datos relevantes de energía generada, demanda, ventas y capacidad instalada al cierre del año 2014 se tiene:

- Aumento de la oferta de capacidad instalada de un 7,3%, alcanzando los 15.179 MW.
- Aumento de un 2,6% de la oferta de energía, totalizando 52.265 GWh.
- Aumento de un 2,5% de las ventas de energía en el sistema,

totalizando 48.977 GWh (representando las ventas a clientes de precio regulado, el 69,5%, equivalente a 34.057 GWh).

- Aumento de 3,6% en el valor de la máxima producción horaria anual, la cual alcanzó los 7.547 MW (registrada el día lunes 30 de junio en la hora 12).
- Aumento del 4,2% del valor de máxima demanda horaria en período de control, alcanzando los 7.080 MW (registrada el día lunes 30 de junio en la hora 19).

► De la Operación

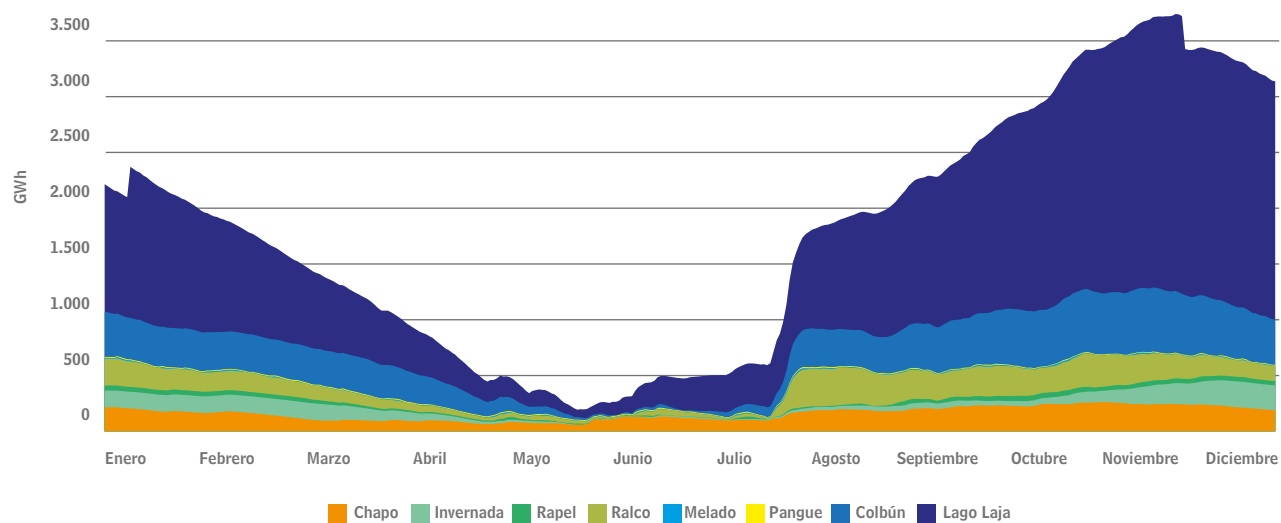
Durante el primer semestre de 2014 la demanda del sistema fue abastecida principalmente por producción térmica (61% de participación en ese período). Durante el segundo semestre las mejores condiciones hidrológicas redujeron el aporte térmico al 43%. El siguiente cuadro ilustra la proporción de la producción a partir de las diferentes fuentes de energía en los años 2013 y 2014.

Producción	2013	2014
Térmica	60,6%	52,2%
Hídrica	38,4%	44,8%
Eólica	1,1%	2,3%
Solar	0,0%	0,7%

Finalmente, al 31 de diciembre de 2014 se encontraban efectuando pruebas de puesta en servicio para su posterior entrega a explotación, centrales eléctricas de distintas tecnologías por un total cercano a los 265 MW.



6.1. ENERGÍA EMBALSADA



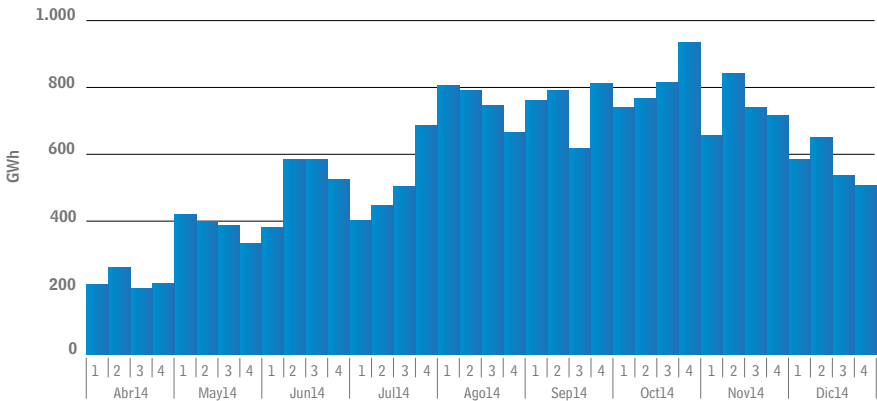
Nota: Durante el año 2013 y 2014, el Lago Laja presentó las siguientes variaciones de cotas mínimas operacionales:

- Diciembre de 2013 al 8 de enero de 2014: Cota mínima 1.308,48 msnm
- Desde 9 de enero de 2014: Cota mínima 1.306,0 msnm
- Desde el 1 de diciembre de 2014: Cota mínima 1.308,48 msnm

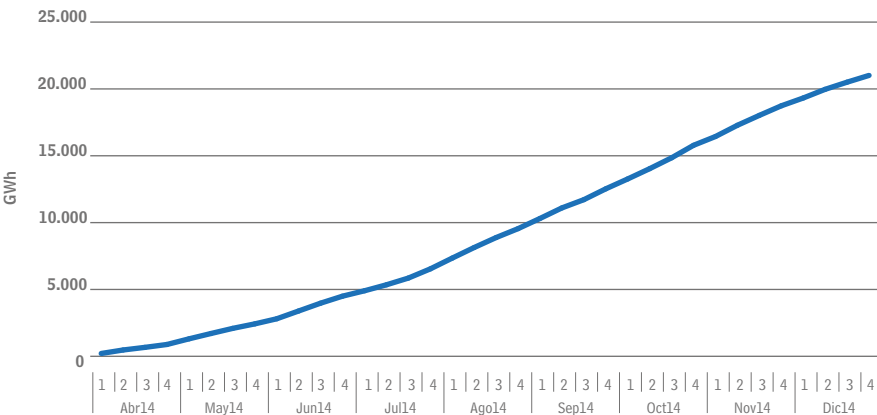
6.2. ENERGÍA AFLUENTE

A continuación se muestra la energía afluente semanal y energía afluente semanal acumulada en el SIC de acuerdo a lo registrado en lo que va del año hidrológico 2014-2015 :

6.2.1. ENERGÍA AFLUENTE SEMANAL



6.2.2. ENERGÍA AFLUENTE ACUMULADA SEMANAL



1 El año hidrológico 2014-2015 abarca el periodo de independencia hidrológica entre abril de 2014 y marzo de 2015.
2 La etapas semanales están referidas a los periodos utilizados para la programación de largo plazo del CDECSIC.

