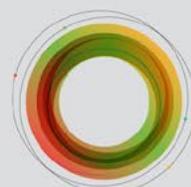


ANUARIO Y
ESTADÍSTICAS
DE OPERACIÓN
2015



CDEC SING

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

CONTENIDO

01. Carta del Presidente del Directorio	2	06. Entorno 2015	19
02. Carta del Director Ejecutivo	4	07. Direcciones de CDEC-SING	35
03. Quiénes Somos	7	Dirección de Operación (DO)	36
Empresas Coordinadas e Integrantes de CDEC-SING	8	Dirección de Peajes (DP)	38
Directorio 2014 - 2017	9	Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD)	40
Organigrama CDEC-SING	9	Dirección de Administración y Presupuesto (DAP)	42
Directorio 2015	10	08. Instalaciones y Clientes	45
04. Misión, Visión y Valores	15	Diagrama Unilineal de Instalaciones del SING	46
05. Calidad	17	09. Estadísticas de Operación	53





01

CARTA DEL PRESIDENTE

En representación de cada una de las personas que formamos parte de CDEC-SING, tengo el orgullo de presentar el Anuario y las Estadísticas de Operación de nuestro organismo, correspondientes al año 2015.

Hemos vivido un año especial, con desafíos relevantes e históricos que nos motivan a intentar que este Anuario sea un testimonio vívido de nuestro compromiso, dedicación y esfuerzo para brindar un mejor servicio a la comunidad, bajo el sueño de lograr una Energía sin Fronteras.

El 2015 ha sido el año en que nuestro sueño comienza a ser realidad.

De acuerdo a uno de los ejes de la Agenda de Energía liderada por el Ministerio de Energía, hemos trabajado junto con la Comisión Nacional de Energía y el CDEC-SIC en el diseño y plan de acción para todas las variables asociadas al proceso de interconexión eléctrica de los dos principales sistemas interconectados nacionales, el cual nos permitirá derribar una frontera al interior de nuestro país, para aprovechar los beneficios eléctricos, económicos, ambientales y sociales que emanan de esta unión.

Este proceso de interconexión, inédito en nuestro país, conlleva adicionalmente la integración de los dos CDEC existentes en un solo organismo –el futuro Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional– según se ha definido en el proyecto de ley de transmisión que actualmente se tramita en el Congreso Nacional.

La integración de los CDEC para formar el nuevo organismo Coordinador ha sido, sin lugar a dudas, un desafío sobreviviente a los que habíamos considerado en nuestra planificación estratégica original. Pese a ello y gracias a la capacidad y esfuerzo del equipo profesional de CDEC-SING, lo hemos abordado integralmente, aplicando nuestros valores institucionales: profesionalismo, lealtad, responsabilidad, confianza y proactividad.



DEL DIRECTORIO

El sueño que hemos comenzado a hacer realidad, también ha traspasado las fronteras nacionales, gracias a la operación exitosa de la interconexión con el Sistema Argentino de Interconexión – SADI–, la que contribuye a la seguridad del SING y permite realizar intercambios de energía eléctrica con Argentina, constituyendo a la vez un aporte concreto para la integración regional.

Los desafíos señalados han sido abordados por el Directorio junto al equipo directivo de CDEC-SING en los comités de directores y en múltiples reuniones ordinarias, extraordinarias y de trabajo, alineando las decisiones a los objetivos centrales de los CDEC, esto es, la operación coordinada de las instalaciones del sistema eléctrico, con el fin de preservar la seguridad del servicio, junto con garantizar la operación más económica y el acceso abierto, objetivos que hemos definido como ejes estructurales de nuestra planificación estratégica. Estos ejes incluyen todas aquellas acciones que tienden a la excelencia en la gestión, trabajando en la senda de mejorar las prácticas y procesos, y a la mayor transparencia y disponibilidad de información.

En este marco, hemos impulsado el desarrollo de un nuevo sitio Web, conforme a los estándares modernos para facilitar el acceso a cualquier usuario, preocupándonos de mirar a través de sus ojos para brindarles un mejor servicio.

Esa mirada de usuario o foco en el cliente, la hemos percibido directamente de ellos, gracias a una intensa agenda de colaboración y participación activa en todos los Congresos, Seminarios y Eventos del sector eléctrico, así como también en el Foro SING, las valoradas Jornadas Técnicas del SING que nos caracterizan y un seminario público desarrollado en la ciudad de Iquique, con el objeto de acercarnos a más comunidades en el Norte Grande.

Con el mismo propósito, nos hemos reunido sistemáticamente en nuestras oficinas con todas las autoridades del sector eléctrico, así

como también con la Superintendencia del Medio Ambiente y la gran mayoría de los gremios cuyas empresas socias se relacionan con CDEC-SING.

Además, hemos participado activamente en los grupos de trabajo que han colaborado con la Autoridad, tanto en la elaboración del proyecto de ley de transmisión como en la preparación de indicaciones, junto con exponer nuestra posición sobre dicho proyecto en el Congreso Nacional, conscientes de nuestro deber de aportar visiones y experiencias técnicas que permitan aprobar un mejor proyecto de ley, para lograr un marco regulatorio de excelencia y estable por varios años.

Todo lo anterior ha sido paralelo al logro de haber tenido el mejor año en cuanto a calidad de servicio en generación y transmisión, con una reducción significativa en el indicador de energía no suministrada, lo que es fruto del trabajo permanente y del proceso continuo de mejoras que caracterizan el desempeño de CDEC-SING.

Finalmente, a nombre del Directorio y de cada una de las personas que forman parte de esta institución, los invito a leer nuestro testimonio y soñar con las próximas fronteras a través de las cuales transitará nuestra energía; sueños que los colaboradores de CDEC-SING contribuirán a hacer realidad desde esta institución y, en un futuro cercano, desde el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Eduardo Escalona

Presidente del Directorio CDEC-SING

02

CARTA DEL DIRECTOR EJECUTIVO

Tenemos el agrado de presentar a ustedes el Anuario y Estadísticas de Operación del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) que comprende el decenio 2006 – 2015.

Como es característico en el SING, la base de generación estuvo dominada por la producción en base a carbón y gas natural, con un 75,4% y 13,5%, respectivamente, mientras que la producción en base a diesel-fuel alcanzó al 6,7%. En particular, se destaca la presencia de los primeros proyectos en base a energía renovable no convencional, alcanzando un 3,4% de la producción total.

En relación a los insumos que sirven de base para la operación, el año mantuvo la tendencia de una sostenida caída en el precio de los distintos combustibles utilizados para generación. Lo anterior se comprueba al observar la evolución del precio internacional del diesel (BRENT), cuyo valor a diciembre de 2015 cayó un 39,0% con respecto al mismo mes del año 2014, lo cual –además- se vio acompañado por una sostenida reducción en el precio del carbón y gas natural.

Con todo, el costo marginal promedio, referido a la subestación Crucero, se situó en 57,3 USD/MWh, lo cual representa una reducción de 24,2%, respecto al año anterior, mientras que el costo medio de operación –promedio- cerró en 45,7 USD/MWh, lo cual representa una reducción de 18,2% respecto al año anterior.

Durante el año 2015 se debió enfrentar 2 emergencias relevantes. La primera, debido al aluvión que afectó la Región de Atacama y gran parte de la zona norte del país, que derivó en múltiples



desconexiones de instalaciones de transmisión y consumos. La segunda, derivada del terremoto grado 8,4 en la escala de Richter que azotó el norte chico y que produjo una evacuación del borde costero de gran parte del país. Ambos eventos pusieron a prueba la capacidad de reacción y protocolos de emergencia, para informar a la población, empresas y autoridades.

Sin perjuicio de lo anterior, el desempeño del sistema mejoró de manera significativa, ya que la energía no suministrada a clientes finales disminuyó en un 27 % respecto al año anterior, descontado el efecto del blackout ocurrido durante 2014.

En la búsqueda de una operación más económica y flexible del parque generador, se impulsaron diversas iniciativas en el ámbito del análisis y revisión de los principales parámetros que determinan el régimen y costos de operación del sistema. Al mismo tiempo, impulsamos nuevos criterios y estándares para la adquisición y publicidad de la información que respalda la declaración de costos de combustibles de las unidades generadoras presentes en el SING. Lo anterior fue acompañado por un nuevo Procedimiento para el tratamiento de esta materia, el cual esperamos constituya un avance relevante en materia de transparencia y competencia.

En materia de información y su reportabilidad, ha habido un constante avance, el que se ha visto coronado en el 2015 con la aplicación smartphone y nuestro nuevo sitio web, lo que nos distingue y enorgullece al incorporar información en tiempo real de los principales indicadores del sistema.

En el marco del Plan de Integración de ERNC al SING, que lleva adelante CDEC-SING desde el año 2012 con el objetivo de enfrentar los desafíos que presenta la incorporación de energía renovables no convencionales (ERNC) al sistema, y proyectando la operación del sistema interconectado nacional producto de la interconexión SING-SIC, se realizaron dos nuevos estudios : “Efectos Técnicos – Económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING: Escenarios 2017” y “Estudio de Transmisión para la inserción ERNC: Escenarios 2018 y 2021”.

En el balance del año 2015, destacamos la nueva definición del sistema de transmisión troncal y la expansión de éste para robustecer la zona norte del SING, objetivo declarado y buscado

por nuestra institución y que una vez construidas las obras recomendadas permitirá que los clientes de las regiones de Arica y Parinacota, y Tarapacá, cuenten con mayor seguridad y mejor calidad de servicio.

Conscientes de la relevancia de una gestión que cuente con procesos y procedimientos, y dando continuidad al sello que caracteriza a nuestra organización en búsqueda de la mejora continua, se obtuvo la recertificación de los tres procesos que dan soporte a nuestro Sistema de Gestión de Calidad: Balance de Energía, Coordinación de Proyectos y Coordinación de Trabajos.

Durante el año 2015 comenzamos a cosechar los frutos del trabajo asociativo y colaborativo sembrado en años anteriores con la autoridad, expertos, académicos, e industria en general. En esa línea cabe destacar nuestra participación en la delegación técnica que visitó los principales Transmission System Operator, para recoger la experiencia y avances en la operación de los sistemas eléctricos de Alemania, Dinamarca y España.

En otro ámbito, se finalizó e hizo entrega del estudio que analiza la viabilidad de una interconexión entre el sistema eléctrico peruano y el sistema eléctrico del Norte Grande de Chile (SING), encargado por CDEC-SING y el organismo coordinador peruano COES-SINAC, proyecto que contó con la colaboración del Programa del Sector Eléctrico de la Oficina de Recursos Energéticos del Departamento de Estado de EE.UU.

Destacada mención merece el inicio de la exportación eléctrica a Argentina. Este hecho nos produce orgullo y satisfacción, pues CDEC-SING ha sido un agente facilitador que visionaria y decididamente ha aportado al proceso de integración regional.

Los invitamos a revisar la información sobre lo realizado por CDEC-SING y los resultados del año 2015, y el importante proceso de cambios y mejoras continuas en las que estamos comprometidos, para cumplir en plenitud la función estratégica que nuestra organización tiene para el sector eléctrico y para Chile.

Daniel Salazar Jaque

Director Ejecutivo CDEC-SING





03

QUIÉNES SOMOS

- **Seguridad**
- **Operación Económica**
- **Acceso Abierto**

El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) es el organismo encargado de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas del Norte Grande del país, preservando su seguridad, garantizando la operación económica y el acceso abierto con calidad de servicio.

CDEC-SING es considerado un organismo estratégico por el Estado de Chile, debido al carácter público de su función y a la relación que existe entre el abastecimiento eléctrico, la seguridad de la población, y el normal funcionamiento de la industria y economía del país.

Conforman CDEC-SING un equipo de cerca de cien profesionales de alto nivel que orientan su labor a la eficiencia de los procesos en armonía con su entorno.

CDEC-SING cuenta con un Directorio y cuatro Direcciones Técnicas: Administración y Presupuesto; Operación; Peajes; y Planificación y Desarrollo.

Las instalaciones eléctricas de generación, transmisión y consumo, que interconectadas entre sí conforman el SING, abarcan el territorio comprendido entre las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, equivalente al 24,5% del territorio continental del país.

EMPRESAS COORDINADAS E INTEGRANTES DE CDEC-SING

al 31 de Diciembre de 2015

SEGMENTO A		
EMPRESAS DE GENERACIÓN CON CAPACIDAD MENOR A 200 MW		
N°	Nombre Empresa	Capacidad [MW]
1	Cavanca S.A.	2,8
2	Central Termoeléctrica Andina S.A.	177,0
3	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	181,8
4	Enaex S.A. ⁽¹⁾	2,7
5	Enorchile S.A.	42,0
6	Equipos de Generación S.A.	6,8
7	Generación Solar SpA	68,0
8	Inversiones Hornitos S.A.	170,1
9	Noracid S.A.	17,5
10	On Group S.A.	2,0
11	Parque Eólico Quillagua SpA ⁽³⁾	-
12	Parque Eólico Renaico SpA	-
13	Planta Solar San Pedro III SpA ⁽²⁾	-
14	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,0
15	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,0
16	SPS La Huayca S.A. ⁽²⁾	-
17	Tecnet S.A.	3,0
18	Valle de los Vientos S.A.	90,0

SEGMENTO B		
EMPRESAS DE GENERACIÓN CON CAPACIDAD MAYOR A 200 MW		
N°	Nombre Empresa	Capacidad [MW]
1	AES Gener S.A. ⁽⁴⁾	277,3
2	E-CL S.A. ⁽¹⁾	1.764,6
3	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	558,2
4	Gasatamarca Chile S.A.	780,6
5	Empresa Eléctrica Cochrane SpA.	-

SEGMENTO C		
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL		
N°	Nombre Empresa	km de Línea
1	Edelnor Transmisión S.A.	-
2	Transec S.A. ⁽¹⁾	765,4

SEGMENTO D		
EMPRESAS DE SUBTRANSMISIÓN		
N°	Nombre Empresa	km de Línea
1	Codelco Chile ⁽¹⁾	-
2	E-CL S.A. ⁽¹⁾	268,5
3	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	91,8
4	Transec S.A. ⁽¹⁾	361,3

SEGMENTO E		
CLIENTES LIBRES		
N°	Nombre Empresa	Potencia Conectada [MVA]
1	Aguas de Antofagasta S.A.	14,0
2	Algorta S.A.	8,0
3	Atacama Minerals Chile S.C.M.	15,0
4	Codelco Chile ⁽¹⁾	1.678,9
5	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	92,0
6	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM.	500,0
7	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	50,0
8	Compañía Minera Xstrata Lomas Bayas	133,2
9	Compañía Minera Zaldívar S.A.	134,0
10	Enaex S.A. ⁽¹⁾	12,5
11	Grace S.A.	25,0
12	Haldeman Mining Company S.A.	19,3
13	Minera Antucoya	212,5
14	Minera El Tesoro	52,0
15	Minera Escondida Ltda.	2.055,3
16	Minera Esperanza	415,0
17	Minera Meridian Ltda.	20,0
18	Minera Michilla S.A.	31,2
19	Minera Spence S.A.	180,0
20	Moly-Cop Chile S.A.	30,0
21	Sierra Gorda SMC	405,0
22	Sociedad Anglo American Norte S.A.	50,0
23	Sociedad Contractual Minera El Abra	187,5
24	Sociedad GNL Mejillones S.A.	16,0
25	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	210,0
26	Xstrata Copper - Altonorte	104,0

(1) Empresas pertenecientes a dos o más Segmentos.

(2) Empresa se interconectó al SING, pero sus instalaciones siguen en pruebas al 31 de diciembre de 2015.

(3) Empresa solicitó integrar voluntariamente CDC según Artículo 17 del DS 291/2007.

(4) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.



DIRECTORIO 2014 - 2017

Segmento A

Representantes de Generadores menor a 200 MW

Pablo Benario T.
(Titular)

Alfonso Bahamondes M.
(Suplente)

Segmento B

Representantes de Generadores superior a 200 MW

Rodrigo Quinteros F.
(Titular)

Jaime de los Hoyos S.
(Suplente)

Segmento C

Representantes de Transmisión Troncal

Francisco Aguirre Leo
(Titular)

Carlos Silva Montes
(Suplente)

Segmento D

Representantes de SubTransmisión

Pilar Bravo R.
(Titular)

Waleska Moyano E.
(Suplente)

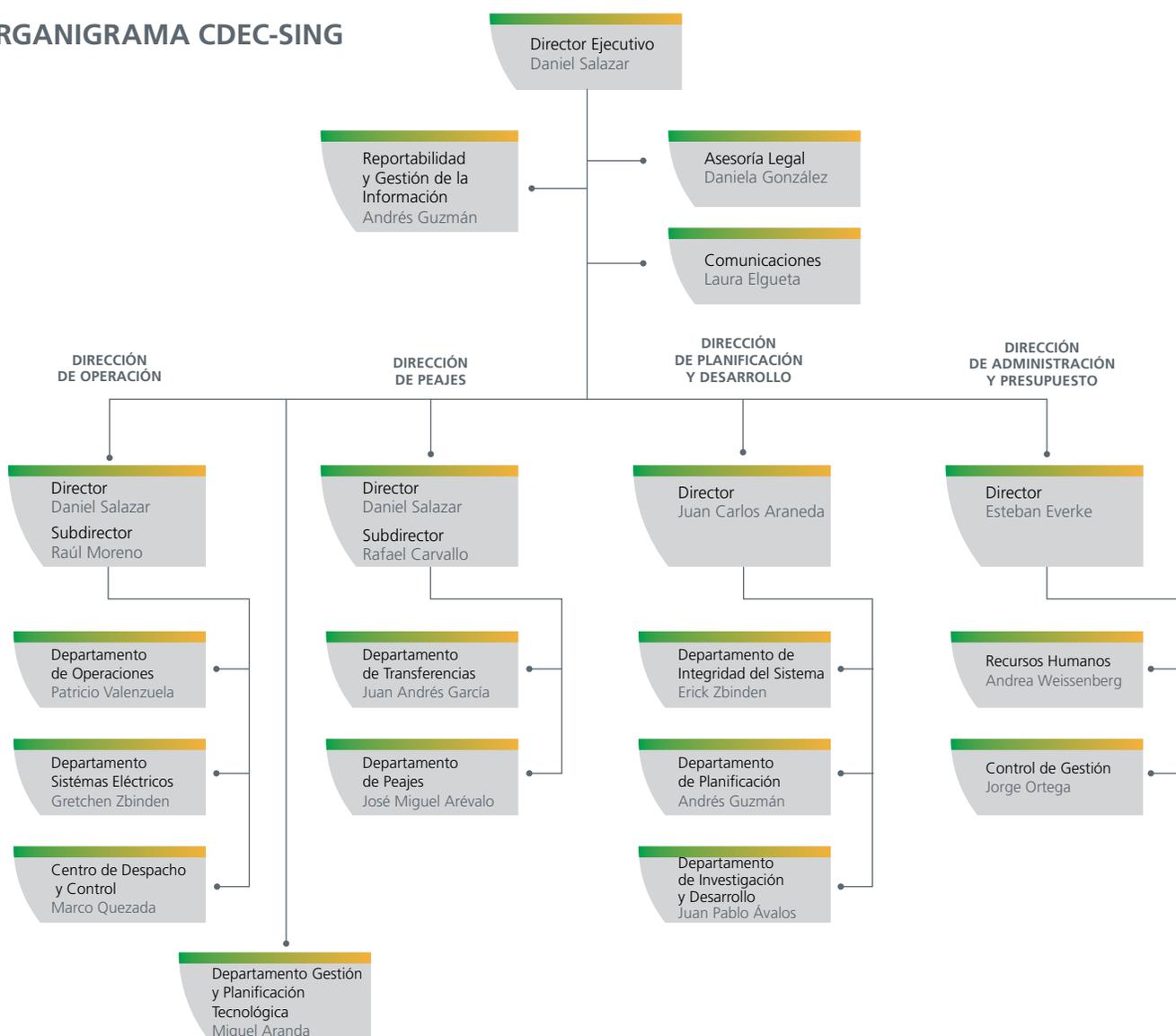
Segmento E

Representantes de Clientes Libres

Eduardo Escalona V.
(Titular)

Rodrigo Tabja R.
(Suplente)

ORGANIGRAMA CDEC-SING



DIRECTORIO CDEC-SING 2015

CDEC-SING es administrado y representado por su Directorio, el cual es autónomo e independiente de las empresas coordinadas en el sistema interconectado del Norte Grande.