6.3. INGRESO DE INSTALACIONES AL SIC DURANTE EL AÑO 2014

► 6.3.1. NUEVAS INSTALACIONES

MES	DÍA	TIPO	INSTALACIÓN	DETALLE
Diciembre	Lunes 15	S/E	S/E Chañares	Energización transformador 110/33 kV y barra 33 kV
Diciembre	Domingo 14	Línea	LT 110 kV Tap off Chañares – Chañares	Primera energización en pruebas
Diciembre	Jueves 11	CENTRAL	Diego de Almagro	30 MW
Noviembre	Domingo 30	S/E	S/E Alto Bonito	Entregado a la explotación transformador de 115/24.5 kV; 30 MVA, paño H1 y H2.
Noviembre	Domingo 23	S/E	S/E Tierra Amarilla	Entregado a la explotación transformador N° 2 de 110/23 kV, 30 MVA.
Noviembre	Miércoles 19	CENTRAL	Punta Palmeras	45 MW
Noviembre	Viernes 14	CENTRAL	María Elena	0.3 MW
Noviembre	Martes 11	CENTRAL	Collil	7 MW
Noviembre	Lunes 10	S/E	S/E San Rafael	Transformador N° 3 de 110/23/12 kV, 30 MVA queda entregado a la explotación.
Octubre	Miércoles 22	CENTRAL	Ucuquer 2	10.8 MW
Octubre	Domingo 12	S/E	S/E Los Tambores	Entregada a la explotación, junto con transf. 66/23 kV
Octubre	Miércoles 15	S/E	S/E Cipreses	Entregado a la explotación nuevo interruptor acoplador de barras de 154 kV
Octubre	Viernes 31	S/E	S/E TapOff PV Salvador	Tap-Off PV Salvador 110 kV de la línea de 110 kV Diego de Almagro-Salvador energizado y entregado a la explotación
Septiembre	Miércoles 17	CENTRAL	San Lorenzo U3	7.7 MW
Septiembre	Domingo 7	S/E	S/E Cipreses	Entregado a la explotación nuevo interruptor 52AT1 (reemplazado).
Septiembre	Miércoles 10	S/E	S/E Santa Elena	Entregado a la explotación nuevo interruptor de 110 kV (52HT2) de ATR-2 de 110/12 kV, 30/50 MVA.
Septiembre	Lunes 29	S/E	S/E Pehuenche	Entregado a la explotación nuevo interruptor 52J1 de la línea de 220 kV Pehuenche – Ancoa 1.
Agosto	Sábado 23	S/E	S/E Ancoa	Entregado a la explotación nuevo interruptor 52J5 de paño Pehuenche 2.
Agosto	Jueves 14	CENTRAL	PMGD Las Terrazas	3 MW
Agosto	Viernes 8	CENTRAL	PMGD Pichilonco	1.2 MW
Julio	Domingo 27	S/E	S/E Las Encinas	Entregado a la explotación nuevo transformador N° 2 de 66/15 kV de 25 MVA.
Mayo	Viernes 09	CENTRAL	PMGD Quillaileo	0.83 MW
Julio	Miércoles 23	CENTRAL	Los Cururos	109.6 MW
Junio	Viernes 6	CENTRAL	El Arrayán	115 MW
Junio	Lunes 23	CENTRAL	San Andrés	40.3 MW
Junio	Viernes 27	CENTRAL	San Pedro	36 MW
Junio	Lunes 16	S/E	S/E La Cebada	Entregados a la explotación Barra 220 kV y paños asociados a LT 220 kV La Cebada-Las Palmas y La Cebada-Pan de Azúcar.
Junio	Domingo 22	S/E	S/E Duqueco	Entregados a la explotación Barra 220 kV, barra de transferencia y paños asociados a LT 220 kV Duqueco-Charrúa y Duqueco-Temuco, y transformador 230/69 kV.
Mayo	Jueves 1	CENTRAL	CMPC Pacífico Bloque 3	10.5 MW
Mayo	Sábado 3	S/E	S/E Cipreses	Se entrega a la explotación el nuevo interruptor de reemplazo 52AR de S/E Cipreses.
Abril	Martes 1	CENTRAL	Energía Pacífico	15.6 MW
Abril	Martes 1	CENTRAL	Angostura U1 y U3	140.3 + 47.25 MW
Abril	Sábado 12	CENTRAL	Los Hierros	25 MW
Abril	Viernes 25	CENTRAL	Angostura U2	140.3 MW
Abril	Miércoles 30	CENTRAL	Llano de Llampos	100 MW
Abril	Miércoles 30	CENTRAL	San Andrés	50 MW
Abril	Domingo 6	S/E	S/E Don Goyo	-
Abril	Jueves 10	S/E	S/E Lautaro-Comasa	Entregado a la explotación transformador N° 2 de 30 MVA, 66/13.2 kV.
Abril	Sábado 26	S/E	S/E Pirque	Transformador N°1 de 110/13,2 kV de 5.2 MVA queda entregado a la explotación
Marzo	Martes 25	CENTRAL	Eólica Lebu	Ampliación 6.54 MW
Marzo	Lunes 31	CENTRAL	Energía BíoBío	7.2 MW
Marzo	Lunes 31	CENTRAL	Santa Marta	14 MW
Marzo	Domingo 9	S/E	S/E Los Vilos	Entrega a la explotación la barra de transferencia de 220 kV sección 2.

MES	DÍA	TIPO	INSTALACIÓN	DETALLE
Marzo	Domingo 30	S/E	S/E Aihuapi	Entrega a la explotación la barra de 110 kV y el transf. 110/66 kV – 40 MVA.
Febrero	Miércoles 5	CENTRAL	Eólica Negrete	33 MW
Octubre	Sábado 25	CENTRAL	PMGD Las Pampas	0.4 MW
Febrero	Sábado 31	S/E	S/E Barro Blanco	Entrega a la explotación el transformador 66/23 kV 30 MVA.
Febrero	Miércoles 5	LT	Loncoche-Villarrica C2	Entrega a la explotación.
Febrero	Jueves 6	S/E	S/E Alto Jahuel	Barra de 500 kV (sección B)
Febrero	Miércoles 12	S/E	S/E San Andrés	Barra de 220 kV
Febrero	Jueves 13	LT	Alto Jahuel-Polpaico C2	500 kV
Febrero	Lunes 17	LT	Ancoa-Alto Jahuel	500 kV
Febrero	Martes 18	LT	Manto Verde-Flamenco	110 kV
Febrero	Viernes 21	LT	Alto Jahuel-Polpaico C1	500 kV
Enero	Domingo 5	CENTRAL	CMPC Pacífico Bloque 3	20.4 MW
Enero	Domingo 5	S/E	S/E Teno	En servicio y entregado a la explotación el nuevo transformador N°3 de 154/66 kV, 75 MVA (en reemplazo del transformador N°3 de 25 MVA).
Enero	Sábado 5	S/E	S/E Llano de Llampos	Se entrega a la explotación la S/E Seccionadora Llano de Llampos 220 kV



Transferencias entre Empresas

En este Capítulo se presentan las transferencias económicas obtenidas como resultado de la operación del año 2014, detallando los aspectos mas relevantes para la determinación de cada balance.



7.1. RESUMEN ANUAL DE TRANSFERENCIAS

En esta sección se resumen las transferencias entre empresas en el mercado spot del CDECSIC en el 2014, expresadas en miles de pesos (nominales). Estas cifras consideran las transferencias de energía y de potencia valorizadas, los ingresos tarifarios y los pagos por mínimos técnicos. La transferencia positiva de una empresa en un mes indica saldo acreedor y la negativa saldo de deudor.

Empresa	Negativo	Positivo	Anual Neto	Mensual											
		Miles de \$													
Transelec	0	72.118.384	72.118.384	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
AES Gener	-18.713.775	79.755.364	61.041.589	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Arauco Bioenergía	0	57.469.334	57.469.334	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Enlasa	0	23.505.036	23.505.036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Rucatayo	0	19.350.582	19.350.582	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Los Espinos	0	18.962.665	18.962.665	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Comasa	0	18.050.599	18.050.599	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Pehuenche	-22.079.823	36.919.722	14.839.899	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Amanecer Solar	0	14.636.625	14.636.625	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
HidroMaule	0	8.833.799	8.833.799	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
DEI Duqueco	0	8.755.482	8.755.482	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Parque Eólico Talinay	-831.863	9.490.956	8.659.092	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Petropower	-477.241	8.613.139	8.135.898	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Pacífic Hydro Chacayes	-4.730.677	12.734.368	8.003.691	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Santa Marta	0	7.933.047	7.933.047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Aguas del Melado	0	7.816.073	7.816.073	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Eólica Negrete	0	6.953.632	6.953.632	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Parque Eólico Los Cururos	0	6.917.766	6.917.766	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Eléctrica Licán	0	6.667.934	6.667.934	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
San Andrés	0	6.575.393	6.575.393	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Central Cardones	0	5.996.524	5.996.524	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Norvind	0	5.638.608	5.638.608	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Colbún Transmisión	0	5.279.771	5.279.771	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SGA	-111.987	5.383.761	5.271.774	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Alba	0	5.252.890	5.252.890	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Colihues Energía	0	4.665.423	4.665.423	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Barrick Generación	0	4.635.805	4.635.805	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Hidrobonito	0	4.075.781	4.075.781	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Duke Energy	0	4.023.108	4.023.108	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energía Pacífico	-114.817	4.053.309	3.938.492	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
GenPac	0	3.740.321	3.740.321	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Equipos Generación	0	3.408.574	3.408.574	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puntilla	-408.372	3.386.530	2.978.158	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energía Bio Bio	0	2.970.142	2.970.142	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
HidroProvidencia	0	2.339.466	2.339.466	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Hidroeléctrica La Confluencia	-4.247.314	6.516.314	2.269.000	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Hidroeléctrica El Manzano	0	1.988.069	1.988.069	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

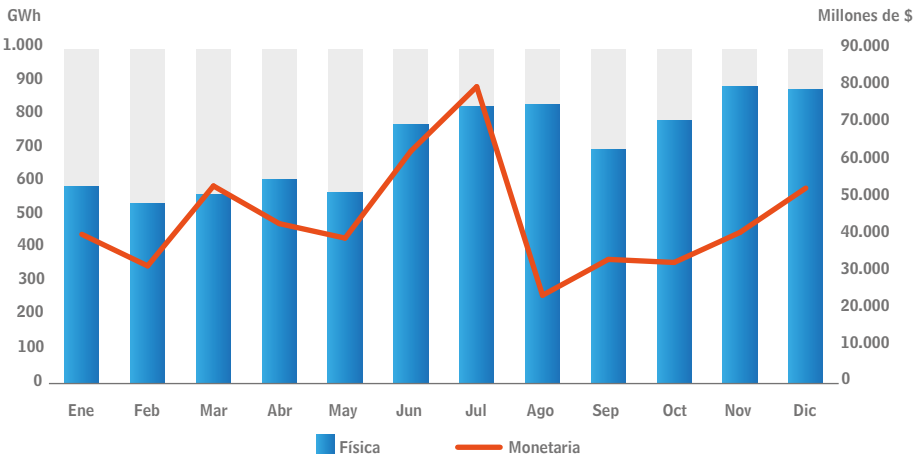
Empresa	Negativo		Positivo	Anual Neto												
			Miles de \$		Mensual											
Hidronalcas	0	1.958.676	1.958.676													
Hidroeléctrica Diuto	0	1.895.359	1.895.359													
Hidrolircay	0	1.782.679	1.782.679													
Hidroeléctrica Dongo	0	1.744.868	1.744.868													
Energía León	0	1.641.100	1.641.100													
Elektragen	0	1.599.001	1.599.001													
Ucuquer	0	1.550.118	1.550.118													
El Arrayán	-934.435	2.406.275	1.471.840													
Almeyda Solar	0	1.375.901	1.375.901													
Hidroeléctrica El Canelo	0	1.348.830	1.348.830													
Colbún	-28.690.561	29.903.004	1.212.443													
Hidroeléctrica La Arena	0	1.190.210	1.190.210													
Generadora Roblería	0	1.136.834	1.136.834													
SWC	0	955.944	955.944													
Capullo	0	943.775	943.775													
Hidroeléctrica Allipén	0	936.492	936.492													
CELMSA	0	912.973	912.973													
Nueva Degan	0	875.236	875.236													
Cristalerías Toro	0	850.382	850.382													
Enerbosch	0	839.378	839.378													
Emelda	0	826.476	826.476													
Hidrocallao	0	822.223	822.223													
Pehui Ltda	0	505.418	505.418													
Hidroelec	0	485.317	485.317													
CTNC	-3.484	479.330	475.846													
Ucuquer Dos	0	443.544	443.544													
Commonplace	0	438.812	438.812													
HESA	0	433.999	433.999													
Hidroeléctrica Río Huasco	0	419.299	419.299													
Generadora On Group	0	387.259	387.259													
RTS Energy	0	384.414	384.414													
Gesan	0	375.071	375.071													
TransChile	-193.383	560.085	366.701													
PV Salvador	-355	334.181	333.826													
Santa Irene	0	290.250	290.250													
Los Padres Hidro	0	278.878	278.878													
EDAM	0	276.797	276.797													
HidroMuchi	0	238.051	238.051													
Biocruz Generación	0	180.738	180.738													
Carrán	0	176.439	176.439													
SDGx1	0	176.397	176.397													
Tomaval Generación	0	165.463	165.463													
Collil	0	160.706	160.706													



Empresa	Negativo	Positivo	Anual Neto												
		Miles de \$		Mensual											
HBS Energía	0	154.758	154.758												
Hidroeléctrica Maisán	0	147.218	147.218												
PSF Lomas Coloradas	0	138.771	138.771												
PSF Pama	0	134.382	134.382												
Las Pampas	0	111.108	111.108												
Donguil Energía	0	105.974	105.974												
Estancilla	0	95.016	95.016												
Pichilonco	0	80.230	80.230												
Contra	0	78.482	78.482												
EBCO Energía	0	66.485	66.485												
Rio Puma	0	60.249	60.249												
EBCO Atacama	0	51.407	51.407												
Compañía Generación Industrial	0	50.452	50.452												
Generhom	0	39.219	39.219												
Subsole	0	33.010	33.010												
Tamm	0	25.709	25.709												
Parque Eólico El Arrayán	0	17.480	17.480												
María Elena Ltda	0	10.484	10.484												
Kaltemp	-130.616	138.350	7.733												
Energías del Futuro	0	2.175	2.175												
Hidropaloma	0	610	610												
Beneo Orafti	0	0	0												
On Group	0	0	0												
Wenke	0	0	0												
Punta Palmeras	-35.202	0	-35.202												
Parque Eólico Taltal	-714.668	536.666	-178.002												
STS	-264.245	31.248	-232.997												
Carbomet	-940.939	372.327	-568.612												
Nueva Energía	-817.799	226.919	-590.880												
Tecnored	-1.662.889	525.544	-1.137.345												
Hidroeléctrica San Andrés	-2.885.260	1.163.345	-1.721.915												
Gas Sur	-2.326.838	355.545	-1.971.293												
Hidroeléctrica La Higuera	-11.129.840	7.407.659	-3.722.181												
Eléctrica Cenizas	-7.672.581	0	-7.672.581												
EMR	-14.111.699	0	-14.111.699												
Eléctrica Panguipulli	-15.987.022	17.206	-15.969.816												
Termoeléctrica Colmito	-18.192.904	0	-18.192.904												
Bioenergías Forestales	-23.167.622	0	-23.167.622												
EnorChile	-27.600.569	0	-27.600.569												
Guacolda	-47.799.786	0	-47.799.786												
Pacific Hydro	-94.796.232	0	-94.796.232												
Endesa	-230.503.706	0	-230.503.706												

7.2. TRANSFERENCIAS MENSUALES DE ENERGÍA

7.2.1. TRANSFERENCIAS FÍSICAS Y MONETARIAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT



7.3. TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Anualmente el CDECSIC realiza un balance de los compromisos de las empresas integrantes con sus disponibilidades de potencia. Este balance determina las transferencias de potencia necesarias por parte de los integrantes con excedentes, a los integrantes deficitarios. Se incluyen a continuación las transferencias de potencia físicas y valorizadas resultantes para el 2014.