El actual Directorio ha sido elegido por el periodo correspondiente a los años 2014-2017 y lo integran, en calidad de titulares, los ingenieros Pablo Benario, Rodrigo Quinteros y Francisco Aguirre, junto con los abogados Pilar Bravo y Eduardo Escalona.

Por acuerdo unánime de los directores, se eligió Presidente del organismo a Eduardo Escalona, a quien le corresponde ejercer el segundo año de funcionamiento de este Directorio.

Además, participan en calidad de suplentes, los ingenieros Alfonso Bahamondes, Jaime de los Hoyos, Carlos Silva, Waleska Moyano y Rodrigo Tabja.

El Directorio tiene, entre otras, las siguientes funciones:

- Velar por la operación segura y eficiente del sistema eléctrico;
- Mantener debidamente actualizado el sistema de información de CDEC-SING;

- Informar a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles la interconexión de nuevas centrales o unidades de generación y de instalaciones de transmisión, su retiro y su reincorporación;
- Aprobar el presupuesto anual de CDEC-SING;
- Elaborar, aprobar y modificar el Reglamento Interno de CDEC-SING;
- Informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y a la Comisión Nacional de Energía cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de CDEC-SING, sus direcciones técnicas, integrantes y/o coordinados;
- Velar que el CDEC-SING cumpla las funciones establecidas en la normativa vigente.

El Directorio ha constituido los siguientes comités de Directores:

- Comité de Presupuesto y Auditoría;
- Comité de Reglamento Interno y de Gobierno Corporativo;
- Comité de Seguridad de las Instalaciones del Sistema;
- Comité de Operación Económica del Sistema; y
- Comité de Acceso Abierto e Interconexiones.





Principales Ejes de la Gestión del Directorio durante 2015

El Directorio de CDEC-SING, conforme a su planificación estratégica, estructuró tres ejes principales de acción, en concordancia con los objetivos dispuestos en la normativa vigente: preservar la seguridad del servicio, junto con garantizar la operación más económica y el acceso abierto. Estos ejes incluyen todas aquellas acciones que tienden a la excelencia en la gestión, especialmente en la mejora de prácticas y procesos, así como también mayor transparencia y disponibilidad de información.

En el eje seguridad de servicio, se destaca la implementación y monitoreo permanente de la infraestructura crítica del sistema interconectado del Norte Grande, así como también la exitosa interconexión con el sistema argentino de interconexión.

En el eje operación económica, destacamos haber impulsado, en conjunto con las direcciones técnicas, la auditoría a la Central Atacama, cuyos resultados se implementaron en cuanto terminó dicha auditoría.

En el eje acceso abierto, el Directorio ha promovido la revisión de prácticas internas para facilitar los procesos de interconexión y reducción de tiempos de tramitación, cuyos resultados esperamos sean visibles durante el 2016.

Por otra parte, el Directorio ha participado activamente en el proyecto de mayor envergadura de los últimos tiempos, consistente en la interconexión del SING con el SIC. Este desafío ha copado gran parte de sus actividades, el cual es transversal a los tres ejes previamente definidos y a pesar que no estuvo considerado inicialmente en su planificación.

Finalmente, la representación de la organización por el Directorio motivó su participación activa en todos los seminarios, foros y encuentros del sector eléctrico, además de haber impulsado una política de puertas abiertas y diálogo permanente con los diferentes actores del sector, junto con orientar la atención de CDEC-SING al servicio del cliente.



Creando valor para el Norte Grande y para Chile CDEC - SING es Energía sin Fronteras









04

MISIÓN, VISIÓN Y VALORES

NUESTRA MISIÓN

“Realizar con excelencia la coordinación de la operación del SING y liderar su desarrollo, contribuyendo a preservar la Seguridad y la Eficiencia, garantizando la Accesibilidad al Sistema”

NUESTRA VISIÓN

“Ser un referente técnico del sector eléctrico chileno, ofreciendo los servicios de coordinación de la operación y desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande, siendo confiables y eficientes para nuestros clientes; contando con un equipo poli-funcional que orienta su trabajo a la excelencia, que ejecuta los procesos con alta calidad y utiliza en forma óptima la tecnología y las herramientas de punta”

NUESTROS VALORES

- **Confianza**
- **Proactividad**
- **Profesionalismo**
- **Lealtad**
- **Responsabilidad**

POLÍTICA DE CALIDAD CDEC-SING

Las Direcciones de CDEC-SING, se comprometen a entregar servicios de calidad en la coordinación de la operación y apoyar el desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande, con un nivel de profesionalismo y responsabilidad que posicione a la organización en un nivel de excelencia.

Los servicios son entregados con estricto apego al marco normativo vigente, e incorporan el conocimiento desarrollado así como las mejores prácticas de la industria, las que son aplicadas a través de su Sistema de Gestión de Calidad que la organización define como su herramienta base.

En lo que respecta a la calidad de sus procesos y servicios, las Direcciones de CDEC-SING se han planteado los siguientes objetivos globales:

- 1) Velar por la seguridad de servicio y eficiencia en la operación del SING, y mantener una atención permanente por mejorar de manera continua la calidad de sus procesos y servicios.
- 2) Realizar con excelencia las transferencias económicas entre las empresas eléctricas del SING.
- 3) Realizar la integración al SING de nuevas instalaciones, velando que se cumplan los niveles de seguridad y calidad de servicios establecidos en la normativa vigente.
- 4) Realizar sus funciones en todo momento con personal competente, responsable, motivado y orientado a sus clientes.
- 5) Entregar los servicios comprendidos en el alcance del Sistema de Gestión de Calidad, en forma oportuna, con el nivel de confianza y con la calidad requerida por parte de sus clientes.
- 6) Desarrollar y mantener una comunicación permanente y de calidad con sus clientes y mandantes.

Para cumplir con estos objetivos, los Directores de CDEC-SING, se comprometen a proporcionar los recursos necesarios para asegurar la continuidad en el tiempo de la calidad, profesionalismo y eficiencia de los servicios otorgados.



05

CALIDAD



CDEC-SING cuenta con la certificación ISO 9001:2008 en tres de sus procesos: "Balance de Energía"; "Coordinación de Proyectos" y "Servicio de coordinación de trabajos de las empresas coordinadas al SING".

La senda de certificación, iniciada hace unos años atrás y sometida a recertificación durante el año 2014, es una muestra del permanente compromiso de CDEC-SING con la calidad, para abordar con excelencia su misión bajo los más altos estándares internacionales.



ENERGÍA SIN FR

**LA EXPERIENCIA
INTERCONEXIÓN**



DANIEL SALAZAR
DIRECTOR EJECUTIVO
CDEC SIN

MAXIMO PACHECO
MINISTRO
MINISTERIO DE ENERGÍA

EDUARDO ESCALON
PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
CDEC SIN



06

ENTORNO 2015

Terminó el año 2015 con la sensación de la tarea cumplida.

En los aspectos técnicos CDEC-SING siguió llevando a cabo su estrategia de operación segura, eficiente, liderando proyectos que le han permitido estar a la vanguardia en materia de desarrollo tecnológico. La aplicación Smartphone y la información en tiempo real de los principales indicadores del sistema, son una muestra de aquello.

En los aspectos organizacionales, el énfasis sostenido en materias de capacitación, de certificación y levantamiento de procesos de la mano de los más altos estándares internacionales, de vínculo con nuestro entorno, nos ha guiado en la senda hacia la excelencia, que nos trazamos y comenzamos a transitar con determinación hace algunos años atrás.

Por eso decimos, nada es casual ni improvisado. Hemos implementado políticas consistentes y sostenidas, y los frutos de ellas nos permiten hoy estar preparados, entusiasmados y optimistas de estar a la altura y responder al gran desafío que el país nos exige, cual es ser parte matriz del nuevo organismo Coordinador Nacional del sistema eléctrico chileno.



Política de Relacionamiento

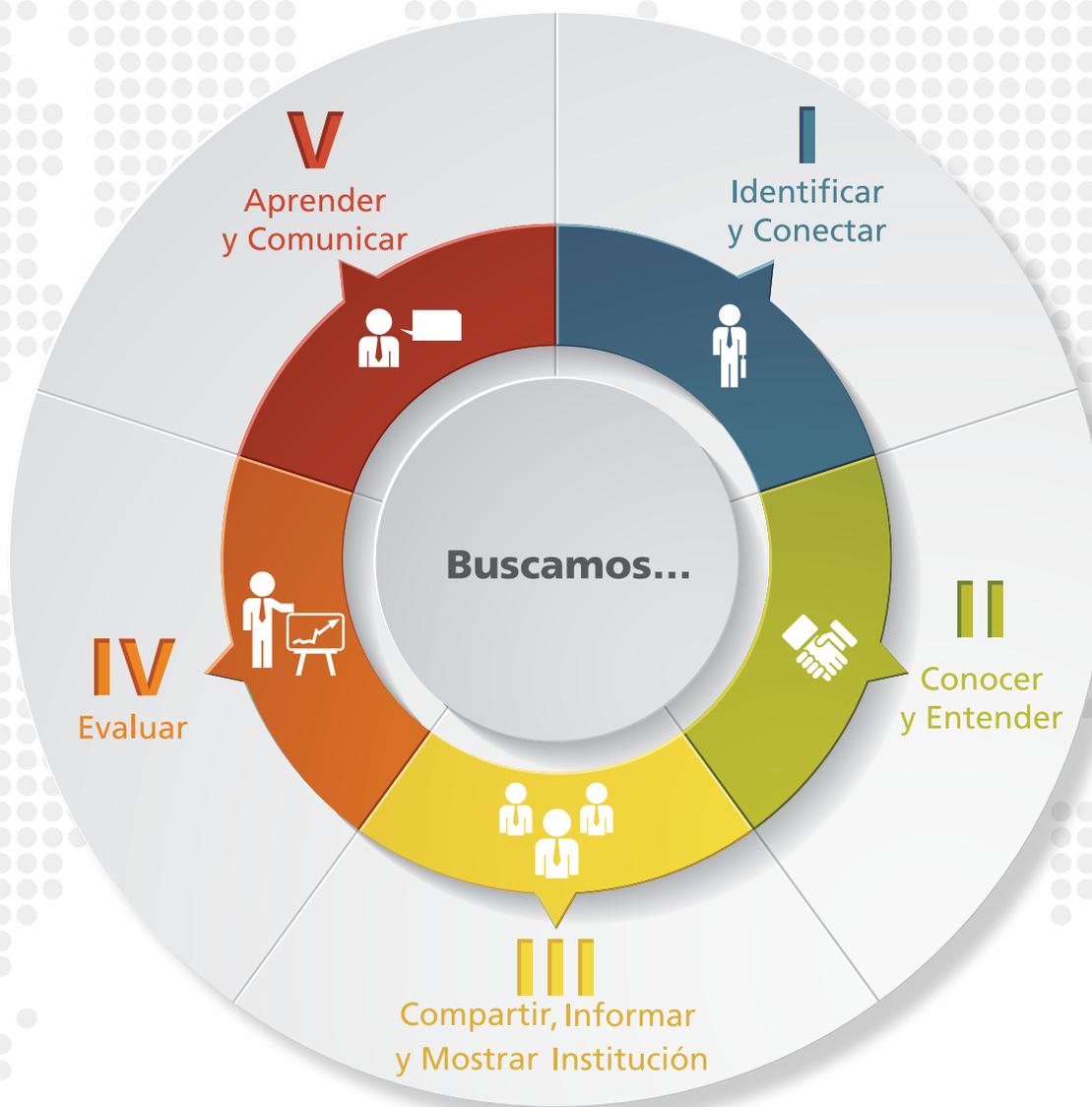
Desde hace más de tres años, CDEC-SING ha implementado una política de relacionamiento sostenida, con el objetivo de promover y profundizar la relación con los públicos vinculados y reconocidos como claves para la organización.

Se identifica como los principales stakeholders a las empresas coordinadas, los organismos técnicos pares, tanto nacionales como internacionales, las autoridades del sector, la ciudadanía en general, y en particular, la del norte grande del país. Para CDEC-SING su principal stakeholders lo constituyen sus trabajadores, a quienes reconoce e identifica como su más preciado capital.

En su política CDEC-SING se ha comprometido a trabajar asociativamente con sus públicos, en base a los pilares de transparencia y colaboración, generando y aportando en el debate de ideas e información técnica, a partir de su experiencia y conocimiento, como actor clave de la industria chilena.



Modelo Relacionamiento CDEC-SING





Identificar, Conectar, Conocer



Marzo

MISION TECNICA DE CDECs CHILENOS A ESTADOS UNIDOS. Visitaron Operadores CAISO y PJM de USA, ambos con amplia experiencia en uso intensivo de aplicaciones tecnológicas, interconexiones e inserción de ERNC.

Abril

VISITA TECNICA A EUROPA. Junto a su par del SIC, CDEC-SING, autoridades y empresas visitaron Alemania, Dinamarca y España, donde recogieron experiencias en interconexión de sistemas.

50 Hz VISITA CDEC-SING. Representantes de 50 Hz -uno de los cuatro TSO (Transmission System Operator) de Alemania- y la empresa GRIDLAB, encargada de entregar capacitación a operadores de ese país, sostuvieron un encuentro con nuestros profesionales, en el marco del convenio de cooperación firmado junto a GIZ y el Ministerio de Energía de Chile.

Agosto

DIRECTORES CDEC-SING EN LIMA. Se reunieron con regulador, fiscalizador y coordinador del sistema eléctrico de Perú. Abordaron la futura interconexión eléctrica entre ambos países.

Octubre

REE VISITA CDEC-SING. Director de Operación de Red Eléctrica España (REE) aborda los desafíos de las interconexiones, junto a los ejecutivos de nuestra institución.

Noviembre

REUNIÓN ANUAL DE OPERADORES ARGENTINOS. Ad portas de la interconexión eléctrica entre ambos países, CDEC-SING participa como invitado a la Reunión de Operadores argentinos.

CAISO VISITA CDEC-SING. El Vicepresidente de Operación de California ISO, Eric J. Schmitt, sostuvo un encuentro con el Director Ejecutivo y profesionales del organismo.



Compartir, Informar, Mostrar Nuestra Organización



SEMINARIO DESAFÍOS ENERGÉTICOS EN EL NORTE GRANDE

ENERGÍA SIN FRONTERAS

Enero

ENCUENTRO CON EL MINISTRO DE ENERGÍA. Directores y ejecutivos dieron a conocer a la máxima autoridad energética del país, los énfasis del organismo en 2015 y le presentaron los resultados del reciente Estudio sobre Abastecimiento en las Ciudades del SING.

DESAYUNO CDEC-SING y CNE. En el encuentro junto al Secretario Ejecutivo de la CNE, Andrés Romero, se abordaron los desafíos 2015.

Marzo

CDEC-SING EN WORKSHOP iPC-Grid EN CALIFORNIA. Se expusieron los avances y desafíos en la implementación de la primera RED WAM en Chile, liderada por nuestra organización.

Abril

PRESENTES EN LIMA EN SEMINARIO CIER. Se expuso la realidad y los desafíos técnicos del SING.

Julio

VISITA DE SEREMI DE ENERGÍA DE XV REGION. Fue recibido en el CDC, donde se le expusieron las principales políticas de operación del SING.

Agosto

JORNADAS DE DERECHO DE ENERGÍA. En el tradicional encuentro,

expusieron Eduardo Escalona, Presidente Directorio y Daniela González, Jefa Jurídica de CDEC-SING.

Octubre

CDEC SING Y TEN REPASAN EN CONJUNTO RUTA TECNICA DE PROYECTO DE INTERCONEXIÓN. La empresa es la encargada de realizar la obra que concretará la interconexión del SING con el SIC.

FORO SING EN ANTOFAGASTA. CDEC-SING señala: "Nuestro compromiso es ser actores propulsores y activos del proceso de cambio que viene, para eso nos hemos preparado y seguiremos avanzando de la mano de una gestión innovadora, transparente, segura y eficiente".

DESAYUNOS DIRECTORIO 2015. En nuestras oficinas, el Directorio y los Ejecutivos sostuvieron una serie de encuentros con autoridades y líderes de la industria. Destacan:

- Superintendencia de Electricidad y Combustible
- Asociación de Empresas Eléctricas A.G.
- Asociación de Generadoras A.G.
- Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.
- Asociación de Consumidores de Energía No Regulados A.G.
- Sr. Rodrigo Palma, Centro de Energía Universidad de Chile.
- Panel de Expertos
- Consejo Minero
- Superintendencia del Medio Ambiente



Aprender, Comunicar



Enero y Noviembre

ESTUDIOS INTEGRACIÓN Y DESEMPEÑO ERNC. En el marco del Plan de Integración de ERNC al SING, que lleva adelante CDEC-SING desde el año 2012 con el objetivo de enfrentar los desafíos que presenta la incorporación de ERNC al sistema, durante el año 2015 se realizaron y publicaron dos estudios .

JORNADAS TECNICAS 2015. Por cuarto año consecutivo, se realizó en Antofagasta, un nuevo ciclo de encuentros técnicos. Estos, reunieron a más de 300 personas de las empresas coordinadas, autoridades y consultores.

Junio

CDEC-SING EN VISITA TÉCNICA. Equipo hizo un recorrido por Centrales ERNC, Subestaciones, la U16 y el Tap Off de la línea de tres puntas, ubicado a las afueras de la Estación Cochrane.

PRUEBAS EN TERRENO. La DO realiza pruebas de consumo específico en unidades de la U16 de la Central Tocopilla en Antofagasta.

Julio

SE PRESENTA ESTUDIO CDEC-SING SOBRE INTERCONEXIÓN. Analiza operación para condición de interconexión SING-SIC y SADI.

Noviembre

PASANTIAS INTERNACIONALES. Patrocinados por la institución, tres profesionales CDEC-SING resultaron ganadores en el Concurso de Pasantías de CONICYT y Ministerio de Energía; viajarán a España y a Alemania.

Transparencia

Julio

APP CDEC-SING. Damos un paso más en nuestro compromiso con la transparencia de la información.

Octubre

RESULTADOS DE AUDITORÍA TÉCNICA. Se publican los resultados de Auditoría Técnica a Central Atacama.

SISTEMA DE CARGA DE GENERACIÓN WEB. permite cargar los datos de generación directamente en la WEB transformándose con ello en una potente herramienta para validar datos y generar reportes on line.





CDEC SING



SISTEMA DE INFORMACIÓN PÚBLICA *¡CON UN SIMPLE CLICK!*

Noviembre

BOLETIN SEMANAL N° 300. EDICION ANIVERSARIO. Comprometidos con la transparencia y el aporte de información clara, oportuna y de calidad, hemos presentado las cifras y estadísticas del SING por 300 semanas consecutivas e ininterrumpidas.

CDEC-SING PRESENTA APLICACIÓN DE NUEVA NORMATIVA. En ejercicio práctico y didáctico, es presentada a las empresas coordinadas y a agentes del sector, la normativa técnica de potencia para casos del SING.





SEMINARIO

AVANZANDO HACIA UN ORGANISMO COORDINADOR
INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



Interconexiones

INTERCONEXIÓN NACIONAL

Abril

SE FIRMA DECRETO QUE PERMITE UNIÓN DE SISTEMAS CHILENOS. En una solemne ceremonia encabezada por las máximas autoridades del país, se firmó el decreto que permitirá la unión de los dos sistemas interconectados chilenos.

Julio

PRIMER ENCUENTRO DE CDECs. La Plana Ejecutiva de ambos CDEC se reunieron por primera vez para en conjunto dar el vamos al camino de construcción del nuevo Coordinador Eléctrico Nacional.



I JORNADA DE INTEGRACIÓN DE EQUIPOS CDEC. Con el objetivo de conocerse, conversar y construir juntos el futuro Coordinador Nacional, los equipos de CDEC-SING y CDECSIC se reunieron en simbólica jornada.

Agosto

SEMINARIO CDECs: “Avanzando hacia un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. Organizado por CDEC-SING y CDECSIC, el encuentro abordó los aspectos técnicos, organizacionales y normativos de la interconexión de los dos principales sistemas eléctricos del país.

PRESIDENTES DE DIRECTORIOS CDEC-SING y CDECSIC escriben en conjunto columna sobre: Interconexión del sistema eléctrico nacional. Destacan con optimismo los desafíos de sus instituciones.

INTERCONEXIÓN REGIONAL

Julio

ORGANISMOS COORDINADORES DE CHILE Y PERÚ profundizaron los estudios técnicos y económicos para una potencial integración eléctrica.

Diciembre

LIBRO CDEC-SING “Energía sin Frontera – La Experiencia de la Interconexión con Argentina”. El libro, que relata la ruta técnica de la exportación eléctrica a Argentina, fue presentado por el Ministro de Energía, Máximo Pacheco, quien valoró la iniciativa y destacó que se trata de un exitoso esfuerzo en ciudadanizar la energía.



Nosotros



NUEVA DIRECCIÓN. La nueva Dirección de Planificación y Desarrollo de CDEC-SING, inicia sus funciones en el año 2015.

PREMIOS PARA NUESTROS HIJOS. Los premios “Término de Ciclo” y “Excelencia Académica”, son entregados a los hijos de los trabajadores que se destacan en sus estudios.

DEPORTE. Con garra de campeones!

OFICINA CON HIJOS. Por tercer año consecutivo, CDEC-SING se vistió de fiesta para recibir a sus mayores tesoros: los hijos de nuestros trabajadores. Juegos, videos, experimentos, fueron compartidos en una inolvidable tarde.

FIESTA DE NAVIDAD 2015. Piscina, asado, juegos y el viejito Pascuero para los más pequeños, fueron algunas de las actividades de nuestra tradicional fiesta navideña.

CENA DE ANIVERSARIO 2015. Premios y reconocimientos, coronaron los XVI años de CDEC-SING. Trabajadores con cinco, diez y quince años en la institución recibieron además de los respectivos premios, el cariño de sus compañeros. Especial reconocimiento hubo para nuestro compañero Víctor Pérez, quien fue elegido en votación como el “Mejor Compañero 2015”.





07

DIRECCIONES CDEC-SING

CDEC-SING cuenta con cuatro Direcciones: Dirección de Operación (DO), Dirección de Peajes (DP), Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD), y Dirección de Administración y Presupuesto (DAP).

Estas Direcciones, de carácter eminentemente técnico y ejecutivo, desarrollan sus funciones conforme a lo determinado en la Ley Eléctrica y su Reglamento, dentro de sus respectivas competencias y en forma independiente.

Cada Dirección está a cargo de un Director y debe contar con una dotación suficiente de profesionales y técnicos, que les permita cumplir a cabalidad con las funciones establecidas en la Ley. Los responsables de las Direcciones son nombrados por cuatro años, por acuerdo del Directorio, y pueden ser removidos y reelegidos sólo por un período.

Corresponde a los Directores de la DO, DP, DPD, y DAP, adoptar las decisiones e implementar las medidas necesarias para el cumplimiento de las funciones de la Dirección a su cargo.

Las Direcciones establecen metodologías y mecanismos de trabajo a través de Procedimientos, los cuales están destinados a determinar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle que cada Dirección necesite para el cumplimiento de las funciones y obligaciones que le son propias.



Continuidad y Seguridad del SING: Energía no suministrada disminuyó un 27%, en relación al año 2014.

Nuevo Sistema de Gestión ERNC recibe predicciones automáticas y monitorea en tiempo real.

DIRECCIÓN DE OPERACIÓN (DO)

La seguridad y operación económica del Sistema Interconectado del Norte Grande, son los dos principales objetivos de la DO. Para alcanzarlos, la Dirección cuenta con una dotación de 30 profesionales, distribuidos en tres departamentos: el Departamento de Operaciones, el Centro de Despacho y Control y el Departamento de Sistema Eléctricos.

GESTIÓN 2015

En lo que respecta a la operación 2015, el SING estuvo cruzado por dos importantes eventos de la naturaleza. El aluvión que se registró en la Región de Atacama en el mes de marzo, y el terremoto que remeció a la Región de Coquimbo en septiembre y que implicó la evacuación de todo el borde costero del norte. Ambos sucesos sometieron a prueba diferentes planes de acción, entre los que se destaca el sistema de comunicación de respaldo, necesario para mantener la operación coordinada de las instalaciones, y la cooperación ante emergencias con el sistema interconectado Argentino, ante la alerta de tsunami y orden de evacuación del borde costero emitidos por la autoridad. En ambos eventos, se logró mantener una operación coordinada, lo que redundó en efectos mínimos hacia los usuarios del sistema interconectado.

En materia de seguridad, durante el año 2015 hubo un fuerte énfasis en los trabajos de reemplazo y modernización de sistemas de protecciones en varias subestaciones del sistema, entre las cuales están Crucero, Encuentro y Tarapacá. Estas actividades contaron con una atención dedicada de la DO, en la planificación de los trabajos de reemplazo y la revisión de procesos y protocolos de pruebas de puesta en servicio, actividades que fueron apoyadas por empresas consultoras especialistas.

Siguiendo en la línea de la seguridad, cabe mencionar que en cuanto a los desarrollos de herramientas para la operación de tiempo real, se finalizó la etapa de levantamiento de información en terreno e ingeniería del AGC (control automático de generación), permitiendo entonces, implementar el presente año esta herramienta en el SING. Cabe mencionar que el AGC es una herramienta ampliamente utilizada en los países que cuentan con interconexiones eléctricas pues resulta clave en el control de la frecuencia y de las transferencias de energía a otros países.

En la misma línea, se puso en funcionamiento el Sistema de Gestión de Energías Renovables No



Convencionales (SGER), que permite recibir en forma automática las predicciones de estas tecnologías y monitorear de mejor forma su operación en tiempo real.

Adicionalmente, se llevaron a cabo acciones para mejorar la flexibilidad operacional del parque generador, bajo lo establecido en el Procedimiento DO "Información de Mínimo Técnico", lo que permite actualizar nuevos parámetros de operación de las unidades generadoras.

En este ámbito, una actividad muy importante resultó ser la Auditoría Técnica realizada a Central Atacama. Ella concluyó nuevos valores para tiempos mínimos de operación, tiempos mínimos de detención y mínimos técnicos; todos ellos claves para otorgar mayor flexibilidad a la operación del sistema y obtener una operación más económica.

Dentro de las acciones tendientes a mejorar la publicación de información relevante para la operación del SING, durante el año 2015 se dio un paso más al dejar disponible mayor información relativa a la disponibilidad y condiciones contractuales asociadas a

los costos de combustible que informan las Empresas Generadoras. Trabajo relevante para la organización, fue también el desarrollo de las distintas actividades que se enmarcan en el Decreto Supremo 130 (servicios complementarios), donde se emitió el Informe de Definición y Programación de SSCC y se desarrolló el Estudio de Costos, este último en conjunto con nuestro par CDECSIC. Este trabajo ha permitido que el régimen SSCC inicie su aplicación a partir de marzo de 2016.

Finalmente, en materia de gestión 2015, cabe resaltar el importante paso dado por nuestra organización al realizar la primera exportación eléctrica del país. Para ello, confluó el trabajo conjunto con nuestro par CAMESA (operador de Argentina), en la confección y acuerdo de protocolos que regulan y coordinan el accionar de ambos, frente a la operación interconectada SING-SADI, a través de la Línea 345 kV Andes-Salta.

Durante el 2015 entraron en operación la Central Fotovoltaica María Elena (68 MW) y la ampliación de la Central La Huayca (21 MW). Además se interconectaron las plantas fotovoltaicas de Solar Jama I y II (30 MW y 22,5 MW, respectivamente).



Costo Marginal en línea y en tiempo real.

Contamos con una moderna plataforma de lectura remota de medidores de energía.

DIRECCIÓN DE PEAJES (DP)

Determinar los balances y transferencias de energía, potencia y servicios complementarios entre las empresas coordinadas así como la remuneración correspondiente en cada segmento de transmisión - el de transmisión troncal y el de subtransmisión-, es parte de los objetivos centrales de la DP.

GESTIÓN 2015

La gestión de la DP durante el año 2015 estuvo avocada a realizar la implementación del nuevo régimen de las transferencias económicas del SING. Ello ha implicado reformas en materia de procedimientos, modificación de procesos internos en las transferencias económicas, y la implementación de nuevas y mejores herramientas de cálculo.

Durante el año 2015, fue aprobado y publicado el nuevo Procedimiento para la Valorización de Transferencias Económicas. Este contiene un nuevo tratamiento para la valorización de las pruebas de unidades generadoras, las reglas establecidas para el caso de impago de empresas, y también, consagra al Sistema Centralizado de Medidas (SCM), como el medio oficial para la recepción de medidas de energía utilizadas para los procesos de transferencias económicas.

CDEC-SING comenzó la implementación de este sistema desde el año 2013, y ya cuenta con 290 medidores que permiten la lectura remota de medidas de energía, aportando oportunidad, calidad a la data, además de transparencia a todos los integrantes del sistema.

Profundizando la política de promover buenas prácticas, durante el 2015 la DP realizó un nuevo encuentro de trabajo con los coordinados, donde a través de un ejercicio de aplicación práctica, se presentó la nueva regulación a la que se someterán las transferencias de potencia de suficiencia. Esta práctica ha sido bien valorada y reconocida por la industria como un aporte más de CDEC-SING a la transparencia.



En la misma línea anterior, debe entenderse el trabajo realizado a través de herramientas web, que permiten efectuar cálculos de balances de energía y peajes de subtransmisión, desde nuestro sitio web, y determinar y conocer el costo marginal del sistema en tiempo real.

En el balance del año 2015, destacamos la nueva definición del sistema de transmisión troncal y la expansión de éste para robustecer la zona norte del SING, objetivo declarado y buscado durante los últimos años, que ahora comienza a concretarse. A partir de lo anterior, proyectamos que una vez construidas las obras de transmisión recomendadas por la DP, los clientes de las regiones de Arica y Parinacota, y Tarapacá, contarán con una mayor seguridad y mejor calidad de servicio.

Siendo la DP la encargada de la gestión de las licitaciones públicas internacionales de obras de transmisión troncal, destacamos que durante el año 2015 se adjudicó exitosamente la obra nueva de transmisión troncal “Nueva Subestación Crucero-Encuentro”, establecida en el Decreto Exento N° 201/2014.



**Nuestra red WAM
monitorea en tiempo real
enlace SING-SADI.**

**Activa participación en
proceso de integración
técnica de ambos CDEC.**

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO (DPD)

Realizar los estudios de expansión y desarrollo del sistema de transmisión, coordinar las comunicaciones con los titulares de nuevos proyectos que se interconectarán al sistema y asegurar el cumplimiento de las condiciones de acceso abierto a las instalaciones del SING son parte de los objetivos centrales de la nueva Dirección de Planificación y Desarrollo. Esta comenzó a operar a partir de enero de 2015 con una dotación de 18 profesionales organizados en tres departamentos: el Departamento de Planificación, el Departamento de Integridad del Sistema y el Departamento de Investigación y Desarrollo.

GESTIÓN 2015

La primera actividad relevante estuvo concentrada en la revisión de los estudios técnicos y económicos del proyecto de Interconexión SIC-SING, que fueron liderados por la CNE y contaron con el apoyo de consultores nacionales e internacionales. A fines de enero el Ministerio de Energía dio a conocer las obras de interconexión para unir el SIC y el SING, las que fueron recomendadas por la CNE en el Plan de Expansión Troncal 2014-2015 y posteriormente incluidas en el Decreto de Expansión Troncal emitido por el Ministerio de Energía en el mes de abril, para iniciar el proceso de licitación de las obras de transmisión troncal correspondientes.

Seguidamente al anuncio de interconexión entre SING y SIC, entre los meses de febrero y julio se tuvo una activa participación en los Grupos de Trabajo Ley Transmisión y Reforma CDEC, convocados por la CNE para analizar alternativas y preparar los cambios legales correspondientes, que finalmente fueron enviados por el Ejecutivo al Congreso con fecha 7 de agosto.

En la misma línea anterior, a partir de mayo se coordinó con CDEC SIC las acciones tendientes a realizar un proceso de integración técnica entre ambos CDEC, teniendo como objetivo la homologación de procesos y procedimientos para el futuro Coordinador del sistema interconectado nacional. Se elaboró un programa de trabajo conjunto por ejes técnicos (operacional, mercado, planificación, interconexión, normativo y sistemas TI) que fue la base del presupuesto 2016 en materia de integración técnica de los CDEC.



En lo que respecta a la expansión del sistema de transmisión del SING, durante el año 2015 se trabajó en conjunto con la Dirección de Peajes para proponer a la CNE las obras de expansión del sistema de transmisión troncal, luego de finalizar el Estudio de Transmisión Troncal. También, dando cumplimiento a lo indicado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, a fines de diciembre se emitió el primer informe con la determinación de puntos óptimos de seccionamiento del sistema de transmisión troncal del SING.

Durante el año se realizó una segunda versión del Estudio de Integridad del Sistema, cuyo alcance corresponde a un complemento del trabajo realizado en 2014, incorporando los escenarios futuros del año 2018 y 2021, considerando las interconexiones SING-SADI y SING-SIC.

En materia de nuevas tecnologías, durante 2015 se consolida la red WAM a través de la implementación de un servidor en régimen operacional con una interfaz para la operación en tiempo real para su uso en el CDC, la que fue desarrollada por profesionales del Departamento Integridad del Sistema, e incluye el monitoreo del enlace internacional SING-SADI, Andes – Salta.

En materia de investigación y desarrollo, continuando con el trabajo iniciado desde 2012 a través del Plan de Integración de ERNC al SING, cuyo objetivo es enfrentar los desafíos que presenta la incorporación de energía renovables no convencionales (ERNC) al sistema, se elaboró y publicó el “Estudio de Transmisión para la Inserción ERNC: Escenarios 2018 y 2021”, donde se evaluó la capacidad del sistema de transmisión para integrar nuevos proyectos ERNC (solares y eólicos) con una participación de 15% y 19%, en 2018 y 2021 respectivamente, entregando señales de localización para conectarse sin restricciones de transmisión en la red del SING.