7.3.1. BALANCE FÍSICO

Empresa	Inyecciones	Retiros	Pérdidas
		MW	
AES Gener (*)	1.561,19	-1.670,72	0,00
Colbún	2.985,11	-2.952,94	0,00
Cristalerías Toro	1,01	-0,32	0,00
Hidroeléctrica El Manzano	2,08	-0,08	0,00
Elektragen	22,61	-0,06	0,00
Emelda	39,88	-32,11	0,00
Endesa	2.600,77	-3.272,84	0,00
Enlase	161,98	-0,78	0,00
Cía. Generación Industrial	0,91	0,00	0,00
Gesan	0,28	-0,01	0,00
Guacolda	630,38	-803,73	0,00
Hidroelec	0,39	-0,02	0,00
HidroMaule	6,01	-0,25	0,00
Hidropaloma	0,00	-0,03	0,00
Hidroeléctrica La Higuera	52,06	-71,91	0,00
EMR	6,56	-44,38	0,00
Norvind	5,32	-0,17	0,00
Nueva Energía	6,50	-10,91	0,00
Pacific Hydro	7,16	-120,58	0,00
Eléctrica Panguipulli	61,83	-75,79	0,00
Pehuenche	359,02	-32,20	0,00
Petropower	48,20	-66,38	0,00
SGA	48,42	-7,84	0,00
STS	0,00	0,00	-0,05
SWC	14,19	-0,04	0,00
Tecnored	11,52	-6,65	0,00
TransChile	0,00	0,00	-0,37
Transelec	0,00	0,00	-90,59
Eléctrica Cenizas	0,00	-5,72	0,00
Los Espinos	137,60	-0,89	0,00
Barrick Generación	9,64	-0,13	0,00
Arauco Bioenergía	114,82	-26,11	0,00
Carrán	0,16	-0,01	0,00
Comasa	13,00	-0,82	0,00
Pacific Hydro Chacayes	64,83	-8,89	0,00
Hidroeléctrica Diuto	1,56	-0,05	0,00
Hidroeléctrica Dongo	2,62	-0,08	0,00
Donguil Energía	0,12	0,00	0,00
Equipos Generación	7,32	-0,12	0,00
Enerbosch	0,42	-0,04	0,00
Energía Pacífico	8,00	-3,23	0,00
Gas Sur	8,33	-8,02	0,00
HidroIrcay	1,99	-0,07	0,00
HidroMuchi	0,26	-0,01	0,00
Hidroeléctrica La Confluencia	31,04	-1,17	0,00
Eléctrica Licán	10,97	-0,30	0,00
CELMSA	0,74	-0,02	0,00
Pehui Ltda	0,50	-0,02	0,00
Hidroeléctrica La Arena	1,06	-0,05	0,00
Carbomet	4,51	-7,68	0,00
Central Cardones	90,91	-0,24	0,00
Rucatayo	30,99	-0,98	0,00
Parque Eólico Talinay	14,18	-0,39	0,00
Hidroeléctrica Allipén	1,10	-1,15	0,00
Bioenergías Forestales	68,37	-101,97	0,00
Capullo	4,74	-0,33	0,00
Duke Energy	107,68	-1,72	0,00
Hidroeléctrica El Canelo	0,95	-0,05	0,00
GenPac	45,01	-0,14	0,00
Hidrocallao	0,99	-0,04	0,00
Hidronalcas	1,20	-0,09	0,00
Puntilla	13,68	-12,66	0,00
Aguas del Melado	13,05	-0,43	0,00
Colbún Transmisión	0,00	0,00	-22,23

Empresa	Inyecciones	Retiros	Pérdidas
		MW	
DEI Duqueco	22,62	-8,83	0,00
Hidrobonito	2,56	-0,21	0,00
Kaltemp	0,30	-0,05	0,00
Generadora Roblería	0,72	-0,05	0,00
Ucuquer	1,18	-0,05	0,00
Wenke	0,00	0,00	0,00
Estancilla	1,43	0,00	0,00
EDAM	1,36	-0,01	0,00
Generhom	1,37	-0,06	0,00
HidroProvidencia	6,09	-0,08	0,00
Nueva Degan	16,31	-0,04	0,00
Tamm	0,06	0,00	0,00
HESA	0,54	-0,01	0,00
Parque Eólico El Arrayán	0,04	0,00	0,00
Subsole	0,03	0,00	0,00
SDGx1	0,14	0,00	0,00
Santa Irene	0,17	-0,01	0,00
Santa Marta	8,15	-0,26	0,00
Termoeléctrica Colmito	31,79	-32,85	0,00
Hidroeléctrica San Andrés	2,50	-2,42	0,00
Contra	0,08	-0,01	0,00
Energía Bio Bio	3,42	-0,13	0,00
EnorChile	11,59	-87,55	0,00
Hidroeléctrica Maisán	0,09	-0,01	0,00
Hidroeléctrica Río Huasco	2,78	-0,01	0,00
RTS Energy	0,32	-0,01	0,00
HBS Energía	0,32	-0,01	0,00
Tomaval Generación	0,75	-0,01	0,00
Amanecer Solar	13,75	-0,42	0,00
San Andrés	7,11	-0,21	0,00
Alba	5,70	-0,29	0,00
El Arrayán	13,30	-29,09	0,00
EBCO Energía	0,17	0,00	0,00
Energía León	1,95	-0,02	0,00
PSF Lomas Coloradas	0,14	0,00	0,00
PSF Pama	0,13	0,00	0,00
Biocruz Generación	0,45	-0,01	0,00
Las Pampas	0,16	0,00	0,00
Energías del Futuro	0,00	0,00	0,00
Parque Eólico Los Cururos	8,73	-0,08	0,00
Los Padres Hidro	0,31	-0,02	0,00
Pichilonco	0,11	0,00	0,00
Colihues Energía	9,87	-0,20	0,00
Almeyda Solar	0,00	-0,04	0,00
Commonplace	0,38	-0,01	0,00
Río Puma	0,05	0,00	0,00
Ucuquer Dos	0,00	0,00	0,00
Punta Palmeras	0,00	0,00	0,00
Eólica Negrete	6,28	-0,27	0,00
EBCO Atacama	0,00	0,00	0,00
Parque Eólico Taltal	0,00	0,00	0,00
Collil	0,00	0,00	0,00
María Elena Ltda	0,00	0,00	0,00
PV Salvador	0,00	0,00	0,00
Curleufu	0,00	0,00	0,00
Leonera	0,00	0,00	0,00
Las Flores	0,00	0,00	0,00
Portezuelo	0,00	0,00	0,00
Total	9.631,01	-9.517,77	-113,24

(*) AES Gener incluye empresas reemplazadas Agrícola Ancali, Eléctrica Santiago, Eléctrica San Miguel, Masisa Ecoenergía, Energía Coyanco, KDM y Enorchile.

► 7.3.2. BALANCE MONETARIO

Empresa	Inyecciones		Retiros	Pérdidas
			Miles de \$	Valorizadas
AES Gener (*)	7.398.293,53	-8.149.303,61	0,00	
Colbún	13.368.065,49	-13.695.541,03	0,00	
Cristalerías Toro	3.867,06	-1.552,65	0,00	
Hidroeléctrica El Manzano	8.154,97	-352,43	0,00	
Elektragen	103.335,70	-293,56	0,00	
Emelda	228.987,72	-138.110,11	0,00	
Endesa	11.508.602,60	-15.349.682,77	0,00	
Enlase	764.923,33	-3.485,67	0,00	
Cía. Generación Industrial	4.346,15	-11,48	0,00	
Gesan	1.349,48	-35,93	0,00	
Guacolda	3.665.033,47	-4.282.674,28	0,00	
Hidroelec	1.512,04	-68,05	0,00	
HidroMaule	28.703,01	-1.084,68	0,00	
Hidropaloma	0,00	-283,19	0,00	
Hidroeléctrica La Higuera	248.680,03	-352.955,66	0,00	
EMR	30.942,16	-190.810,50	0,00	
Norvind	25.176,49	-749,46	0,00	
Nueva Energía	24.783,03	-41.854,26	0,00	
Pacific Hydro	35.103,96	-572.391,42	0,00	
Eléctrica Panguipulli	243.133,11	-346.928,64	0,00	
Pehuenche	1.702.767,14	-154.689,21	0,00	
Petropower	183.682,34	-253.761,87	0,00	
SGA	187.457,53	-46.761,47	0,00	
STS	0,00	0,00	-196,44	
SWC	81.485,91	-179,05	0,00	
Tecnored	54.105,14	-31.778,07	0,00	
TransChile	0,00	0,00	4.665,70	
Transelec	0,00	0,00	707.906,71	
Eléctrica Cenizas	0,00	-28.822,02	0,00	
Los Espinos	648.217,21	-4.042,36	0,00	
Barrick Generación	44.669,19	-587,42	0,00	
Arauco Bioenergía	461.799,42	-106.240,72	0,00	
Carrán	612,85	-29,88	0,00	
Comasa	50.924,08	-3.537,90	0,00	
Pacific Hydro Chacayes	318.041,49	-34.563,28	0,00	
Hidroeléctrica Diuto	5.978,61	-236,04	0,00	
Hidroeléctrica Dongo	10.445,34	-340,35	0,00	
Donguil Energía	454,11	-12,77	0,00	
Equipos Generación	34.978,48	-544,98	0,00	
Enerbosch	1.713,54	-177,92	0,00	
Energía Pacífico	39.252,82	-15.253,78	0,00	
Gas Sur	31.727,05	-38.444,85	0,00	
HidroIrcay	9.489,44	-303,15	0,00	
HidroMuchi	1.008,86	-63,89	0,00	
Hidroeléctrica La Confluencia	148.279,50	-4.594,07	0,00	
Eléctrica Licán	43.275,81	-1.314,44	0,00	
CELMSA	3.657,49	-101,84	0,00	
Pehui Ltda	1.958,47	-83,23	0,00	
Hidroeléctrica La Arena	4.233,90	-216,51	0,00	
Carbomet	22.349,15	-37.799,02	0,00	
Central Cardones	559.560,65	-1.149,62	0,00	
Rucatayo	123.525,91	-4.246,16	0,00	
Parque Eólico Talinay	66.867,61	-1.666,37	0,00	
Hidroeléctrica Allipén	4.313,11	-4.421,50	0,00	
Bioenergías Forestales	262.286,56	-470.776,03	0,00	
Capullo	18.705,59	-1.649,26	0,00	
Duke Energy	413.105,99	-8.181,60	0,00	
Hidroeléctrica El Canelo	3.715,95	-235,32	0,00	
GenPac	277.052,92	-632,58	0,00	
Hidrocallao	3.914,61	-193,32	0,00	
Hidronalcas	4.730,48	-403,76	0,00	
Puntilla	67.112,97	-54.406,31	0,00	
Aguas del Melado	61.827,07	-1.890,73	0,00	