En el ámbito de nuevas conexiones al SING, durante el año se interconectaron 4 nuevas plantas fotovoltaicas al SING, con un poco más de 60 MW, más 28 instalaciones de transmisión y 3 instalaciones de clientes. Con el fin de realizar mejoras al proceso de conexiones se efectuó una consultoría que incluyó entrevistas con algunos de los clientes conectados, y se levantaron propuestas de rediseño del proceso, en el marco de un trabajo de levantamiento de procesos liderado por la DAP.

La DPD ha liderado desde mediados de 2015 el programa institucional de Gestión del Conocimiento, denominado COMPORTE. Este está coordinado por un equipo de trabajo transversal que tiene el objetivo de gestionar la adquisición de nuevos conocimientos, compartir internamente los mismos, proveer a los profesionales de la institución material a través del almacenamiento en una biblioteca virtual y apoyar la difusión institucional de información relevante a diversos stakeholders. Un hito relevante del programa que ha enorgullecido al equipo de CDEC-SING fue la adjudicación a tres de nuestros profesionales en el Concurso de Pasantías Internacionales promovido por el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología (CONICYT), para pasantías en España (en el Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia Comillas y en el operador Red Eléctrica de España) y en Alemania (GridLab del operador alemán 50Hertz), con temas de investigación alineados con los objetivos de CDEC-SING.



95%

de nuestros trabajadores asistieron al menos a un curso de capacitación durante el 2015.

Mejora Continua: realizamos el Levantamiento de **24** de nuestros procesos claves.

DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO (DAP)

La Dirección de Administración y Presupuesto, es la encargada de elaborar, coordinar, ejecutar y administrar el Presupuesto anual del CDEC. Entre sus principales funciones se encuentra llevar adelante la política de Gestión de Personas y la Gestión Estratégica.

Junto con liderar el régimen de contrataciones, adquisiciones y compras, corresponde a la DAP proporcionar soporte técnico a las otras Direcciones y al Directorio del CDEC.

GESTIÓN 2015

En materia de Gestión de Recursos, la ejecución presupuestaria durante el año 2015 alcanzó el 99,9%. Estos fueron destinados a importantes proyectos de las Direcciones Técnicas y asesorías extraordinarias, todas necesarias para el funcionamiento de CDEC-SING.

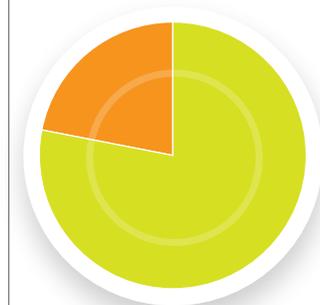
La Gestión de Personas se orientó a realizar acciones y programas que facilitarían la implementación satisfactoria de las modificaciones institucionales definidas.

Se trabajó con énfasis en los procesos de reclutamiento y selección de personal para cubrir las vacantes surgidas debido al crecimiento de la organización y la conformación de la nueva Dirección de Planificación y Desarrollo (DPD). Durante el año 2015 se llevaron a cabo programas de desarrollo organizacional orientados a acompañar a los equipos de trabajo, especialmente a aquellos que se vieron impactados por la reestructuración de la organización realizada en función de los nuevos desafíos y la creación de la nueva Dirección.

En el 2015 se puso en marcha la Evaluación de Clima Organizacional, importante iniciativa enmarcada en el compromiso institucional de mejora continua y fomento del desarrollo del capital humano, promoviendo un clima laboral sustentado en nuestros valores. La Encuesta de Clima Organizacional, que obtuvo una tasa de respuesta del 100%, buscó conocer las percepciones y el grado de satisfacción de los trabajadores de la organización. Fruto de esos resultados se han diseñado los planes que se han comenzado a realizar y que buscan impactar positivamente en la gestión del Clima Organizacional.

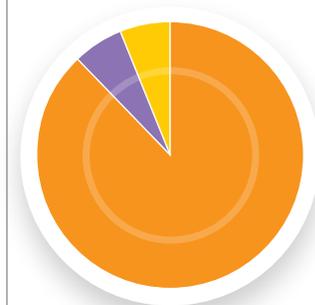


**DOTACIÓN CDEC SING
POR GÉNERO (83 Personas)**



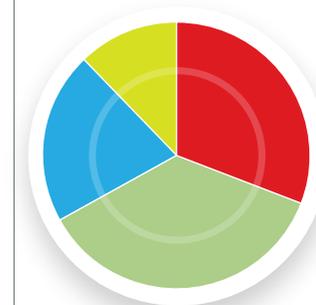
65 HOMBRES
18 MUJERES

**DOTACIÓN CDEC SING
POR PROFESIÓN**



88% PROFESIONALES DE INGENIERÍA
6% OTROS PROFESIONALES
6% TÉCNICOS Y OTROS

**DOTACIÓN CDEC SING
POR EDAD**



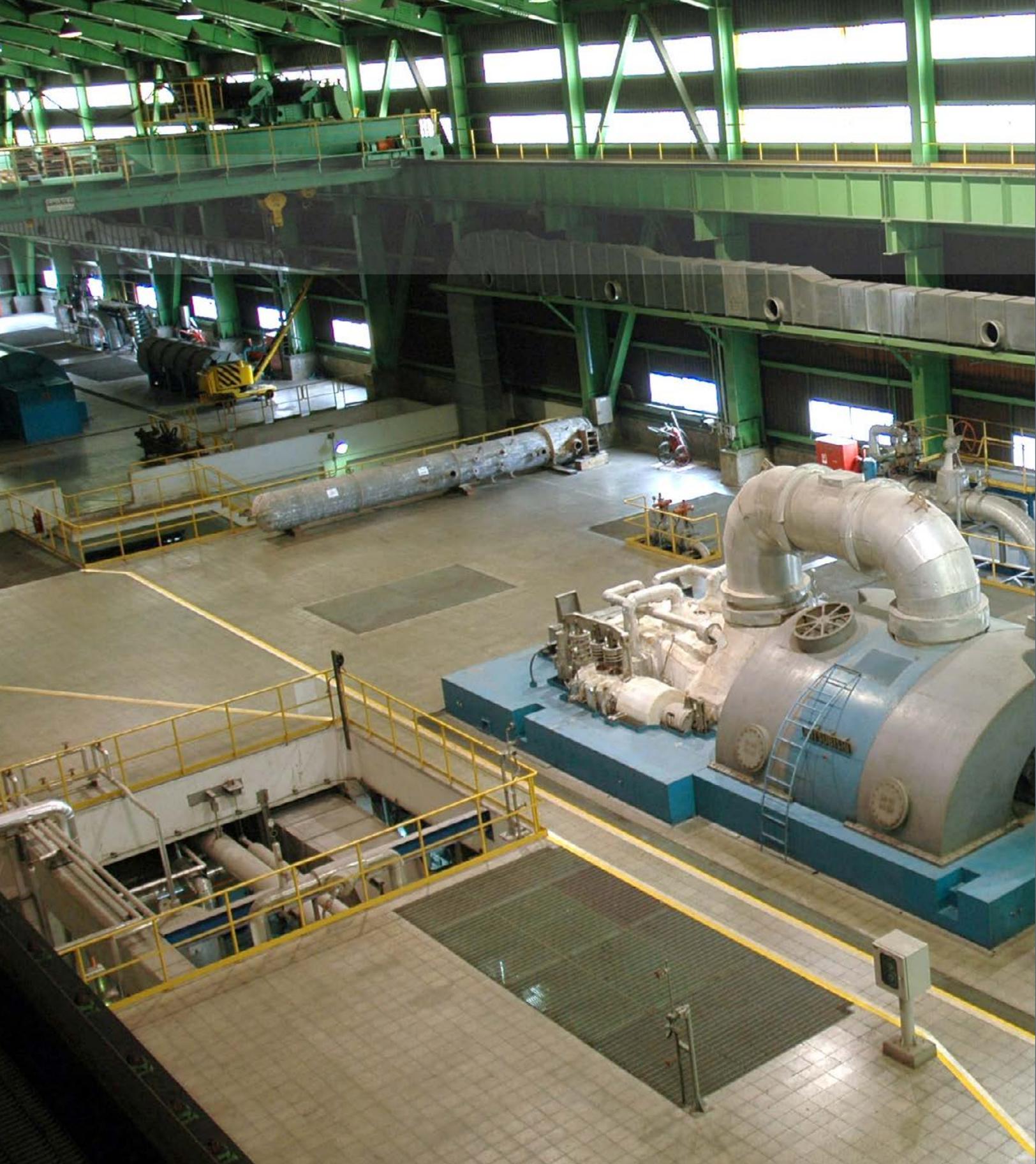
31% HASTA 30 AÑOS
36% ENTRE 31 Y 40 AÑOS
21% ENTRE 41 Y 50 AÑOS
12% MAYOR A 50 AÑOS

CDEC-SING tiene como principal capital a sus trabajadores. Existe para ellos una política permanente de capacitación y desarrollo, la que permitió materializar durante el año 2015, la presencia del 95% de la dotación en distintos cursos y programas de formación. En Gestión Estratégica el énfasis del año estuvo en la mejora, seguimiento y control de la estrategia institucional, materializada en un Mapa Estratégico levantado en distintas instancias de participación interna, y que alcanzó durante la gestión 2015 un cumplimiento global de 94,2%.

Otro de los avances en materia organización fue el levantamiento de los procesos operacionales. Esta tarea considerada estratégica

por la organización, incluyó el análisis de 24 de los principales procesos de CDEC-SING a objeto de documentarlos, identificar riesgos, y eventualmente, rediseñarlos para -a partir de una mirada global- favorecer la sinergia organizacional.

Con satisfacción podemos afirmar que CDEC-SING, en la búsqueda permanente de mayor excelencia y profesionalismo, cuenta con procesos y procedimientos, símbolos de su acción y capacidad de gestión.