Empresa			Pérdidas Valorizadas
	Inyecciones	Retiros	
		Miles de \$	
Colbún Transmisión	0,00	0,00	7.896,85
DEI Duqueco	86.780,75	-43.484,84	0,00
Hidrobonito	10.086,47	-907,07	0,00
Kaltemp	1.420,49	-225,01	0,00
Generadora Roblería	3.432,95	-231,76	0,00
Ucuquer	5.697,38	-222,82	0,00
Wenke	0,00	0,00	0,00
Estancilla	7.095,10	-19,21	0,00
EDAM	6.737,66	-29,18	0,00
Generhom	5.407,11	-273,23	0,00
HidroProvidencia	29.089,56	-355,01	0,00
Nueva Degan	64.998,51	-206,94	0,00
Tamm	272,12	-5,09	0,00
HESA	2.159,38	-49,03	0,00
Parque Eólico El Arrayán	146,88	-7,02	0,00
Subsole	207,35	-4,75	0,00
SDGx1	640,65	-20,12	0,00
Santa Irene	814,41	-30,64	0,00
Santa Marta	39.960,86	-1.149,70	0,00
Termoeléctrica Colmito	149.708,62	-154.411,07	0,00
Hidroeléctrica San Andrés	11.941,76	-11.646,42	0,00
Contra	318,39	-22,57	0,00
Energía Bio Bio	13.020,44	-583,73	0,00
EnorChile	56.861,10	-433.685,07	0,00
Hidroeléctrica Maisán	353,13	-24,34	0,00
Hidroeléctrica Rio Huasco	16.185,73	-73,15	0,00
RTS Energy	1.848,81	-52,05	0,00
HBS Energía	1.241,40	-40,40	0,00
Tomaval Generación	3.516,58	-48,56	0,00
Amanecer Solar	84.659,32	-1.810,37	0,00
San Andrés	43.758,21	-900,55	0,00
Alba	22.732,47	-1.272,45	0,00
El Arrayán	62.710,03	-138.656,32	0,00
EBCO Energía	639,59	-12,80	0,00
Energía León	7.441,80	-97,24	0,00
PSF Lomas Coloradas	649,08	-10,20	0,00
PSF Pama	627,14	-8,76	0,00
Biocruz Generación	2.124,08	-44,38	0,00
Las Pampas	745,95	-17,22	0,00
Energías del Futuro	9,61	-0,21	0,00
Parque Eólico Los Cururos	41.172,69	-367,25	0,00
Los Padres Hidro	1.173,93	-97,46	0,00
Pichilonco	416,71	-1,58	0,00
Colihues Energía	48.429,87	-861,02	0,00
Almeyda Solar	0,00	-172,19	0,00
Commonplace	1.768,48	-52,05	0,00
Río Puma	207,33	-0,81	0,00
Ucuquer Dos	0,00	-2,44	0,00
Punta Palmeras	0,00	-4,77	0,00
Eólica Negrete	24.111,84	-1.155,83	0,00
EBCO Atacama	0,00	-0,93	0,00
Parque Eólico Taltal	0,00	-8,20	0,00
Collil	0,00	-0,41	0,00
María Elena Ltda	0,00	-0,03	0,00
PV Salvador	0,00	-5,65	0,00
Curleufu	0,00	-0,02	0,00
Leonera	0,00	-0,04	0,00
Las Flores	0,00	-0,09	0,00
Portezuelo	0,00	-0,02	0,00
Total	44.515.599,35	-45.235.872,07	720.272,82

(*) AES Gener incluye empresas reemplazadas Agrícola Ancali, Eléctrica Santiago, Eléctrica San Miguel, Masisa Ecoenergía, Energía Coyanco, KDM, Enorchile.





7.4. PAGOS A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN POR INYECCIONES Y POR RETIROS

► 7.4.1. PAGOS A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL POR INYECCIONES

Se muestra a continuación el pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal según lo indicado en el artículo 102 de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondiente a inyecciones en el año 2014 ^(*):

Empresa	Transmisor			
	Transelec	Colbún	TransChile	Total
		Transmisión		
Miles de \$				
Éolica Negrete	60.349	9.320	170	69.839
AES Gener ^(*)	1.116.759	103.223	11.469	1.231.451
Aguas del Melado	70.412	26.050	0	96.462
Alba	174.529	5.593	16.490	196.613
Almeyda Solar	33.484	65	72	33.620
Amanecer Solar	384.659	1.135	477	386.271
Arauco Bioenergía	791.082	104.918	55.637	951.637
El Arrayán	-6.265	1.074	464	-4.728
Barrick Generación	43.873	505	0	44.379
Bioenergías Forestales	371.633	60.718	1.073	433.423
Biocruz Generación	67	6	0	74
Capullo	33.620	1.800	4.005	39.425
Pacífico Hydro Chacayes	288.804	9.138	1.044	298.986
Colbún	9.634.911	1.574.390	729.471	11.938.772
Colihues Energía	1.132	72	8	1.212
Termoeléctrica Colmito	156	16	1	173
Comasa	-70.890	11.360	13.547	-45.983
DEI Duqueco	245.564	39.029	769	285.362
Duke Energy	83	30	1	114
Eléctrica Cenizas	58	2	0	60
Elektragen	484	63	1	547
Endesa	12.635.202	1.380.527	30.273	14.046.002
Energía Pacífico	19.216	1.485	0	20.701
Enlasa	1.193	100	43	1.336
Parque Eólico Taltal	5.230	124	54	5.409
Equipos Generación	433	110	2	545
Guacolda	6.743.454	63.795	9.099	6.816.348
Hidroeléctrica San Andrés	132.483	9.829	269	142.580

Empresa	Transmisor			
	Transelec	Colbún	TransChile	Total
		Transmisión		
Miles de \$				
HidroMaule	98.333	15.948	0	114.281
HidroProvidencia	24.874	4.503	0	29.377
Hidroeléctrica La Confluencia	650.687	48.381	1.325	700.392
Hidroeléctrica La Higuera	709.912	51.817	1.405	763.133
Eléctrica Licán	169.797	8.560	21.502	199.860
Parque Eólico Los Cururos	-32.681	723	428	-31.530
EMR	64.862	6.970	443	72.275
Norvind	23.576	1.516	228	25.321
Nueva Energía	20.316	1.798	0	22.115
Pacific Hydro	10.326	240	0	10.566
Eléctrica Panguipulli	775.463	50.630	115.214	941.308
Pehuenche	3.071.242	988.448	7.496	4.067.187
Petropower	586.001	56.517	1.046	643.564
Punta Palmeras	-28.852	153	73	-28.626
Puntilla	56.402	3.473	486	60.361
PV Salvador	4.811	25	10	4.846
Rucatayo	679.259	33.721	77.049	790.029
Santa Marta	40.044	870	0	40.913
San Andrés	172.908	422	240	173.570
SGA	789	70	44	903
Parque Eólico Talinay	90.293	3.252	488	94.032
Tecnored	17	3	0	20
Tomaval Generación	141	11	1	153
Ucuquer Dos	1.104	2	0	1.106
Total General	39.901.338	4.682.529	1.101.916	45.685.784

(*) Estos valores están sujetos a observaciones de los Coordinados.
(**) AES Gener: Incluye empresas reemplazadas: Agrícola Ancali, Energía Coyanco, Eléctrica Santiago, KDM Energía, Masisa Ecoenergía y Eléctrica San Miguel.