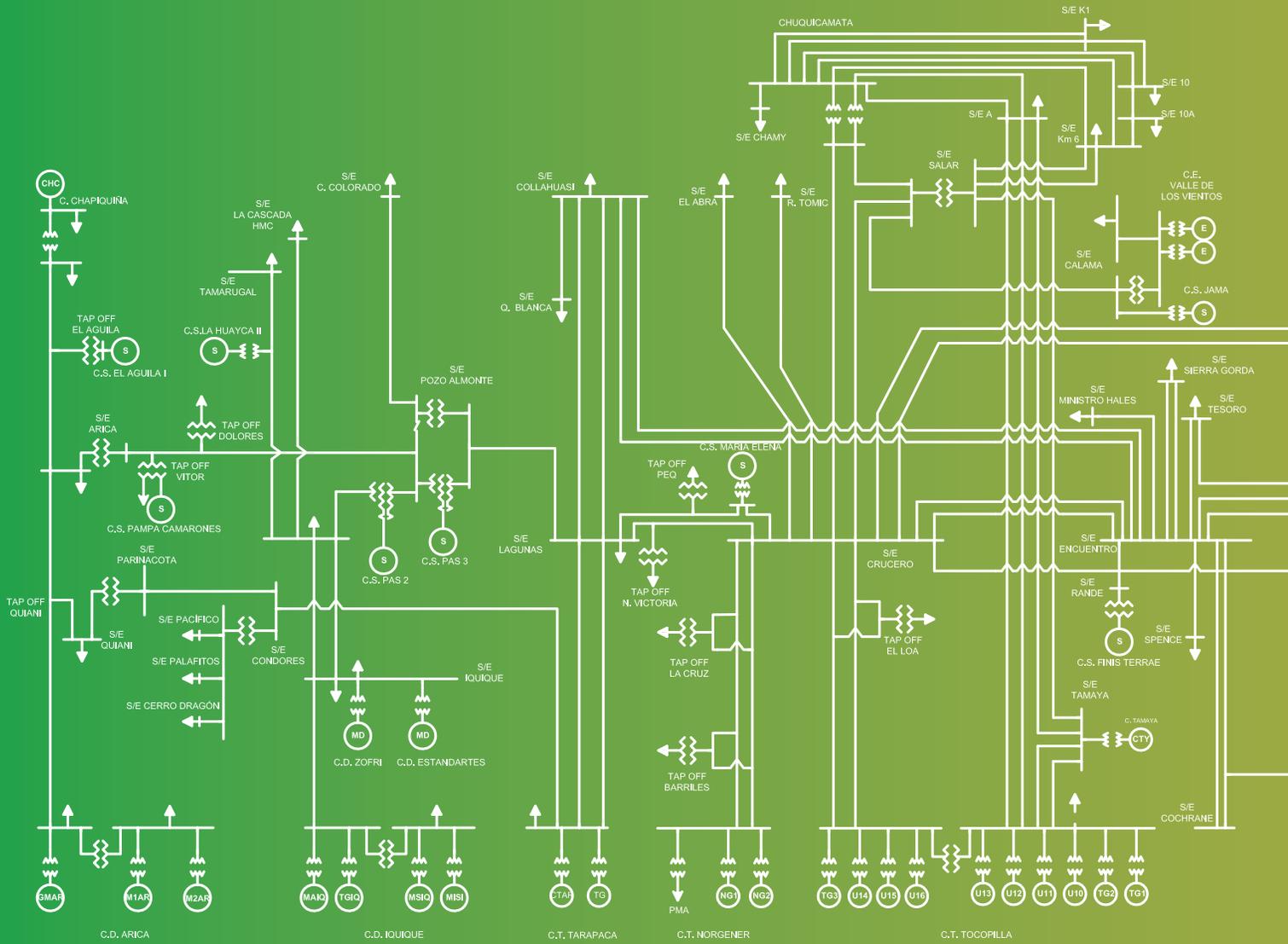


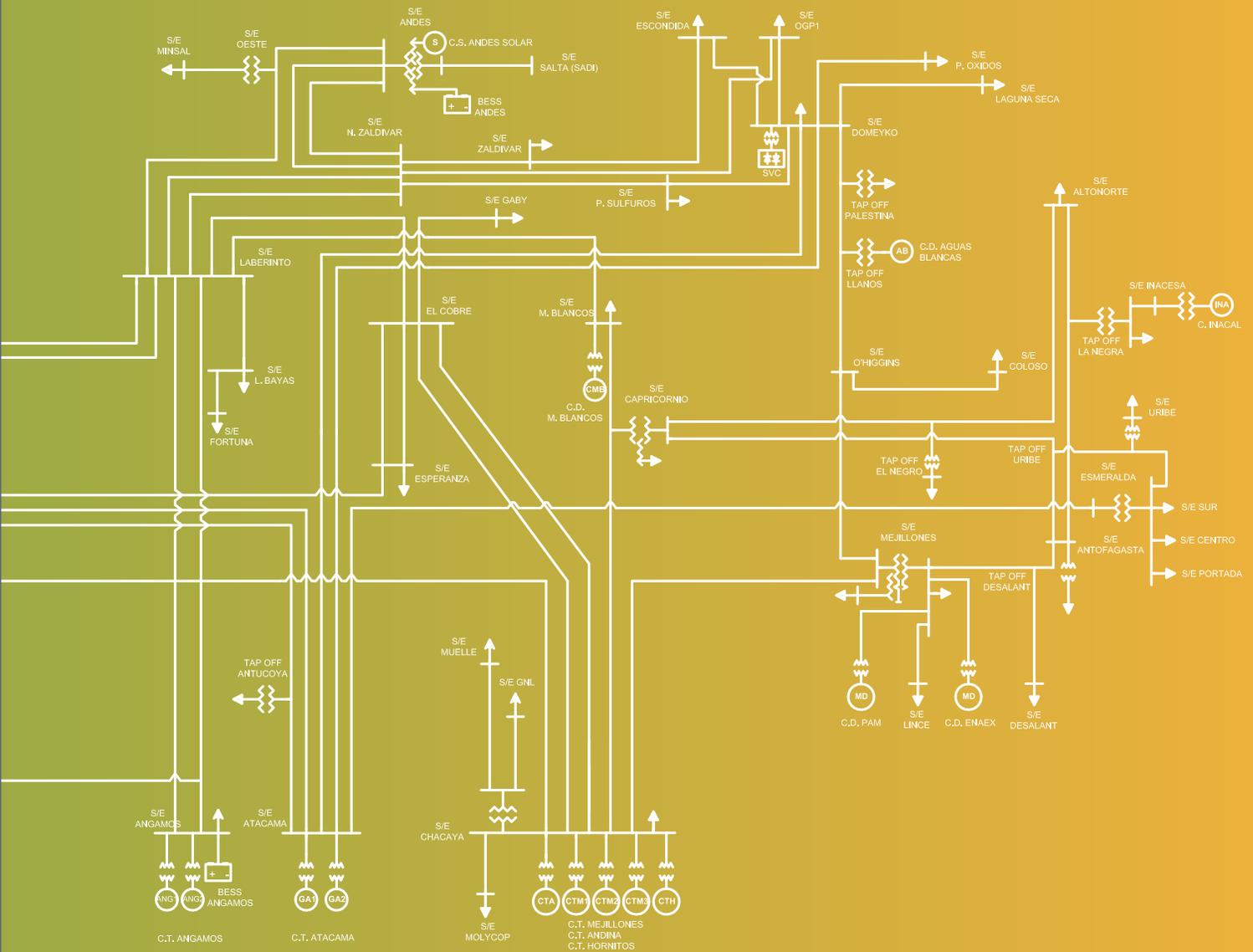
08

INSTALACIONES Y CLIENTES



DIAGRAMA UNILINEAL DE INSTALACIONES DEL SING





UNIDADES GENERADORAS A DICIEMBRE DE 2015

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	N° Componentes	Potencia Bruta Instalada [MW]	Barra Inyección	Tipo Unidad	Fecha Entrada en Operación	
AES Gener (1) (2)	Termoeléctrica Norgener	NT01	1	136,3	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1995	
		NT02	1	141,0	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1997	
Termoeléctrica Andina	Termoeléctrica Andina	CTA	1	177,0	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
Eléctrica Angamos	Termoeléctrica Angamos	ANG1	1	276,9	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
		ANG2	1	281,3	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
CELTA	Termoeléctrica Tarapacá	CTTAR	1	158,0	Tarapacá 220 kV	Vapor-Carbón	1999	
		TGTAR (7)	1	23,8	Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1999	
E-CL	Chapiquiña	CHAP	2	10,2	Arica 66 kV	Hidráulica pasada	1967	
		GMAR	4	8,4	Arica 66 kV	Motor Diesel	1973	
	Diesel Arica	M1AR	3	3,0	Arica 66 kV	Motor Diesel	1953	
		M2AR	2	2,9	Arica 66 kV	Motor Diesel	1964	
		MAIQ	1	5,9	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1972	
	Diesel Iquique	MIIQ	2	2,9	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1963	
		MSIQ	1	6,2	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1985	
		SUIQ	3	4,2	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1957	
		TGIQ	1	23,8	Iquique 66 kV	Turbogas Diesel	1978	
	Diesel Tamaya (3)	SUTA	10	103,7	Central Tamaya 110 kV	Motor FO 6	2009	
		CTM1	1	165,9	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1995	
	Termoeléctrica Mejillones	CTM2	1	175,0	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1998	
		CTM3	2	250,8	Chacaya 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000	
	E-CL	Termoeléctrica Tocopilla (3)	TG1	1	24,7	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
			TG2	1	24,9	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
TG3 (8)			1	37,5	Central Tocopilla 220 kV	Turbogas Gas Natural - Diesel	1993	
Diesel Enaex (4)		U10	1	37,5	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1960	
		U11	1	37,5	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1960	
		U12	1	85,3	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983	
		U13	1	85,5	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985	
		U14	1	136,4	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987	
		U15	1	132,4	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987	
Diesel Enaex (4)		U16	2	400,0	Central Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001	
		CUMMINS	1	0,7	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996	
Diesel Zofri		DEUTZ	3	2,0	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996	
		ZOFRI_1_6	2	1,8	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007	
Enorchile		ZOFRI_2-5	4	5,2	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007	
		ZOFRI_13	1	1,6	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2013	
Diesel Estandartes	ZOFRI_7-12	6	4,8	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2009		
	MIMB	10	28,6	Mantos Blancos 23 kV	Motor FO 6	1995		
Diesel Mantos Blancos (5)	INACAL	4	6,8	La Negra 23 kV	Motor FO 6	2009		
Equipos de Generación	Atacama	CC1	3	395,9	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999	
Gasatacama Chile	Atacama	CC2	3	384,7	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999	
Generación Solar SpA.	María Elena FV	MARIA ELENA FV	1	68,0	María Elena	Solar Fotovoltaica	2015	
Inversiones Hornitos	Termoeléctrica Hornitos	CTH	1	170,1	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011	
Noracid	Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones (6)	PAM	1	17,5	Mejillones 110 kV	Cogeneración	2012	
Ingenova	Diesel Aguas Blancas	AGB	2	2,0	Aguas Blancas 13.2 kV	Motor Diesel	2013	
Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2	PAS2	1	7,5	Central Solar PAS2	Solar	2014	
Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3	PAS3	1	16,0	Central Solar PAS3	Solar	2014	
TECNET	Diesel La Portada	TECNET_1_3_6	3	3,0	La Portada 23 kV	Motor Diesel	2014	
Valle de los Vientos	Eólica Valle de los Vientos	EÓLICA VALLE DE LOS VIENTOS	1	90,0	Valle de los Vientos	Eólico	2014	

Potencia Instalada Total al 31 de Diciembre de 2015

4.165,1

Propietario PMGD (9)	Nombre de la Central	Unidad	N° Componentes	Potencia Total [MW]	Barra de SE Primaria de Distrib. Asoc.	Tipo Unidad	Fecha Entrada en Operación
CAVANCHA	CAVANCHA	CAVA	1	2,8	Cerro Dragón 13,8 kV	Hidráulica pasada	2010
LOS PUQUIOS	LOS PUQUIOS	LOS PUQUIOS	1	2,5	Tamarugal 23 kV	Solar Fotovoltaica	2015
ENERNUEVAS	MINIHIDRO ALTO HOSPICIO	MHAH	1	1,1	Alto Hospicio 13,8 kV	Hidráulica pasada	2010
ENERNUEVAS	MINIHIDRO EL TORO N°2	MHT2	1	1,1	Alto Hospicio 13,8 kV	Hidráulica pasada	2010
ENERNUEVAS	MINIHIDRO SANTA ROSA	MHSR	1	1,3	Alto Hospicio 13,8 kV	Hidráulica pasada	2014
POZO ALMONTE SOLAR 1	PAS1	PAS1	1	9,0	Pozo Almonte 23 kV	Solar Fotovoltaica	2015
PMGD PICA PILOT	PMGD PICA	PMGD PICA	1	0,6	Tamarugal 23 kV	Solar Fotovoltaica	2015
Potencia Instalada Total de PMGD al 31 de Diciembre de 2015				18,4			

Potencia Total SING al 31 de Diciembre de 2015

4.183,5

Notas:

- (1) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.
- (2) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.
- (3) Unidades de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011.
- (4) La Central Diesel Enaex es representada en el CDEC-SING por Gasatacama hasta Mayo 2007. A partir de Junio 2007 es representada por E-CL.
- (5) La Central Diesel Mantos Blancos es representada en el CDEC-SING por ENORCHILE.
- (6) Planta de Cogeneración, potencia corresponde a los excedentes máximos a inyectar al sistema.
- (7) Durante el período enero - noviembre 1999 la Unidad TGTAR perteneció a Endesa. A partir del 12 de Mayo de 1999 se traslada al SIC y se reintegra al SING el 29 de noviembre de 1999, como propiedad de Celta.
- (8) La Unidad TG3 queda disponible para operar con gas natural a partir de septiembre de 2000.
- (9) PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuido.



LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SING - AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA) ⁽⁸⁾	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
AES GENER	Andes - Tap Off Oeste	220	1	38	277	Adicional	1998
	Andes - Nueva Zaldívar	220	2	63,3x2	363,9x2	Adicional	1999
	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70,00	272,07	Adicional	1999
	Nueva Zaldívar - Zaldívar	220	1	0,21	308,65	Adicional	1994
	Central Salta - Andes	345	1	408,00	777	Adicional	1999
	Tap Off Oeste - Minsal (13)	110	1	33	41,15	Adicional	1997
	Laberinto - Lomas Bayas (13)	220	1	10	272,07	Adicional	1997
	Tap Off Oeste - Laberinto (13)	220	1	85	272,07	Adicional	1998
ANGAMOS	Norgener - Crucero (13)	220	2	72x2	426,78x2	Adicional	1997
	Angamos - Laberinto	220	2	142x2	700x2	Adicional	2010
COCHRANE	Est. N°2 Cochrane C1 - Est. N° 4 Angamos C2	220	1	0,05	649,311	Adicional	N/I
	Cochrane-Encuentro Circuito N°2	220	1	152	677,5	Adicional	N/I
CODELCO NORTE	Chuquicamata - 10	100	1	6,5	111,06	Adicional	1988
	Chuquicamata - 10A	100	1	7,450	111,06	Adicional	1988
	Chuquicamata - A	100	2	0,8x2	198,15x2	Adicional	1988
	Chuquicamata - Chamy	100	1	12	111,06	Adicional	1990
	Chuquicamata - K1	100	1	5,850	111,06	Adicional	1988
	Chuquicamata - KM6	100	1	11	111,06	Adicional	1988
	K1 - 10	100	1	1,3	111,06	Adicional	1985
	KM6 - 10A	100	1	5,52	111,06	Adicional	1988
	KM6 - Sopladores	100	1	2,0	447,5	Adicional	1993
	Salar - km6	100	2	2,2x2	111,06x2	Adicional	2005
	Encuentro - MMH	220	1	74,12	273,98	Adicional	2013
	10A - 10	100	1	0	198,15	Adicional	N/I
	E-CL	Central Chapiquiña - Arica	66	1	84	48,01	Adicional
Central Diesel Arica - Arica (5)		66	1	6,8	41,15	Subtransmisión / Adicional	1964
Central Diesel Iquique - Iquique		66	1	1,6	48,01	Adicional	1970
Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°1		66	1	43,6	41,15	Adicional	1964
Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°2		66	1	39,5	56,01	Adicional	1987
Pozo Almonte - Tamarugal		66	1	20,85	41,15	Subtransmisión	1968
Arica - Pozo Almonte		110	1	216,0	68,59	Subtransmisión	1987
Capricornio - Alto Norte		110	1	44,1	137,18	Adicional	2000
Capricornio - Antofagasta		110	1	28,0	137,18	Adicional	2000
Capricornio - Sierra Miranda		110	1	25,1	121,94	Adicional	2007
Chacaya - GNL Mejillones		110	1	11,13	122	Adicional	2010
Mejillones - Antofagasta		110	1	63,3	121,94	Adicional	1987
Central Diesel Tamaya - A		110	1	127,0	144,8	Adicional	2009
Central Diesel Tamaya - Salar		110	1	138,0	144,8	Adicional	2009
Central Tocopilla - A. Circuito N°1		110	1	143,47	79,35	Adicional	1910
Central Tocopilla - A. Circuito N°2		110	1	141	93,36	Adicional	1910
Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya N°3		110	1	14,0	93,36	Adicional	2009
Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya N°4		110	1	15,7	79,35	Adicional	2009
Chacaya - El Cobre		220	2	144x2	350,57x2	Adicional	2011
Laberinto - El Cobre		220	1	2,7	360,86	Adicional	2012
Chacaya - Crucero		220	1	152,7	327,7	Adicional	1987
Chacaya - Mantos Blancos		220	1	66,0	377,24	Adicional	1996
Chacaya - Mejillones		220	1	1,4	377,24	Adicional	1987
Lagunas - Pozo Almonte		220	1	70,0	327,7	Adicional	1987
El Cobre - Gaby		220	1	57,0	327,7	Adicional	2010
Central Tocopilla - Crucero		220	2	71,4x2	419x2	Adicional	1986
Crucero - Chuquicamata		220	1	69,8	442,02	Adicional	1986
Crucero - Radomiro Tomic		220	1	82,0	457,26	Adicional	1996
Crucero - Salar (1)		220	1	74,6	442,0	Adicional	2005
Salar - Chuquicamata (2)		220	1	12,4	442,0	Adicional	2005
Tap Off El Loa - El Loa	220	1	8,4	327,7	Adicional	2000	
Tap Off Desalant - Desalant	110	1	1,9	33,91	Adicional	2003	
KM6 - ACL	100	1	6,063	N/I	Adicional	N/I	

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Nº Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA) ⁽⁸⁾	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
EMELARI	Parinacota - Quiani: Est. N°6 - Quiani	66	1	3,18	25,33	Subtransmisión	37408
	Tap Off Quiani - Est. N°6	66	1	0,41	28,64	Subtransmisión	37408
ENAEX	Mejillones - Enaex	110	1	1,44	182,9	Adicional	N/I
GRACE	Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	110	1	27	70,69	Adicional	2006
HALDEMAN	Pozo Almonte - Sagasca	66	1	50	12	Adicional	1971
	Tap Off Enlace - Antucoya	220	1	25,0	270,17	Adicional	N/I
MINERA ATACAMA MINERALS	Tap Off Llanos - Aguas Blancas	66	1	28,2	N/I	Adicional	N/I
MINERA CERRO COLORADO	Pozo Almonte - Cerro Colorado	110	1	61	164,04	Adicional	1993
MINERA COLLAHUASI	Encuentro - Collahuasi. Circuito N°1	220	1	201	170,71	Adicional	2004
	Encuentro - Collahuasi. Circuito N°2	220	1	201	170,71	Adicional	2012
	Lagunas - Collahuasi	220	2	118x2	109x2	Adicional	1998
MINERA EL TESORO	Encuentro - El Tesoro	220	1	90	327,7	Adicional	2000
MINERA ESCONDIDA	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	245,8x2	Adicional	1999
	Crucero - Laberinto. Circuito N°1	220	1	133	293	Adicional	2010
	Domeyko - Escondida	220	1	7,0	245,8	Adicional	1999
	Domeyko - Laguna Seca	220	1	13	245,8	Adicional	2001
	Domeyko - OGP1	220	1	15,465	264,068	Adicional	N/I
	Domeyko - Planta Óxidos	220	1	1,0	245,8	Adicional	1998
	Domeyko - Sulfuros	220	1	1,0	293	Adicional	2005
	Domeyko - SVC Domeyko	220	1	0,071	274,36	Adicional	N/I
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°1	220	1	89	293	Adicional	2010
	Mejillones - O'Higgins	220	1	74	260,64	Adicional	2006
	Nueva Zaldívar - Escondida	220	1	14	293	Adicional	2010
	Nueva Zaldívar - Sulfuros	220	1	13	293	Adicional	2006
	Nueva Zaldívar - OGP1	220	1	N/I	N/I	Adicional	N/I
	O'Higgins - Coloso	220	1	32	245,78	Adicional	1993
	O'Higgins - Domeyko	220	1	128	245,78	Adicional	1993
	OGP1 - 940	69	1	27	50,55	Adicional	N/I
	Zaldívar - Escondida (3)	220	1	14	293	Adicional	1996
	Laguna Seca - 418	69	1	13	19,12	Adicional	2002
	Escondida - 940	69	1	30	50,55	Adicional	2002
	Escondida - Escondida Norte	69	1	13	94,41	Adicional	2004
	Escondida - Neurara	69	1	65	54,98	Adicional	2008
	Laguna Seca - 640	69	1	12	70,51	Adicional	2002
	Lixiviación - Booster	69	2	2,5x2	64,54x2	Adicional	2013
	Lixiviación - Sulfuros	69	2	14x2	77,08x2	Adicional	2006
	Neurara - Monturaqui	69	1	15	54,98	Adicional	2008
	OLAP - Sulfuros	69	1	6	60,11	Adicional	N/I
	MINERA ESPERANZA	Chacaya - Muelle	110	1	55	97,55	Adicional
Muelle - Guayaques		110	1	50	93,36	Adicional	2010
El Cobre - Esperanza		220	2	81,3x2	179x2	Adicional	2010
El Tesoro - Esperanza		220	1	13	293,41	Adicional	2010
MINERA LOMAS BAYAS	Lomas Bayas - Fortuna	220	1	6,3	187,93	Adicional	2012
MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina - El Peñón	66	1	66	36,01	Adicional	1999
MINERA MICHILLA	Mejillones - El Lince	110	1	74	28,58	Adicional	1991
MINERA QUEBRADA BLANCA	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18	197,38	Adicional	2002
MINERA SPENCE	Encuentro - Spence	220	1	67	318,18	Adicional	2005
MINERA ZALDIVAR	Crucero - Laberinto. Circuito N°2	220	1	133	377,24	Adicional	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°2	220	1	89	377,24	Adicional	1994
MOLY-COP	Chacaya - Molycop	220	1	0,8	327,7	Adicional	2004
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	Calama - Solar Jama	220	1	31,968	137,2	Adicional	N/I
SIERRA GORDA SCM	Tap Off Pampa Lina - Sierra Gorda	220	1	14	115,08	Adicional	2012
SPS LA HUAYCA	Tap Off Tamarugal - La Huayca II	66	1	18	9,56	Adicional	N/I
SQM	Tap Off La Cruz - S/E 021	66	1	7	27,55	Adicional	2007
	Tap Off Nueva Victoria - Llamara	66	1	22,9	42,41	Adicional	2006
	Tap Off Nueva Victoria - Sur Viejo	66	1	16,4	42,41	Adicional	2006



Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA) ⁽⁸⁾	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
TRANSELEC NORTE	Atacama - Encuentro. Circuito N°1	220	1	151	386	Troncal	1999
	Atacama - Encuentro. Circuito N°2	220	1	153	386	Troncal	1999
	Atacama - Esmeralda	220	1	69	197,4	Subtransmisión	2001
	Crucero - El Abra	220	1	101	457,26	Adicional	1995
	Crucero - Encuentro. Circuito N°1	220	1	1	384,9	Troncal	1999
	Crucero - Encuentro. Circuito N°2	220	1	1	384,9	Troncal	1999
	Crucero - Lagunas 1 (6)	220	1	174	182,9	Troncal	1987
	Crucero - Lagunas 2 (7)	220	1	173	182,9	Troncal	1998
	Cóndores - Parinacota	220	1	222	197,38	Subtransmisión	2001
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70	197,38	Subtransmisión	2002
TRANSEMEL	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	254x2	Troncal	1996
	Cóndores - Cerro Dragón	110	1	4,9	104,41	Subtransmisión	2001
	Cóndores - Pacífico	110	1	10	104,4	Subtransmisión	2001
	Cóndores - Palafitos	110	1	8,6	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Centro	110	1	0,6	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - La Portada	110	1	17	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	6,7	104,41	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Uribe	110	1	16	104,41	Adicional	2001
	Salar - Calama	220	1	17,2	330,37	Subtransmisión	N/I
	Tap Off Alto Hospicio - Alto Hospicio	110	1	0,1	104,41	Subtransmisión	2001
	Parinacota - Chinchorro	66	1	3,5	62,64	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	2,4	61,84	Subtransmisión	2003
	Parinacota - Quiani: Parinacota - Est. N°6	66	1	3,9	13,2	Subtransmisión	37408
	Transmisora Baquedano	Est. Bombeo SG 1 - Est. Bombeo SG 2 (10)	110	1	42,7	63,7118	Adicional
Angamos - Est. De Bombeo SG N°1 (11)		110	1	10,96	86,6891	Adicional	2014
Transmisora Mejillones	Encuentro - Sierra Gorda (12)	220	1	77,8x2	225,201	Adicional	2014
Valle de los vientos	Valle de los vientos - Calama N°1	110	1	13,6	137,941	Adicional	2014
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Antofagasta - Alto Norte	110	1	24	68,59	Adicional	1993
Total Líneas 66 kV				417	637		
Total Líneas 69 kV				213	738		
Total Líneas 100 kV				64	2.041		
Total Líneas 110 kV				1.415	3.248		
Total Líneas 220 kV				5.489	23.877		
Total Líneas 345 kV				408	777		
				8.007	31.320		
TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 (9)				8.007	31.320		

Notas:

- (1) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación:
Tramo Crucero-Torre 340 de propiedad de E-CL, Tramo Torre 340-Salar de propiedad de Codelco Norte.
- (2) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación:
Tramo Salar-Torre 340 de propiedad de Codelco Norte, Tramo Torre 340-Chuquicamata de propiedad de E-CL.
- (3) La línea es de propiedad compartida entre Minera Escondida y Minera Zaldívar.
- (4) La línea es de propiedad compartida entre EMELARI y TRANSEMEL.
- (5) Tramo Arica - Tap Arica es de Subtransmisión; tramo Tap Arica - Central Diesel Arica es Adicional.
- (6) Línea propiedad de Transelec S.A., compuesta de dos tramos: Crucero - Nueva Victoria y Nueva Victoria - Lagunas.
- (6) Línea propiedad de Transelec S.A., compuesta de dos tramos: Crucero - María Elena PV y María Elena PV - Lagunas.
- (8) Capacidades de líneas informadas corresponden a la capacidad térmica del conductor.
- (9) Longitudes totales del SING por circuito.
- (10) Línea propiedad de Transmisora Baquedano, compuesta por dos tramos: Patio mufas Est. Bombeo SG 1 - Est. Bombeo SG 1 y Est. Bombeo SG 1 - Est. Bombeo SG 2.
- (11) Línea propiedad de Transmisora Baquedano, compuesta por tres tramos: Angamos - Patio mufas Angamos, Patio mufas Angamos - Patio mufas Est. de Bombeo SG 1 y Patio mufas Est. de Bombeo SG 1 - Est. de Bombeo SG 1.
- (12) Línea propiedad de Transmisora Mejillones, compuesta por dos tramos: Encuentro - Patio de mufas Encuentro y Patio de mufas Encuentro - Sierra Gorda.
- (13) A partir de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2015

Cliente	Categoría	Potencia Conectada [MVA]	Demanda Máxima [MW]	Consumo Anual [GWh]	Suministrador	Barra de Suministro	TIPO
ACF Minera	Minería	2,61	2,89	18,6	CELTA	Lagunas 220 kV	Libre
Algorta Norte	Minería	2,50	5,69	30,7	E-CL, NORACID	Chacaya 110 kV	Libre
Alto Norte	Industrial	104,00	42,62	320,1	E-CL	Alto Norte 110 kV	Libre
Antucoya	Minería	22,57	34,51	71,6	E-CL	Chacaya 110 kV, Tap Off Enlace 220 kV	Libre
Atacama Agua y Tecnología	Industrial	14,00	11,40	87,0	E-CL	Desalant 110 kV	Libre
Atacama Minerals	Minería	20,00	2,42	17,5	ON_GROUP	Aguas Blancas 13 kV	Libre
Cerro Colorado	Minería	90,00	37,17	239,5	E-CL	Pozo Almonte 220 kV	Libre
Cerro Dominador	Minería	13,52	3,63	21,0	E-CL	Calama 110 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Cientes Chapiquiña	-	0,37	0,51	2,0	E-CL	Chapiquiña 66 kV	Libre
Cientes menores	-	0,04	0,08	0,6	E-CL	Arica 110 kV	Libre
Codelco	Minería	1.144,83	475,64	3.471,6	ANDINA, E-CL, AES GENER	Chuquicamata 220 kV, Crucero 220 kV, El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV, Salar 110 kV,	Libre
Collahuasi	Minería	300,00	175,65	1.286,5	CELTA, ENORCHILE, GASATACAMA, POZO ALMONTE 2, POZO ALMONTE 3	Collahuasi 220 kV	Libre
Cosayach	Minería	37,80	4,92	37,0	ENORCHILE	Dolores 110 kV, Pozo Almonte 23 kV, Tamarugal 66 kV	Libre
Ecometales	Minería	1,05	1,35	8,4	AES GENER	KM6 100 kV	Libre
El Abra	Minería	150,00	110,91	791,4	E-CL	Crucero 220 kV	Libre
El Tesoro	Minería	52,00	34,55	227,3	HORNITOS, NORACID	El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Elecda	Distribuidora	0,00	161,98	1.000,7	E-CL	Antofagasta 110 kV, C. Atacama 220 kV, Calama 110 kV, El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV, La Negra 23 kV, Mantos Blancos 220 kV, Mejillones 110 kV, Mejillones 23 kV, Tocopilla 5 kV, Uribe 110 kV	Regulado
Eliqsa	Distribuidora	0,00	83,64	550,2	E-CL	Alto Hospicio 110 kV, CD Iquique 13.8 kV, Cerro Dragón 110 kV, Dolores 110 kV, Iquique 13.8 kV, Lagunas 220 kV, Pozo Almonte 23 kV, Tamarugal 66 kV, Tarapacá 220 kV	Regulado
Emelari	Distribuidora	0,00	49,73	336,6	E-CL	Arica 110 kV, Arica 13.8 kV, CD Arica 13.8 kV, Tap Off Quiani 66 kV	Regulado
Enaex	Industrial	12,00	6,78	49,9	E-CL	Mejillones 110 kV	Libre
GNL Mejillones	Industrial	12,50	2,97	14,6	E-CL	Chacaya 110 kV, Mejillones 23 kV	Libre
Grace	Minería	25,00	10,39	42,5	AES GENER	Barriles 220 kV	Libre
Haldeman	Minería	17,25	5,62	39,4	E-CL	Pozo Almonte 66 kV	Libre
Inacesa	Industrial	18,95	8,94	44,0	ENORCHILE	Inacesa 23 kV	Libre
Lomas Bayas	Minería	133,20	43,60	316,4	E-CL	Laberinto 220 kV	Libre
Mall Antofagasta	Industrial	5,66	5,33	24,2	E-CL	Antofagasta 110 kV	Libre
Mantos Blancos	Minería	50,00	30,22	211,8	ENORCHILE	Mantos Blancos 23 kV	Libre
Megapuerto	Industrial	0,78	1,98	5,3	E-CL	Mejillones 23 kV	Libre
Michilla	Minería	31,20	15,47	97,5	E-CL	Mejillones 110 kV	Libre
Minera Escondida	Minería	1.133,50	541,56	3.726,3	AES GENER, ANGAMOS	C. Atacama 220 kV, Mejillones 220 kV, Zaldivar 220 kV	Libre
Minera Esperanza	Minería	130,00	141,17	961,4	HORNITOS	Chacaya 110 kV, El Cobre 220 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Minera Meridian	Minería	20,00	16,96	115,6	GASATACAMA	C. Atacama 220 kV, Mejillones 220 kV, Zaldivar 220 kV	Libre
Minera Sierra Gorda	Minería	73,53	157,56	942,4	AES GENER	Angamos 220 kV, Encuentro 220 kV	Libre
Minera Zaldivar	Minería	134,00	66,41	473,6	E-CL	Zaldivar 220 kV	Libre
Molycop	Industrial	30,00	16,99	63,0	E-CL	Chacaya 220 kV	Libre
Molynor	Industrial	1,50	3,34	19,6	E-CL	Mejillones 23 kV	Libre
Pampa Camarones	Minería	4,00	2,91	14,1	E-CL	Arica 110 kV	Libre
Polpaico	Industrial	3,83	2,11	7,6	E-CL	Mejillones 23 kV	Libre
Puerto Mejillones	Industrial	4,00	0,99	4,5	E-CL	Mejillones 110 kV	Libre
Quebrada Blanca	Industrial	50,00	22,97	98,9	AES GENER	Collahuasi 220 kV	Libre
Quiborax	Minería	1,70	2,95	15,6	E-CL	El Águila 66 kV	Libre
Sabo	Minería	7,00	4,37	15,2	ENORCHILE, GASATACAMA	Antofagasta 110 kV, Centro 110 kV	Libre
Spence	Minería	180,00	83,55	532,0	ANGAMOS	Encuentro 220 kV	Libre
SQM	Minería	118,28	80,93	562,2	AES GENER, E-CL	El Loa 220 kV, El Negro 110 kV, La Cruz 220 kV, Nva. Victoria 220 kV, Oeste 220 kV	Libre

No se incluyen los consumos de: CAMIÑA, MAMIÑA, NORACID, PUNTA DE LOBOS, Interacid, EnorChile (Tap Off Dolores), dado que no se tiene todos los datos y en conjunto son muy pequeños. Codelco incluye: MINERA CHUQUICAMATA, MINERA GABY, MINERA MINISTRO HALES y MINERA RADOMIRO TOMIC.



09 ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN



I. SING: Capacidad Instalada de Generación

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA PERIODO 2006-2015

EN UNIDADES FÍSICAS [MW]

Empresa \ Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Celta	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
E-CL	719	722	705	693	691	1.796	1.796	1.767	1.767	1.767
Electroandina	992	992	1.000	1.105	1.105					
AES Gener ^{(4) (5)}	643	643	643	643	643	643	643	643	277	277
Gasatacama	783	781	781	781	781	781	781	781	781	781
Norgener ⁽⁴⁾	277	283	283	277	277	277	277	277		
Enorchile				11	11	11	11	41	41	42
Equipos de Generación ⁽³⁾				7	7	7	7	7	7	7
Cavancha ⁽¹⁾					3	3	3	3	3	3
Enernuevas ⁽²⁾					2	2	2	2	2	3
Termoeléctrica Andina						169	169	169	169	177
Inversiones Hornitos						170	170	170	170	170
Eléctrica Angamos						545	545	545	545	558
Noracid							18	18	18	18
SPS La Huayca							1	1	1	
On Group								2	2	2
Pozo Almonte Solar 2									8	8
Pozo Almonte Solar 3									16	16
Tecnet									3	3
Valle de los Vientos									90	90
Generación Solar SpA										68
Parque Solar Los Puquios S.A.										2
Pozo Almonte Solar 1 SpA										9
Atacama Solar S.A.										1
TOTAL	3.596	3.602	3.593	3.699	3.701	4.585	4.604	4.607	4.081	4.183

EN PORCENTAJES [%]

Empresa \ Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Celta	5,1%	5,0%	5,1%	4,9%	4,9%	4,0%	3,9%	3,9%	4,5%	4,3%
E-CL	20,0%	20,0%	19,6%	18,7%	18,7%	39,2%	39,0%	38,4%	43,3%	42,2%
Electroandina	27,6%	27,5%	27,8%	29,9%	29,9%					
AES Gener ^{(4) (5)}	17,9%	17,8%	17,9%	17,4%	17,4%	14,0%	14,0%	14,0%	6,8%	6,6%
Gasatacama	21,8%	21,7%	21,7%	21,1%	21,1%	17,0%	17,0%	16,9%	19,1%	18,7%
Norgener ⁽⁴⁾	7,7%	7,9%	7,9%	7,5%	7,5%	6,0%	6,0%	6,0%		
Enorchile				0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,9%	1,0%	1,0%
Equipos de Generación ⁽³⁾				0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%
Cavancha ⁽¹⁾					0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Enernuevas ⁽²⁾					0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
Termoeléctrica Andina						3,7%	3,7%	3,7%	4,1%	4,2%
Inversiones Hornitos						3,7%	3,7%	3,7%	4,2%	4,1%
Eléctrica Angamos						11,9%	11,8%	11,8%	13,4%	13,3%
Noracid							0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
SPS La Huayca							0,0%	0,0%	0,0%	
On Group								0,0%	0,0%	0,0%
Pozo Almonte Solar 2									0,2%	0,2%
Pozo Almonte Solar 3									0,4%	0,4%
Tecnet									0,1%	0,1%
Valle de los Vientos									2,2%	2,2%
Generación Solar SpA										1,6%
Parque Solar Los Puquios S.A.										0,1%
Pozo Almonte Solar 1 SpA										0,2%
Atacama Solar S.A.										0,0%
TOTAL	100,0%									

(1) Central Cavancha desde el 3 de Noviembre 2010 corresponde a PMGD. Antes de esa fecha estaba representada en el CDEC-SING por E-CL.

(2) Unidades de empresas Enernuevas y SPS La Huayca corresponden a PMGD.

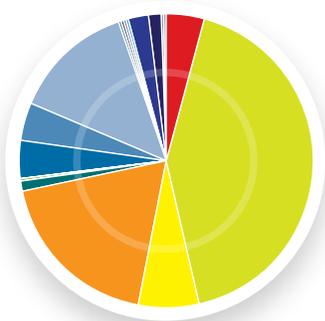
(3) Ex Inacal.

(4) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener.

(5) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.

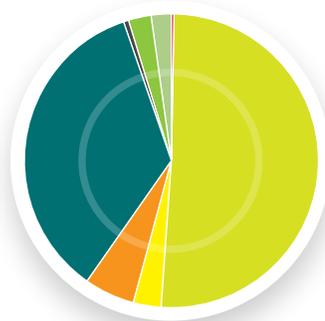


CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA



4,3%	CELTA	0,4%	NORACID
42,2%	E-CL	0,0%	ON GROUP
6,6%	AES GENER ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾	0,2%	POZO ALMONTE SOLAR 2
18,7%	GASATACAMA	0,4%	POZO ALMONTE SOLAR 3
1,0%	ENORCHILE	0,1%	TECNET
0,2%	EQUIPOS DE GENERACIÓN ⁽³⁾	2,2%	VALLE DE LOS VIENTOS
0,1%	CAVANCHA ⁽¹⁾	1,6%	GENERACIÓN SOLAR SPA
0,1%	ENERNUEVAS ⁽²⁾	0,1%	PARQUE SOLAR LOS PUQUIOS S.A.
4,2%	TERMOELÉCTRICA ANDINA	0,2%	POZO ALMONTE SOLAR 1 SPA
4,1%	INVERSIONES HORNITOS	0,0%	ATACAMA SOLAR S.A.
13,3%	ELÉCTRICA ANGAMOS		

CAPACIDAD INSTALADA POR COMBUSTIBLE



0,39%	HIDROELÉCTRICA
50,72%	CARBÓN
3,32%	DIESEL
5,41%	FUEL OIL
35,12%	GAS NATURAL ⁽¹⁾
0,42%	COGENERACIÓN
2,46%	SOLAR
2,15%	EÓLICO

(1) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.

(1) Central Cavancha desde el 3 de Noviembre 2010 corresponde a PMGD. Antes de esa fecha estaba representada en el CDEC-SING por E-CL.

(2) Unidades de empresas Enernuevas, SPS La Huayca, Los Puquios, Pozo Almonte Solar 1 y PMGD Pica Pilot corresponden a PMGD.

(3) Ex Inacal.

(4) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener

(5) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE PERIODO 2006-2015

EN UNIDADES FÍSICAS (MW)

Combustible	Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidro	E-CL	13	13	13	10	10	10	10	10	10	10
	Cavancha (2)				3	3	3	3	3	3	3
	Enernuevas (7)					2	2	2	2	2	3
Subtotal		13	13	13	13	15	15	15	15	15	16
Carbón	Celta	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0
	E-CL	340,9	340,9	340,9	340,9	340,9	340,9	780,5	780,5	780,5	780,5
	Electroandina	429,4	429,4	437,5	439,6	439,6	439,6				
	Norgener (5)	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3		
	Andina						168,8	168,8	168,8	168,8	177,0
	Hornitos						170,1	170,1	170,1	170,1	170,1
	Angamos						545,0	545,0	545,0	545,0	558,2
Subtotal		1.206	1.206	1.214	1.216	1.216	2.100	2.100	2.100	2.100	2.121
Diesel	Celta	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	E-CL	62	65	48	48	48	48	98	98	98	98
	Electroandina	50	50	50	50	50	50				
	Gasatacama	3									
	Enorchile		6	6	11	11	11	11	12	12	12
	On Group								2	2	2
	Tecnet									3	3
Subtotal		138	144	127	132	132	132	132	135,715	138,715	139
Fuel Oil	E-CL (1)	53	53	53	41	41	41	219	191	191	191
	Electroandina	75	75	75	179	179	179				
	Equipos de Generación (3)				7	7	7	7	7	7	7
	Enorchile (4)								29	29	29
Subtotal		128	128	128	226	226	226	226	226	226	226
Gas Natural	E-CL	251	251	251	251	251	251	688	688	688	688
	AES Gener (6)	643	643	643	643	643	643	643	643		
	Gasatacama	781	781	781	781	781	781	781	781	781	781
	Electroandina	438	438	438	438	438	438				
Subtotal		2.112	1.469	1.469							
Cogeneración	Noracid							18	18	18	18
Subtotal								18	18	18	18
Solar	SPS La Huayca							1	1	1	0
	Pozo Almonte Solar 2									8	8
	Pozo Almonte Solar 3									16	16
	Generación Solar Spa										68
	Pozo Almonte Solar 1 (7)										9
	Los Puquios (7)										2
Subtotal								1	1	25	103
Eólico	Valle de los Vientos									90	90
Subtotal										90	90
TOTAL		3.596	3.602	3.593	3.699	3.701	4.585	4.604	4.607	4.081	4.181

Notas:

- (1) Las unidades generadoras de E-CL que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil.
- (2) La Central Cavancha desde el 3 de Noviembre de 2010 corresponde a PMGD.
- (3) Ex Inacal
- (4) Las unidades generadoras de Enorchile que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil.
- (5) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener
- (6) Desde 2014 se deja de considerar la Central Salta de propiedad de AES Gener en la Capacidad Instalada del SING.
- (7) Corresponden a unidades del tipo PMGD.