► 7.4.2. PAGOS A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL POR RETIROS

Se muestra a continuación el pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal según lo indicado en el artículo 102 de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondiente a retiros en el año 2014 ^(*):

Empresa	Transmisor			
	Colbún			Total
	Transec	Transmisión	TransChile	
Miles de \$				
Eólica Negrete	408	2	114	523
AES Gener (*)	3.440.870	244.155	27.492	3.712.517
Aguas del Melado	417	0	128	545
Alba	330	0	97	427
Hidroeléctrica Allipén	426	-18	37	445
Almeyda Solar	116	0	30	146
Amanecer Solar	944	1	262	1.207
Arauco Bioenergía	51.788	-1.557	2.083	52.314
Parque Eólico El Arrayán	1	0	0	1
El Arrayán	48.018	3.902	221	52.141
Barrick Generación	183	1	49	233
Bioenergías Forestales	214.139	-23.333	44.263	235.069
Biocruz Generación	12	0	4	16
Capullo	337	1	98	436
Carbomet	1.807	2.381	66	4.254
Carrán	10	0	3	13
Pacific Hydro Chacayes	29.053	11.012	4.394	44.459
Colbún	9.890.722	289.921	1.197.368	11.378.011
Colihues Energía	117	1	37	156
Collil	10	0	2	13
Termoeléctrica Colmito	74.415	8.078	7	82.500
Comasa	931	7	278	1.215
Commonplace	27	0	7	34
Contra	5	0	2	7
Arauco Bioenergía	485	271	18	774
DEI Duquenco	5.910	2.967	272	9.149
Hidroeléctrica Diuto	106	0	30	137
Hidroeléctrica Dongo	91	0	27	119
Donguil Energía	6	0	2	8
Duke Energy	3.376	254	0	3.630
EBCO Atacama	6	0	1	7
EBCO Energía	4	0	1	5
Hidroeléctrica El Canelo	75	0	22	97
Santa Marta	114	0	33	147
Eléctrica Cenizas	246.453	2.803	0	249.256
Elektragen	10	0	3	13
Emelda	63.757	195	18.042	81.994
Endesa	11.090.110	403.085	1.381.072	12.874.267
Enerbosch	50	0	15	65
Energía Pacífico	4.244	219	112	4.574
Energías del Futuro	0,12	0	0,03	0,16
Energía Bio Bio	175	1	52	228
Energía León	90	0	26	117
Enlasa	382	5	111	498
EnorChile	6.338	10.680	0	17.018
Parque Eólico Taltal	136	1	32	169
Los Espinos	368	3	117	488
Estancilla	0,24	0	0,11	0,35
Equipos Generación	100	1	31	132
Gas Sur	17.675	1.245	29	18.949
Generhom	96	0	28	124
GenPac	12	0	3	15
Gesan	21	0	6	26
Guacolda	2.174.405	129.466	5.491	2.309.362
HBS Energía	12	0	4	16
HESA	22	0	6	28
Hidrobonito	245	0	72	318

Empresa	Transmisor			
	Colbún			Total
	Transec	Transmisión	TransChile	
Miles de \$				
Hidrocallao	48	0	14	62
Hidroelec	27	0	8	35
Hidroeléctrica San Andrés	8.326	2.986	110	11.423
Hidrolircay	97	1	28	126
HidroMaule	488	3	135	626
HidroMuchi	14	0	4	18
Hidronalcas	118	0	34	153
HidroProvidencia	100	-1	32	132
Kaltemp	79	167	6	252
Hidroeléctrica La Arena	72	0	21	93
Hidroeléctrica La Confluencia	29.828	12.086	419	42.332
Hidroeléctrica La Higuera	43.242	15.902	4.477	63.621
Las Pampas	6	0	2	7
Eléctrica Licán	362	1	106	469
PSF Lomas Coloradas	10	0	3	13
CELMSA	51	0	14	65
Parque Eólico Los Cururos	658	1	175	833
Los Padres Hidro	21	0	7	28
Hidroeléctrica Maisán	9	0	3	12
EDAM	7	0	2	10
María Elena Ltda	1	0	0	1
EMR	88.377	269	25.011	113.657
Norvind	384	0	108	492
Nueva Degan	2	0	0	2
Cristalerías Toro	42.736	-296	564	43.004
Pacific Hydro	633.370	39.546	104	673.020
PSF Pama	10	0	3	13
Eléctrica Panguipulli	170.193	11.140	10.754	192.087
Pehuenche	37.776	3.209	3.218	44.203
Pehui Ltda	29	0	8	37
Petropower	180.466	-1.359	645	179.752
Pichilonco	9	0	2	11
Punta Palmeras	128	1	31	159
Puntilla	51.930	-2.195	12.203	61.938
PV Salvador	30	0	7	38
Hidroeléctrica Rio Huasco	18	0	5	23
Rio Puma	5	0	1	7
Generadora Roblería	72	0	20	91
RTS Energy	23	0	6	29
Rucatayo	1.138	0	334	1.472
Santa Irene	13	0	4	17
Santa Marta	425	1	121	547
San Andrés	430	2	118	550
SGA	82.611	2.256	35	84.902
SDGx1	10	0	3	12
Subsole	2	0	1	3
SWC	0,3	0	0,1	0,4
Parque Eólico Talinay	994	3	275	1.272
Tamm	1	0	0	2
Tecnored	6.214	1.151	3	7.368
Tomaval Generación	12	0	4	15
Ucuquer	83	0	24	107
Ucuquer Dos	41	0	10	51
Total General	28.751.058	1.170.632	2.741.919	32.663.609

(*) Estos valores están sujetos a observaciones de los Coordinados.
(**) AES Gener: Incluye empresas reemplazadas Agrícola Ancali, Energía Coyanco, Eléctrica Santiago, KDM Energía, Masisa Ecoenergía y Eléctrica San Miguel.



► 7.4.3. CARGOS ÚNICOS

A continuación se presentan los cargos únicos troncales a los que se refiere la letra a) del artículo 102 la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondientes al año 2014 (valores preliminares al 31 de marzo de 2015):

	CUE2	CUE15
Pago [Miles de \$]	22.284.189	5.541.771
Consumo [MWh]	30.571.754	9.645.558
CUE [\$ /MWh]	726	574

► 7.4.4. PAGOS A PROPIETARIAS DE INSTALACIONES DE SUBTRANSMISIÓN POR INYECCIONES

La siguiente tabla muestra los pagos realizados por las empresas que inyectan al sistema de subtransmisión:

Empresa	Pago [Miles de \$]
AES Gener (*)	1.111.800
Alba	24.875
Arauco Bioenergía	1.033.863
Capullo	43.169
Carrán	0
Colbún (**)	207.587
Comasa	93.875
Compañía Generación Industrial	0
Contra	0
Cristalerías Toro	2.525
Donguil Energía	0
Duke Energy	0
EBCO Atacama	0
EBCO Energía	0
EDAM	0
Eléctrica Licán	90.562
Eléctrica Panguipulli	400.294