II. SING: Generación de Energía

GENERACIÓN POR EMPRESA Y UNIDAD AÑO 2015 (GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
E-CL													
CHAPIQUIÑA	3,98	3,74	4,43	3,61	3,33	3,18	3,76	3,58	3,89	4,57	4,06	4,27	46,41
CD ARICA	0,86	0,62	0,98	1,31	0,95	2,00	0,77	0,90	0,78	0,95	1,01	0,74	11,87
CD IQUIQUE	0,81	0,62	0,78	1,34	0,88	2,31	0,91	0,84	0,47	0,24	0,32	0,23	9,74
CTM3	30,22	99,02	57,72	21,93	2,10	0,04	0,00	6,59	0,00	4,43	10,96	16,55	249,55
CTM2	30,41	98,99	94,35	103,71	113,54	108,01	114,27	113,31	110,36	114,41	101,66	109,65	1.212,66
CTM1	103,44	96,85	99,27	53,32	109,03	107,42	0,70	0,00	67,74	106,06	91,72	97,99	933,52
DEUTZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CUMMINS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
U10 - U11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
U12 - U13	70,08	56,59	55,40	91,07	102,32	89,75	62,32	91,91	92,72	103,58	93,32	92,31	1.001,36
U14 - U15	168,86	157,39	149,88	169,51	144,05	112,67	167,13	168,91	131,95	83,39	115,56	169,64	1.738,95
U16	115,28	2,51	99,39	124,07	133,65	124,81	139,18	114,78	125,82	122,34	112,68	106,54	1.321,04
TG1	0,24	0,11	0,13	0,13	0,06	1,02	0,20	0,21	0,05	0,41	0,14	0,20	2,92
TG2	0,17	0,11	0,16	0,15	0,07	1,08	0,21	0,21	0,05	0,47	0,31	0,25	3,24
TG3	0,44	0,63	0,68	0,72	0,52	1,46	0,13	0,00	0,32	1,14	1,45	0,94	8,43
Solar El Águila (2)	0,40	0,28	0,43	0,37	0,35	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,38	0,38	4,48
SUTA	4,95	5,06	6,13	6,39	8,50	2,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,13
Total Gen. Bruta	530,14	522,52	569,74	577,62	619,34	556,19	489,93	501,63	534,53	542,40	533,57	599,68	6.577,29
Consumos Propios	32,61	28,31	39,26	41,66	41,66	39,76	28,91	32,82	32,82	39,17	40,66	43,64	441,27
Total Gen. Neta	497,53	494,21	530,48	535,96	577,68	516,43	461,02	468,81	501,71	503,23	492,91	556,04	6.136,02
CELTA													
CTTAR	102,37	93,11	70,53	77,19	98,24	84,85	102,15	59,49	80,39	42,19	70,84	76,41	957,76
TGTAR	0,18	0,40	0,51	0,70	0,39	1,77	0,50	0,83	0,52	0,93	0,69	0,78	8,20
Total Gen. Bruta	102,55	93,51	71,03	77,90	98,63	86,62	102,64	60,32	80,91	43,12	71,53	77,19	965,96
Consumos Propios	8,25	7,36	5,61	6,47	6,47	7,01	8,56	4,78	6,95	4,24	6,60	6,60	78,89
Total Gen. Neta	94,30	86,15	65,42	71,43	92,16	79,61	94,08	55,54	73,96	38,88	64,93	70,59	887,07
GASATACAMA													
TG1A	18,95	12,75	33,02	12,30	18,90	28,35	3,92	3,25	5,02	11,27	13,74	8,43	169,89
TG1B	35,48	22,74	4,93	2,56	31,83	46,28	31,03	42,47	1,43	10,84	24,97	9,43	263,98
TV1C	28,52	17,75	15,98	2,91	24,21	37,84	16,71	22,95	3,23	9,65	22,07	6,49	208,31
TG2A	0,78	15,66	0,00	31,92	22,59	26,73	46,69	23,81	16,70	58,01	15,47	6,40	264,77
TG2B	11,66	14,31	13,69	17,31	27,19	19,05	48,71	17,58	11,76	16,84	11,09	6,41	215,60
TV2C	6,48	16,05	7,07	24,47	25,32	23,37	53,18	21,07	14,08	40,31	13,85	3,74	249,00
Total Gen. Bruta	101,87	99,26	74,69	91,47	150,04	181,62	200,23	131,14	52,23	146,92	101,18	40,89	1.371,55
Consumos Propios	3,68	4,02	3,05	3,49	3,49	5,01	5,10	4,61	2,93	4,86	4,26	4,12	48,62
Total Gen. Neta	98,19	95,24	71,64	87,98	146,55	176,61	195,13	126,53	49,30	142,06	96,92	36,77	1.322,93
AES GENER (3)													
NT01	98,60	83,36	94,45	96,38	100,52	95,49	100,45	98,55	97,59	80,69	68,92	98,24	1.113,24
NT02	92,61	86,50	71,55	0,00	0,00	64,69	100,06	95,55	89,65	95,06	86,29	82,64	864,60
CC1 (AES GENER)	29,03	7,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,50
CTM3 (AES GENER)	26,87	0,00	15,70	87,26	21,23	78,17	74,73	94,51	79,22	119,75	56,06	66,79	720,29
Total Gen. Bruta	247,11	177,32	181,71	183,64	121,75	238,34	275,24	288,61	266,47	295,50	211,27	247,67	2.734,64
Consumos Propios	15,96	12,92	12,95	11,81	11,81	16,26	18,73	18,94	19,50	20,32	15,82	18,68	193,70
Total Gen. Neta	231,15	164,40	168,76	171,83	109,94	222,08	256,51	269,67	246,97	275,18	195,45	228,99	2.540,94

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
CAVANCHA													
CAVA	1,49	1,30	1,52	1,42	1,39	1,40	1,48	1,52	1,47	1,49	1,50	1,51	17,48
Total Gen. Bruta	1,49	1,30	1,52	1,42	1,39	1,40	1,48	1,52	1,47	1,49	1,50	1,51	17,48
Consumos Propios	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,24
Total Gen. Neta	1,47	1,28	1,50	1,40	1,37	1,38	1,46	1,50	1,45	1,47	1,48	1,49	17,24
ENORCHILE													
ZOFRI_1_6	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,11	0,03	0,05	0,04	0,05	0,08	0,05	0,57
ZOFRI_2-5	0,15	0,18	0,26	0,25	0,22	0,59	0,13	0,23	0,16	0,20	0,23	0,18	2,78
ZOFRI_7-12	0,11	0,17	0,34	0,44	0,32	0,69	0,18	0,28	0,25	0,48	0,49	0,32	4,07
ZOFRI_13	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,08	0,08	0,15	0,16	0,10	0,64
MIMB	0,66	0,65	1,17	1,41	1,86	2,51	0,82	1,04	0,69	0,87	0,96	0,67	13,33
Total Gen. Bruta	0,98	1,03	1,80	2,14	2,44	3,91	1,19	1,70	1,21	1,76	1,92	1,33	21,40
Consumos Propios	0,05	0,05	0,07	0,07	0,07	0,12	0,05	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,79
Total Gen. Neta	0,93	0,98	1,73	2,07	2,37	3,79	1,14	1,63	1,15	1,70	1,86	1,27	20,61
EQUIPOS DE GENERACIÓN ⁽¹⁾													
INACAL1 - 4	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,04	0,17	0,18	0,21	0,41	0,36	1,41
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,04	0,17	0,18	0,21	0,41	0,36	1,41
Consumos Propios	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,00	0,00	0,04	0,09
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,04	0,16	0,15	0,21	0,41	0,32	1,32
ANDINA													
CTA1	115,83	104,06	105,88	71,34	36,99	101,23	107,39	115,84	97,85	110,67	107,06	115,35	1.189,47
Total Gen. Bruta	115,83	104,06	105,88	71,34	36,99	101,23	107,39	115,84	97,85	110,67	107,06	115,35	1.189,47
Consumos Propios	11,40	10,28	10,95	7,10	7,10	10,50	11,04	11,49	9,86	11,03	11,39	11,49	123,63
Total Gen. Neta	104,43	93,78	94,93	64,24	29,89	90,73	96,35	104,35	87,99	99,64	95,67	103,86	1.065,84
ANGAMOS													
ANG1	159,07	120,90	148,33	168,32	182,08	76,46	60,84	182,68	175,70	188,35	178,36	166,20	1.807,29
ANG2	165,47	158,35	177,78	186,96	194,20	180,12	130,65	106,57	187,36	192,60	190,34	193,77	2.064,16
Total Gen. Bruta	324,54	279,26	326,11	355,28	376,27	256,58	191,49	289,26	363,06	380,95	368,70	359,96	3.871,45
Consumos Propios	33,48	34,93	36,01	36,39	36,39	27,16	21,56	27,66	36,23	36,39	35,77	36,30	398,27
Total Gen. Neta	291,06	244,33	290,10	318,89	339,88	229,42	169,93	261,60	326,83	344,56	332,93	323,66	3.473,18
ENERNUEVAS													
MHAH - MHT2 - MHSR	1,22	1,53	1,82	1,74	1,87	1,72	1,58	1,78	1,71	1,80	1,72	1,69	20,17
Total Gen. Bruta	1,22	1,53	1,82	1,74	1,87	1,72	1,58	1,78	1,71	1,80	1,72	1,69	20,17
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	1,22	1,53	1,82	1,74	1,87	1,72	1,58	1,78	1,71	1,80	1,72	1,69	20,17
HORNITOS													
CTH1	105,25	98,54	115,04	114,28	112,41	84,47	116,54	117,78	113,92	88,22	111,16	115,41	1.293,01
Total Gen. Bruta	105,25	98,54	115,04	114,28	112,41	84,47	116,54	117,78	113,92	88,22	111,16	115,41	1.293,01
Consumos Propios	11,71	10,79	12,21	11,94	11,94	8,93	12,12	12,24	11,82	9,10	11,12	11,93	135,85
Total Gen. Neta	93,54	87,75	102,83	102,34	100,47	75,54	104,42	105,54	102,10	79,12	100,04	103,48	1.157,16



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
NORACID													
PAM	11,37	10,37	10,74	11,90	12,01	11,28	11,66	10,48	11,25	11,44	10,69	10,72	133,91
Total Gen. Bruta	11,37	10,37	10,74	11,90	12,01	11,28	11,66	10,48	11,25	11,44	10,69	10,72	133,91
Consumos Propios	0,10	0,10	0,11	0,00	0,00	0,04	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51
Total Gen. Neta	11,27	10,27	10,63	11,90	12,01	11,24	11,66	10,32	11,25	11,44	10,69	10,72	133,40
SPS LA HUAYCA													
HUAYCA1 (4)	1,49	1,36	1,48	1,47	1,44	0,71	3,01	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	13,21
LA HUAYCA II	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	2,83	5,40	5,55	5,47	5,25	24,66
Total Gen. Bruta	1,49	1,36	1,48	1,47	1,44	0,71	3,17	5,09	5,40	5,55	5,47	5,25	37,88
Consumos Propios	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,22
Total Gen. Neta	1,48	1,35	1,47	1,46	1,43	0,71	3,15	5,06	5,37	5,52	5,44	5,22	37,66
ONGROUP													
AGB	0,06	0,04	0,01	0,05	0,03	0,17	0,04	0,10	0,12	0,11	0,09	0,07	0,89
Total Gen. Bruta	0,06	0,04	0,01	0,05	0,03	0,17	0,04	0,10	0,12	0,11	0,09	0,07	0,89
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	0,06	0,04	0,01	0,05	0,03	0,17	0,04	0,10	0,12	0,11	0,09	0,07	0,89
VALLE DE LOS VIENTOS													
VALLE DE LOS VIENTOS	22,60	20,64	20,74	16,11	17,05	16,83	19,24	20,33	18,47	18,12	20,94	21,15	232,22
Total Gen. Bruta	22,60	20,64	20,74	16,11	17,05	16,83	19,24	20,33	18,47	18,12	20,94	21,15	232,22
Consumos Propios	0,10	0,09	0,10	0,08	0,08	0,06	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,87
Total Gen. Neta	22,50	20,55	20,64	16,03	16,97	16,77	19,19	20,28	18,42	18,06	20,87	21,07	231,35
LOS PUQUIOS													
LOS PUQUIOS	0,33	0,37	0,41	0,39	0,37	0,33	0,36	0,39	0,42	0,42	0,43	0,44	4,65
Total Gen. Bruta	0,33	0,37	0,41	0,39	0,37	0,33	0,36	0,39	0,42	0,42	0,43	0,44	4,65
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	0,33	0,37	0,41	0,39	0,37	0,33	0,36	0,39	0,42	0,42	0,43	0,44	4,65
POZO ALMONTE SOLAR 2													
POZO ALMONTE SOLAR 2	1,49	1,54	1,52	1,60	1,47	1,38	1,45	1,61	1,84	1,99	2,19	2,21	20,30
Total Gen. Bruta	1,49	1,54	1,52	1,60	1,47	1,38	1,45	1,61	1,84	1,99	2,19	2,21	20,30
Consumos Propios	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,12
Total Gen. Neta	1,48	1,53	1,51	1,59	1,46	1,37	1,44	1,60	1,83	1,98	2,18	2,20	20,18
POZO ALMONTE SOLAR 3													
POZO ALMONTE SOLAR 3	4,59	3,65	3,75	3,37	3,17	2,97	3,14	3,46	3,95	4,18	4,69	4,74	45,66
Total Gen. Bruta	4,59	3,65	3,75	3,37	3,17	2,97	3,14	3,46	3,95	4,18	4,69	4,74	45,66
Consumos Propios	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,24
Total Gen. Neta	4,57	3,63	3,73	3,35	3,15	2,95	3,12	3,44	3,93	4,16	4,67	4,72	45,42
TECNET													
TECNET	0,09	0,06	0,09	0,03	0,06	0,11	0,02	0,05	0,08	0,17	0,15	0,15	1,05
Total Gen. Bruta	0,09	0,06	0,09	0,03	0,06	0,11	0,02	0,05	0,08	0,17	0,15	0,15	1,05
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	0,09	0,06	0,09	0,03	0,06	0,11	0,02	0,05	0,08	0,17	0,15	0,15	1,05

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
GENERACIÓN SOLAR													
María Elena FV	17,59	15,90	14,40	14,25	13,02	11,32	12,48	13,94	16,97	17,48	19,34	16,26	182,95
Total Gen. Bruta	17,59	15,90	14,40	14,25	13,02	11,32	12,48	13,94	16,97	17,48	19,34	16,26	182,95
Consumos Propios	0,08	0,07	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,07	1,01
Total Gen. Neta	17,51	15,83	14,32	14,16	12,93	11,23	12,39	13,85	16,88	17,39	19,26	16,19	181,94
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III													
SOLAR JAMA 1	0,00	0,00	0,00	2,64	6,77	5,92	6,65	7,29	8,75	8,86	9,46	10,08	66,42
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,00	2,64	6,77	5,92	6,65	7,29	8,75	8,86	9,46	10,08	66,42
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,00	2,64	6,77	5,92	6,65	7,29	8,75	8,86	9,46	10,08	66,42
POZO ALMONTE SOLAR 1													
PMGD-PAS1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	1,91	2,21	2,53	2,58	2,50	2,88	15,37
Total Gen. Bruta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	1,91	2,21	2,53	2,58	2,50	2,88	15,37
Consumos Propios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,07
Total Gen. Neta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	1,90	2,20	2,52	2,57	2,49	2,87	15,30
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.590,58	1.432,24	1.502,48	1.528,62	1.576,51	1.563,88	1.547,89	1.574,69	1.583,32	1.683,94	1.585,96	1.634,99	18.805,11
Consumos Propios	117,48	108,98	120,47	119,16	119,16	115,00	106,29	113,01	120,43	125,41	125,92	133,10	1.424,39
Generación Neta	1.473,10	1.323,26	1.382,01	1.409,46	1.457,35	1.448,88	1.441,60	1.461,68	1.462,89	1.558,53	1.460,04	1.501,89	17.380,72
Pérdidas de Transmisión	35,50	47,32	25,27	34,93	42,51	34,10	41,25	42,04	40,93	40,93	37,50	41,25	463,56
Ventas a clientes libres	1.280,83	1.134,75	1.191,82	1.216,23	1.263,31	1.258,45	1.236,98	1.257,10	1.269,90	1.357,20	1.267,02	1.299,31	15.032,90
Ventas a clientes regulados	156,77	141,19	164,92	158,30	151,53	156,33	163,37	162,54	152,06	160,40	155,53	161,33	1.884,26
Total Ventas	1.437,60	1.275,94	1.356,74	1.374,53	1.414,84	1.414,78	1.400,35	1.419,64	1.421,96	1.517,60	1.422,54	1.460,64	16.917,16
TOTAL SING (en %)													
Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	7%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	8%	7%	8%	8%	8%
Generación Neta	93%	92%	92%	92%	92%	93%	93%	93%	92%	93%	92%	92%	92%
Pérdidas de Transmisión	2%	3%	2%	2%	3%	2%	3%	3%	3%	2%	2%	3%	2%
Ventas a clientes libres	81%	79%	79%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	81%	80%	79%	80%
Ventas a clientes regulados	10%	10%	11%	10%	10%	10%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Total Ventas	90%	89%	90%	89%	90%								

(1) Ex Inacal

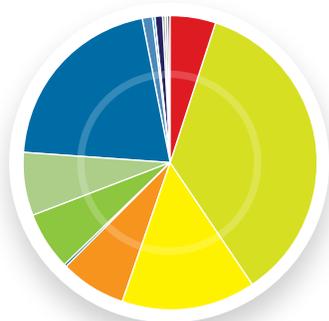
(2) Central en periodo de pruebas

(3) A partir del 01 de junio de 2014 la empresa Norgener es absorbida por la empresa AES Gener

(4) Central PMGD de SPS La Huayca sale de servicio en junio de 2015

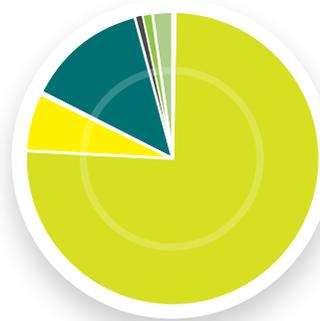


GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA



5,1%	CELTA
35,0%	E-CL
14,5%	AES GENER
7,3%	GASATACAMA
0,1%	ENORCHILE
0,0%	EQUIPOS DE GENERACIÓN
6,3%	TERMOELÉCTRICA ANDINA
6,9%	INVERSIONES HORNITOS
20,6%	ELÉCTRICA ANGAMOS
0,0%	TECNET
0,1%	CAVANCHA
1,0%	GENERACIÓN SOLAR SPA
0,1%	ENERNUEVAS
0,0%	LOS PUQUIOS
1,2%	VALLE DE LOS VIENTOS
0,1%	POZO ALMONTE SOLAR 2
0,2%	POZO ALMONTE SOLAR 3
0,7%	NORACID
0,2%	SPS LA HUAYCA
0,0%	ON GROUP
0,4%	PLANTA SOLAR SAN PEDRO III
0,1%	POZO ALMONTE SOLAR 1

GENERACIÓN BRUTA POR COMBUSTIBLE



0,4%	HIDROELÉCTRICA
75,4%	CARBÓN
6,5%	DIESEL
0,2%	FUEL OIL ⁽¹⁾
13,5%	GAS NATURAL
0,7%	COGENERACIÓN
1,2%	EÓLICA
2,0%	SOLAR