Empresa	Pago [Miles de \$]
Elektragen	75
Endesa	505.152
Enerbosch	0
Energía Bio Bio	11.354
Energía León	0
Energías del Futuro	0
Enlasa	3.353
EnorChile	218
Eólica Negrete	32.088
Equipos Generación	5
Estancilla	0
Gas Sur	18.642
Generadora Roblería	0
Generhom	0
HESA	0
Hidrobonito	0
Hidrocallao	0
Hidroeléctrica Allipén	0
Hidroeléctrica Diuto	0
Hidroeléctrica Dongo	0
Hidroeléctrica El Canelo	0
Hidroeléctrica La Arena	0
Hidroeléctrica La Confluencia	677.631
Hidroeléctrica La Higuera	653.383
Hidroeléctrica Río Huasco	9.158

Empresa	Pago [Miles de \$]
Hidrolircay	0
HidroMuchi	0
Hidronalcas	0
Hidropaloma	172.576
HidroProvidencia	35.835
Kaltemp	0
Las Pampas	0
Mainco	20.969
Nueva Degan	1.451
Pacific Hydro Chacayes	71.585
Parque Eólico El Arrayán	0
Pehuenche	65.290
Pehui Ltda	0
Petropower	162.126
Pichilonco	0
PSF Lomas Coloradas	0
PSF Pama	0
Puntilla	304.507
Río Puma	0
Rucatayo	850
San Andrés	65.923
Santa Irene	0
SDGx1	1.341
SGA	2.049
Subsole	0

Empresa	Pago [Miles de \$]
Tamm	0
Termoeléctrica Colmito	65
Ucuquer	0
Ucuquer Dos	3.777
Wenke	0
Energía Pacífico	54.854
HBS-Tomaval	0
Hidroeléctrica Trueno	0
KDM	153.591
Hidroeléctrica Mallarauco	0
Masisa Ecoenergía	0
Nueva Energía	18.950
Commomplace	0
Total general	6.055.349

(*) AES Gener incluye empresas reemplazadas: Agrícola Ancali y Eléctrica San Miguel.
(**) Colbún incluye a reemplazada Río Tranquilo.

La siguiente tabla muestra los pagos realizados a las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión por las empresas que inyectan:

Propietaria de Subtransmisión	Pago [Miles de \$]
AES Gener	63.901
CEC	7.786
Chilectra	953.979
Chilquinta	280.172
Codiner	278
Colbún	21.867
Copelec	46.509
EEPA	8.173
Elecda	18.115
Eléctrica Panguipulli	2.448
Emelat	70.126
Endesa	6.893
Frontel	39.031
Indura	1.244
Litoral	6.131
Luzlinares	34.545
Luzparral	17.031
Metro	4.394
Pehuenche	6.198
Petropower	418
Puntilla	1.011
Saesa	29.047
Socoepa	1.386
STS	302.725
Transelec	1.382.081
Transnet	2.749.857
Total general	6.055.349

► 7.4.5. PAGOS A PROPIETARIAS DE INSTALACIONES DE SUBTRANSMISIÓN POR RETIROS

La siguiente tabla muestra los pagos realizados por las empresas que retiran del sistema de subtransmisión:

Empresa	Pago [Miles de \$]
AES Gener (*)	4.040.799
Aguas del Melado	468
Alba	3.936
Almeyda Solar	3.059
Amanecer Solar	71.481
Arauco Bioenergía	12.060.743
Barrick Generación	24.634.276
Beneo Orafti	570.238
Biocruz Generación	3.290
Bioenergías Forestales	1.848.061
Capullo	7.647

Empresa	Pago [Miles de \$]
Carbomet	544
Carrán	538.402
CELMSA	491
Central Cardones	417
Colbún	670.222
Colihues Energía	16.379
Collil	9.105
Comasa	133.636
Commonplace	101.368
Compañía Generación Industrial	395
Contra	180.905
Cristalerías Toro	488.733
DEI Duqueco	38.619
Donguil Energía	411.990
Duke Energy	666.261
EBCO Atacama	13.065
EBCO Energía	125.729
EDAM	5.115.553
El Arrayán	5.743.089
Eléctrica Cenizas	7.928
Eléctrica Licán	562
Eléctrica Panguipulli	10.859.945
Elektragen	113.966
Emelda	100.007
EMR	9.644.046
Endesa	1.456.726
Enerbosch	1.962
Energía Bio Bio	493
Energía León	4.831
Energías del Futuro	48.094
Enlasa	46.955
EnorChile	24.793
Eólica Negrete	1.365.311
Equipos Generación	73.322
Estancilla	721
Gas Sur	17.065
Generadora On Group	71
Generhom	920
GenPac	242
Gesan	499.868
Guacolda	278.922
HBS Energía	343
HESA	371.573
Hidrobonito	4.962
Hidrocallao	18.707
Hidroelec	15.851
Hidroeléctrica Allipén	3.591
Hidroeléctrica Diuto	9.339
Hidroeléctrica Dongo	210.709
Hidroeléctrica El Canelo	1.615
Hidroeléctrica La Arena	241.073
Hidroeléctrica La Confluencia	42.538
Hidroeléctrica La Higuera	15.689
Hidroeléctrica Maisán	160.784
Hidroeléctrica San Andrés	57.005
Hidrolircay	59.663



Empresa	Pago [Miles de \$]
HidroMaule	177.426
HidroMuchi	2.512
Hidronalcas	8.802
Hidropaloma	7.541
HidroProvidencia	55.878
Kaltemp	339.017
Las Pampas	122
Los Padres Hidro	28.271
Mainco	1.982.664
María Elena Ltda	3.802.195
Norvind	3.164
Nueva Degan	121.305
On Group	4.810.633
Pacific Hydro	2.883.359
Pacific Hydro Chacayes	263.143
Parque Eólico El Arrayán	44.979.678
Parque Eólico Los Cururos	11.026
Parque Eólico Taltal	228
PSF Lomas Coloradas	387
PSF Pama	5.716.699
Termoeléctrica Colmito	89.482
Hidroeléctrica El Manzano	10.214
Energía Pacífico	11.334
Los Espinos	5.462
Nueva Energía	49.104
Pehuenche	9.788.996
Pehui Ltda	203.758
Petropower	4.189.249

Empresa	Pago [Miles de \$]
Pichilonco	13.557
Potencia	51.340
Punta Palmeras	113.267
Puntilla	888.514
PV Salvador	370
Hidroeléctrica Rio Huasco	138.210
Rio Puma	4.441.545
Generadora Roblería	4.515.154
RTS Energy	1.152.727
Rucatayo	1.911.733
San Andrés	12.134.502
Santa Irene	2.269.351
Santa Marta	68.998
SGA	38.422.558
SDGx1	353.064
Subsole	9.363.265
SWC	36.045
Parque Eólico Talinay	129.314
Tamm	267.584
Tecnored	2.978.714
Tomaval Generación	522.155
Ucuquer	37.349
Ucuquer Dos	380.662
Wenke	107.130
Total general	243.097.852

(*) AES Gener incluye empresas reemplazadas: Agrícola Ancali, Energía Coyanco, EnorChile, Eléctrica Santiago, KDM, Masisa Ecoenergía y Eléctrica San Miguel.

La siguiente tabla muestra los pagos realizados a las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión por las empresas que retiran:

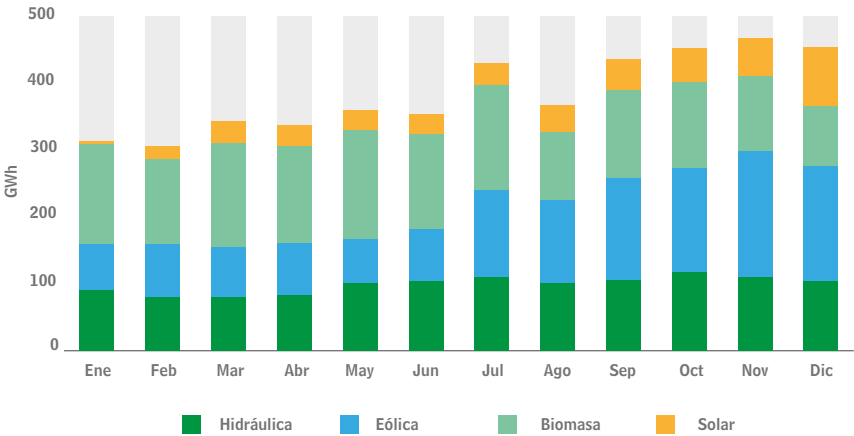
Propietaria de Subtransmisión	Pago [Miles de \$]
AES Gener	5.264.953
CEC	148.219
Chilectra	62.829.370
Chilquinta	26.431.781
Codiner	12.778
Colbún	1.580.191
Copelec	853.709
EEPA	529.612
Elecda	750.415
Eléctrica Panguipulli	143.857
Endesa	317.435
Frontel	1.812.528
Indura	22.837
Litoral	537.440
Luzlinares	654.000
Luzparral	312.294
Metro	286.499
Pehuenche	269.905
Petropower	19.262
Puntilla	59.682
Saesa	1.938.422
Socoepe	83.163
STS	18.825.780
Transelec	40.322.867
Transnet	79.090.855
Total general	243.097.852

7.5. BALANCE ERNC

7.5.1. GENERACIÓN RECONOCIDA PARA ACREDITACIÓN

Generación [GWh]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Hidráulica	90,21	79,93	79,70	82,50	100,81	104,50	109,83	100,33	106,12	117,13	109,53	103,79
Eólica	69,40	79,52	74,83	78,63	66,56	77,69	130,00	124,80	151,78	156,09	189,95	172,48
Biomasa	148,40	126,21	155,50	143,85	162,63	141,63	157,30	101,88	132,29	128,01	111,96	89,08
Solar	5,81	19,59	33,77	32,04	29,13	29,51	32,94	39,37	45,83	51,67	55,88	89,20
Total Inyecciones	313,82	305,26	343,80	337,02	359,13	353,34	430,08	366,38	436,02	452,91	467,31	454,55
Acumulado	313,8	619,1	962,9	1299,9	1659,0	2012,4	2442,4	2808,8	3244,8	3697,7	4165,0	4619,6

Generación [GWh]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Retiros Afectos a Obligación	3253,8	2984,4	3346,2	3179,3	3348,0	3345,8	3440,8	3380,8	3231,1	3378,9	3312,5	3471,6
Obligación	163,8	150,4	168,4	160,4	168,9	168,7	173,5	170,6	163,1	171,0	167,8	176,0
Acumulado	163,8	314,2	482,6	643,0	811,9	980,6	1154,1	1324,8	1487,9	1658,9	1826,7	2002,8



► 7.5.2. TRASPASO DE ATRIBUTOS DE ENERGÍA ERNC

Se muestran a continuación los montos de energía atribuibles a fuentes ERNC obtenidos como resultado del balance ERNC del año 2014, de acuerdo a lo establecido en las Leyes 20.257/2008 y 20.698/2013. Se muestran las obligaciones postergadas para el año 2015 (Obligaciones), el resultado anual neto (Resultado) y los excedentes reconocidos para el año siguiente (Excedentes).

El valor promedio de traspaso de excedentes fue de 4.630 \$/MWh.

Empresa	Obligaciones	Resultados	Excedentes
		MWh	
AES Gener		413.282	289.432
Amanecer Solar		213.164	213.164
Arauco Bioenergía		435.199	328.208
Barrick Generación		35.367	21.705
Carrán		0	0
Pacífic Hydro Chacayes		0	0
Colbún	130.089	0	0
Termoeléctrica Colmito		0	0
Comasa		375.569	222.689
Cristalerías Toro		25.732	15.324
Hidroeléctrica Diuto		49.721	24.797
Hidroeléctrica Dongo		37.939	21.846
Donguil Energía		2.638	1.384
Equipos Generación		0	0
Hidroeléctrica El Manzano		26.766	26.766
Eléctrica Cenizas		0	0
Elektragen		0	0
Emelda		0	0
Endesa		33.884	33.884
Enerbosch		0	0
Energía Bio Bio		40.603	40.603
Energía Pacífico		0	0
Enlasa		0	0
Puntilla		13.261	13.261
Los Espinos		0	0
Eléctrica Santiago		0	0
Gas Sur		58	0
Compañía Generación Industrial		0	0
HBS Energía		3.037	2.845
Gesan		0	0
Guacolda		47.492	47.492
Hidroelec		0	0
HidroIrcay		17.382	17.382
HidroMaule		121.243	121.243
HidroMuchi		6.563	3.277
Hidropaloma		0	0
DEI Duquenco		0	0
KDM		0	0
Hidroeléctrica La Confluencia		0	0
Hidroeléctrica La Higuera		0	0
Eléctrica Licán		150.748	84.851
CELMSA		0	0
Hidroeléctrica Mallarauco		0	0
Masisa Ecoenergía		0	0
EMR		163.458	125.915
Colihues Energía		0	0
Norvind		84.750	84.750
Nueva Energía		0	0
On Group		0	0
GenPac		0	0
Pacífic Hydro		21.245	21.245
GenPac		0	0
Eléctrica Panguipulli		0	0
Pehuenche		0	0
Pehui Ltda		0	0
Petropower		888	0
Potencia		0	0
SGA		1	0
SWC		0	0
Tecnored		0	0
Hidroeléctrica La Arena		33.025	18.140
Central Cardones		0	0

Empresa	Obligaciones	Resultados	Excedentes
		MWh	
Bioenergías Forestales		708.078	502.233
Hidroeléctrica El Canelo		18.126	17.656
Hidroeléctrica Allipén		17.897	17.897
Carbomet		102	0
Capullo		20.826	11.642
Duke Energy		0	0
Hidrocallao		23.251	11.385
Hidronalcas		59.656	27.850
HidroProvidencia		9.531	9.531
Kaltemp		6.488	4.659
Mainco		81.750	47.670
Ucuquer		39.331	19.554
Generadora Roblería		26.631	16.336
Hidrobonito		98.228	57.888
Generhom		37.923	22.363
SDGx1		3.064	2.247
Commonplace		6.304	6.141
RTS Energy		0	0
San Andrés		98.859	98.859
Contra		1.743	1.254
Aguas del Melado		76.959	76.352
EDAM		4.519	1.869
Eólica Negrete		96.097	94.850
Santa Irene		3.841	3.060
Santa Marta		115.044	99.598
Parque Eólico Talinay		160.830	160.830
Energías del Futuro		28	28
Ucuquer Dos		8.479	8.479
Pichilonco		1.758	1.758
Subsole		477	477
Punta Palmeras		0	0
Hidroeléctrica Rio Huasco		6.090	4.145
HESA		0	0
Las Pampas		1.322	1.322
Hidroeléctrica Maisán		2.205	2.205
Energía León		21.514	21.514
Almeyda Solar		25.636	25.636
EBCO Energía		545	545
Los Padres Hidro		4.528	4.528
Parque Eólico Los Cururos		38.537	38.537
PSF Lomas Coloradas		2.256	2.256
Hidroeléctrica San Andrés		0	0
PSF Pama		2.228	2.228
El Arrayán		94.218	94.218
ALBA		68.777	68.777
EBCO_ATACAMA		1.646	1.646
GASATACAMA		0	0
ECL		2	2
ENORCHILE		0	0
ANDINA		0	0
ENERNUEVAS		33.321	16.242
CELTA		0	0
HORNITOS (SING)		2	0
ANGAMOS		0	0
NORACID		0	0
VALLE DE LOS VIENTOS		190.052	190.052
SPS LA HUAYCA		8.941	8.941
POZO ALMONTE SOLAR 2		14.398	14.398
POZO ALMONTE SOLAR 3		15.863	15.863
LOS PUQUIOS		3.572	3.572
GENERACIÓN SOLAR SPA		24.027	24.027
TOTAL	130.089	4.638.515	3.643.324





La información contenida en este Reporte Anual 2014,
está sujeta a los términos establecidos en las Condiciones
de Uso publicados en el sitio web del CDECSIC.

Coordinación Editorial
Comunicaciones CDECSIC
Subgerencia de Regulación y Contraloría Técnica CDECSIC

Fotografías:
Carlos Quiroga
Archivo CDECSIC

Diseño y Producción:
LEADERS



CDEC SIC
CENTRO DE DESPACHO ECONOMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

Teatinos N° 280
Pisos 11 y 12, Santiago, Chile
CP 8340434
Teléfono: +56 22 424 63 00
Twitter: @CDECSIC
www.cdecsic.cl