(1) Las unidades generadoras que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING. PERÍODO 2006 - 2015 (GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CELTA										
CTTAR	830	1.012	981	1.065	1.076	973	848	912	911	958
TGTAR	2	14	18	11	10	8	4	6	5	8
Total Generación Bruta	832	1.026	999	1.076	1.086	981	852	919	916	966
Consumos Propios	72	84	81	86	86	75	74	74	76	79
Total Generación Neta	760	941	918	990	999	906	778	844	840	887
E-CL										
CHAPIQUIÑA	55	53	53	47	42	40	49	44	48	46
CAVANCHA (1)	15	15	15	15	13					
CD ARICA	7	33	32	17	25	16	12	15	11	12
CD IQUIQUE	13	50	60	31	42	34	18	11	9	10
CD ANTOFAGASTA (4)	15	32	6	0	0					
CD MANTOS BLANCOS	25	7	0	69	88	49	40	21		
CD ENAEX		1	0	1	1		0	0	0	0
CTM1	880	1.057	1.202	1.191	1.114	1.118	1.204	1.146	1.132	934
CTM2	1.033	1.188	1.298	1.282	1.220	1.159	1.163	1.100	1.116	1.213
CTM3	600	400	814	632	367	310	306	155	182	250
U10 - U11 (3)						0	7	32	0	0
U12 - U13 (3)						22	986	936	1.012	1.001
U14 - U15 (3)						127	1.915	1.875	1.707	1.739
U16 (3)						102	1.422	1.451	1.460	1.321
TG1 - TG2 (3)						0	2	5	3	6
TG3 (3)						1	8	14	11	8
Solar El Águila								2	4	4
SUTA (3)						9	137	258	173	33
Total Generación Bruta	2.643	2.837	3.480	3.285	2.912	2.988	7.270	7.064	6.868	6.577
Consumos Propios	169	200	230	225	199	219	472	429	495	441
Total Generación Neta	2.475	2.637	3.250	3.060	2.713	2.769	6.798	6.635	6.373	6.136

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ELECTROANDINA										
U09										
U10 - U11 (3)	19	187	322	112	45	32				
U12 - U13 (3)	463	1.052	1.125	1.121	1.167	609				
U14 - U15 (3)	1.688	1.905	1.784	1.820	1.888	1.447				
U16 (3)	1.884	936	474	732	1.527	1.095				
TG1 - TG2 (3)	0	12	25	12	4	7				
TG3 (3)	12	40	56	33	20	16				
SUTA (3)				184	187	151				
Total Generación Bruta	4.066	4.132	3.785	4.014	4.838	3.357				
Consumos Propios	218	255	254	249	294	215				
Total Generación Neta	3.848	3.877	3.531	3.764	4.545	3.142				
AES GENER (6)										
CC Salta	2.285	1.628	1.154	1.348	958	734	0	0	5	
NT01									593	1.113
NT02									603	865
CTM3 (AES GENER)									195	720
CC1 (AES GENER)										36
Total Generación Bruta	2.285	1.628	1.154	1.348	958	734	0	0	1.396	2.735
Consumos Propios	46	38	22	7	5	2	0	0	96	194
Total Generación Neta	2.239	1.590	1.132	1.341	953	733	0	0	1.300	2.541
GASATACAMA										
CC1	411	1.002	2.331	1.405	1.244	1.230	444	684	347	642
CC2	1.285	1.311	640	1.801	1.729	897	332	248	558	729
ENAEEX	0	0								
Total Generación Bruta	1.696	2.313	2.971	3.205	2.973	2.127	776	932	906	1.372
Consumos Propios	61	75	73	90	85	71	38	41	40	49
Total Generación Neta	1.635	2.237	2.898	3.116	2.888	2.056	738	891	865	1.323
NORGENER (6)										
NT01	776	897	1.039	1.049	1.099	1.104	1.145	1.072	452	
NT02	938	1.107	1.061	911	1.170	1.120	998	1.047	455	
CTM3 (Norgener)									126	
ZOFRI 1-6 (Hasta 2008)		1	2							
ZOFRI 2-5 (Hasta 2008)		7	11							
Total Generación Bruta	1.714	2.011	2.113	1.960	2.269	2.225	2.143	2.119	1.034	
Consumos Propios	125	138	145	134	149	149	142	154	73	
Total Generación Neta	1.589	1.873	1.969	1.826	2.120	2.076	2.001	1.964	960	
CAVANCHA (2)										
CAVA					2	15	15	17	17	17
Total Generación Bruta					2	15	15	17	17	17
Consumos Propios					0	0	0	0	0	0
Total Generación Neta					2	15	15	17	17	17
Equipos de Generación (5)										
CD Inacal				13	44	24	8	22	8	1
Total Generación Bruta				13	44	24	8	22	8	1
Consumos Propios				0	0	0	0	1	1	0
Total Generación Neta				13	44	24	8	21	7	1
ENORCHILE										
Central Estandartes				6	17	6	1	6	5	5
ZOFRI 1-6						1	3	1	1	1
ZOFRI 2-5						4	4	3	3	3
MIMB								1	13	13
Total Generación Bruta				6	17	11	8	11	22	21
Consumos Propios				0	0	0	0	0	1	1
Total Generación Neta				6	17	10	8	11	21	21



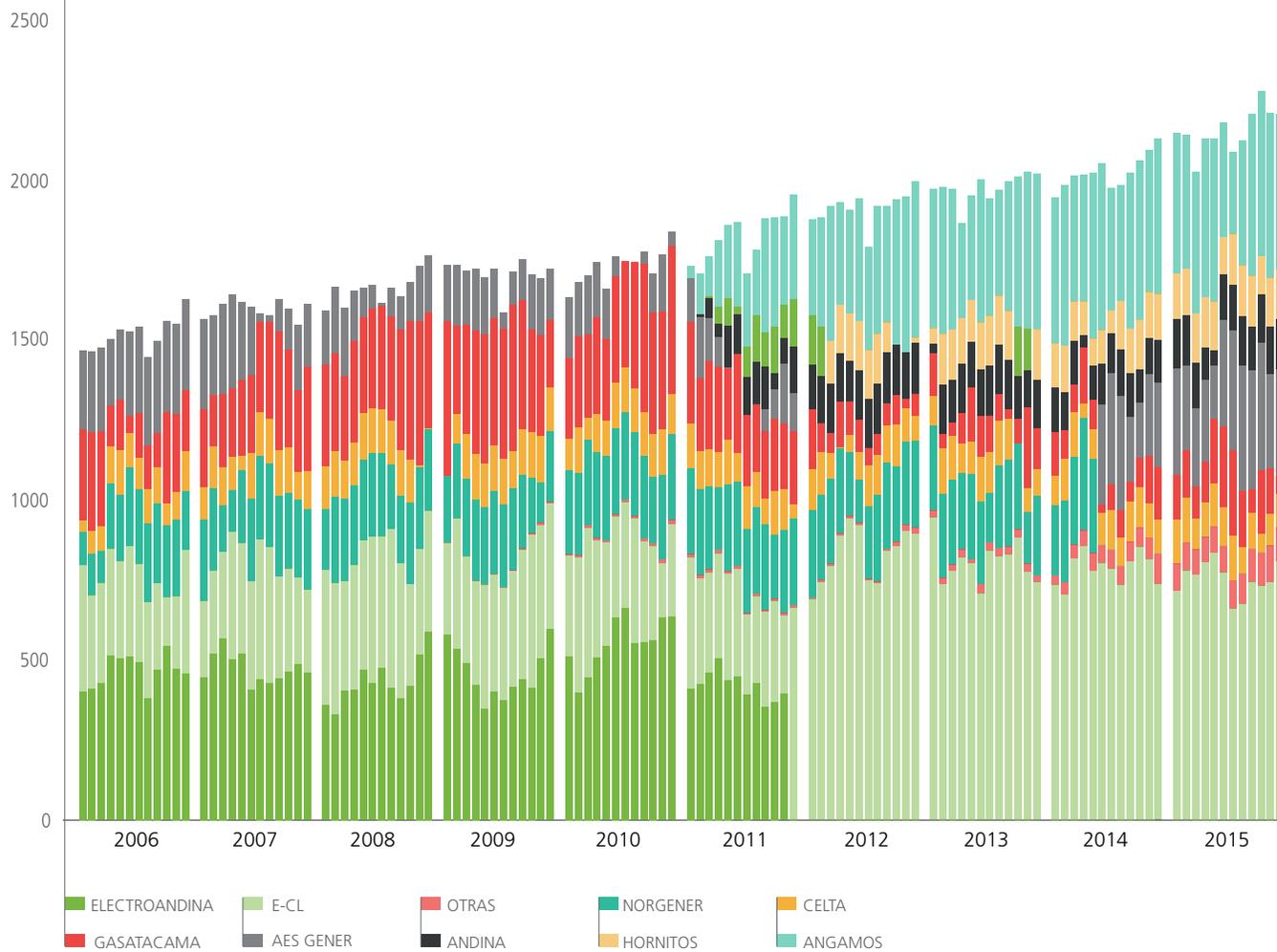
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ANDINA										
CTA					1	756	1.312	1.190	1.044	1.189
Total Generación Bruta					1	756	1.312	1.190	1.044	1.189
Consumos Propios					0	63	132	126	113	124
Total Generación Neta					1	692	1.180	1.064	931	1.066
ANGAMOS										
ANG1					0	1.280	1.480	1.759	1.932	1.807
ANG2						708	1.879	1.838	2.023	2.064
Total Generación Bruta					0	1.988	3.359	3.597	3.955	3.871
Consumos Propios					0	201	371	397	404	398
Total Generación Neta					0	1.787	2.988	3.200	3.551	3.473
ENERNUEVAS										
MHAH - MHT2 - MHSR					3	17	18	17	16	20
Total Generación Bruta					3	17	18	17	16	20
Consumos Propios					0	0	0	0	0	0
Total Generación Neta					3	17	18	17	16	20
HORNITOS										
CTH1						669	969	1.225	1.095	1.293
Total Gen. Bruta						669	969	1.225	1.095	1.293
Consumos Propios						71	99	130	119	136
Total Gen. Neta						598	871	1.096	976	1.157
NORACID										
PAM							25	121	122	134
Total Gen. Bruta							25	121	122	134
Consumos Propios							4	3	10	1
Total Gen. Neta							21	118	112	133
ONGROUP										
AGB								1	2	1
Total Gen. Bruta								1	2	1
Consumos Propios								0	0	0
Total Gen. Neta								1	2	1
SPS LA HUAYCA										
HUAYCA1 (4)							0	2	11	13
LA HUAYCA II										25
Total Gen. Bruta							0	2	11	38
Consumos Propios							0	0	0	0
Total Gen. Neta							0	2	11	38
VALLE DE LOS VIENTOS										
VALLE DE LOS VIENTOS									215	232
Total Gen. Bruta									215	232
Consumos Propios									1	1
Total Gen. Neta									215	231
LOS PUQUIOS										
LOS PUQUIOS									4	5
Total Gen. Bruta									4	5
Consumos Propios									0	0
Total Gen. Neta									4	5
POZO ALMONTE SOLAR 2										
POZO ALMONTE SOLAR 2									15	20
Total Gen. Bruta									15	20
Consumos Propios									0	0
Total Gen. Neta									15	20

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
POZO ALMONTE SOLAR 3										
POZO ALMONTE SOLAR 3									32	46
Total Gen. Bruta									32	46
Consumos Propios									0	0
Total Gen. Neta									32	45
TECNET										
TECNET									1	1
Total Gen. Bruta									1	1
Consumos Propios									0	0
Total Gen. Neta									1	1
GENERACIÓN SOLAR										
María Elena FV									24	183
Total Gen. Bruta									24	183
Consumos Propios									0	1
Total Gen. Neta									24	182
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III										
SOLAR JAMA 1										66
Total Gen. Bruta										66
Consumos Propios										0
Total Gen. Neta										66
POZO ALMONTE SOLAR 1										
PMGD-PAS1										15
Total Gen. Bruta										15
Consumos Propios										0
Total Gen. Neta										15
TOTAL SING										
Generación Bruta	13.236	13.945,8	14.502,3	14.906,7	15.103,8	15.889,2	16.755,7	17.236,8	17.674,4	18.805,1
Consumos Propios	692	790	804	792	818	1.066	1.331	1.355	1.429	1.424
Generación Neta	12.544	13.156	13.698	14.115	14.286	14.824	15.424	15.882	16.245	17.381
Pérdidas de Transmisión	515	481	479	459	493	561	593	468	505	464
Ventas a clientes libres	10.774	11.343	11.832	12.240	12.297	12.703	13.132	13.592	13.924	15.033
Ventas a clientes regulados	1.256	1.332	1.387	1.417	1.496	1.560	1.699	1.822	1.816	1.884
Total Ventas	12.029	12.674	13.219	13.656	13.792	14.263	14.831	15.414	15.740	16.917
TOTAL SING (%)										
Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	5%	6%	6%	5%	5%	7%	8%	8%	8%	8%
Generación Neta	95%	94%	94%	95%	95%	93%	92%	92%	92%	92%
Pérdidas de Transmisión	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	3%	2%	2%
Ventas a clientes libres	81%	81%	82%	82%	81%	80%	78%	79%	79%	80%
Ventas a clientes regulados	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	11%	10%	10%
Total Ventas	91%	91%	91%	92%	91%	90%	89%	89%	89%	90%



GENERACIÓN MEDIA HORARIA MENSUAL 2006-2015

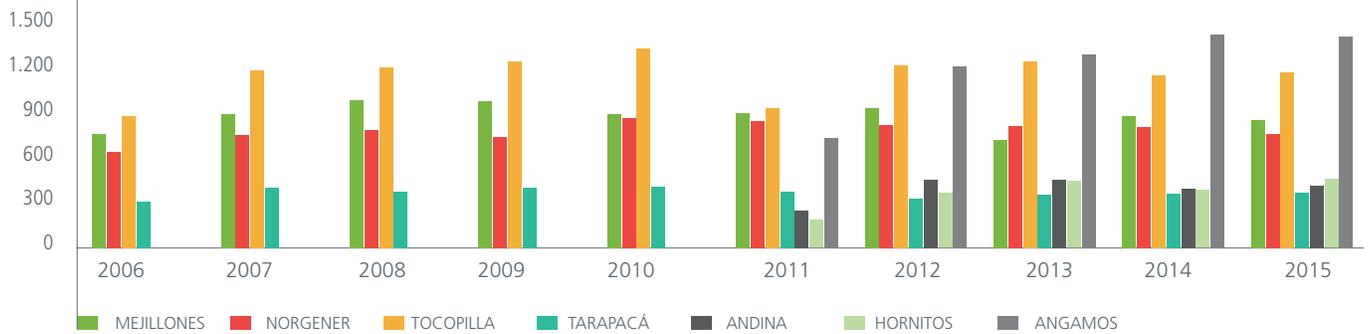
POTENCIA [MW]



III. Combustibles: Consumos y Precios

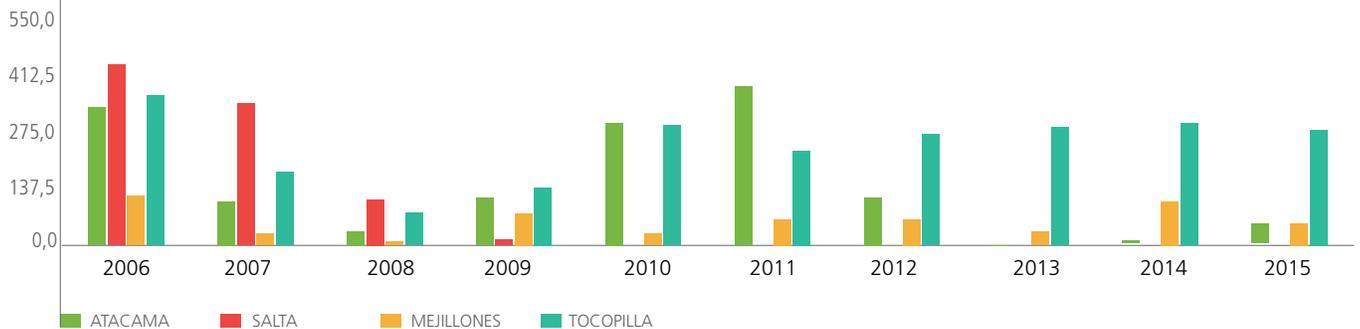
CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL

MILES DE TONELADAS



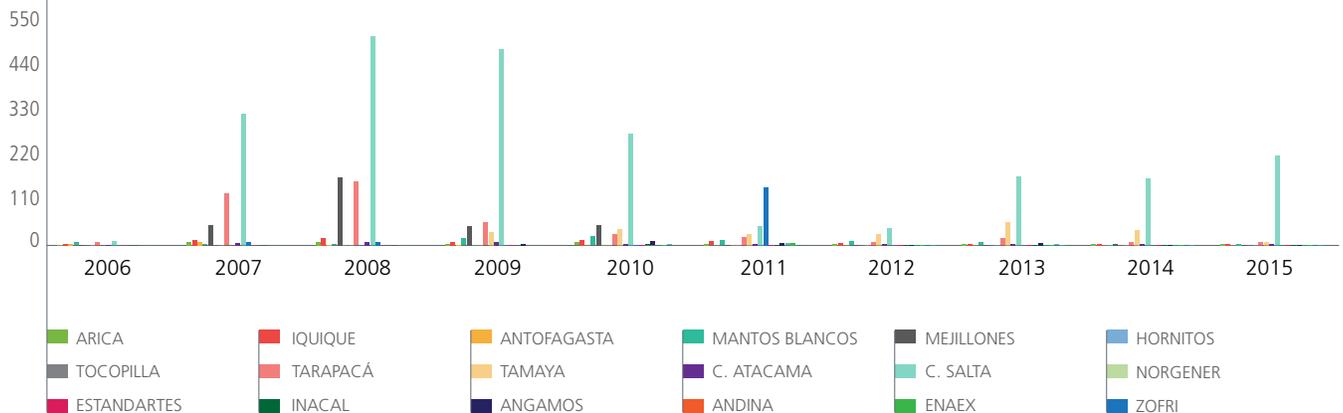
CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL

MILLONES DE M³



CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL

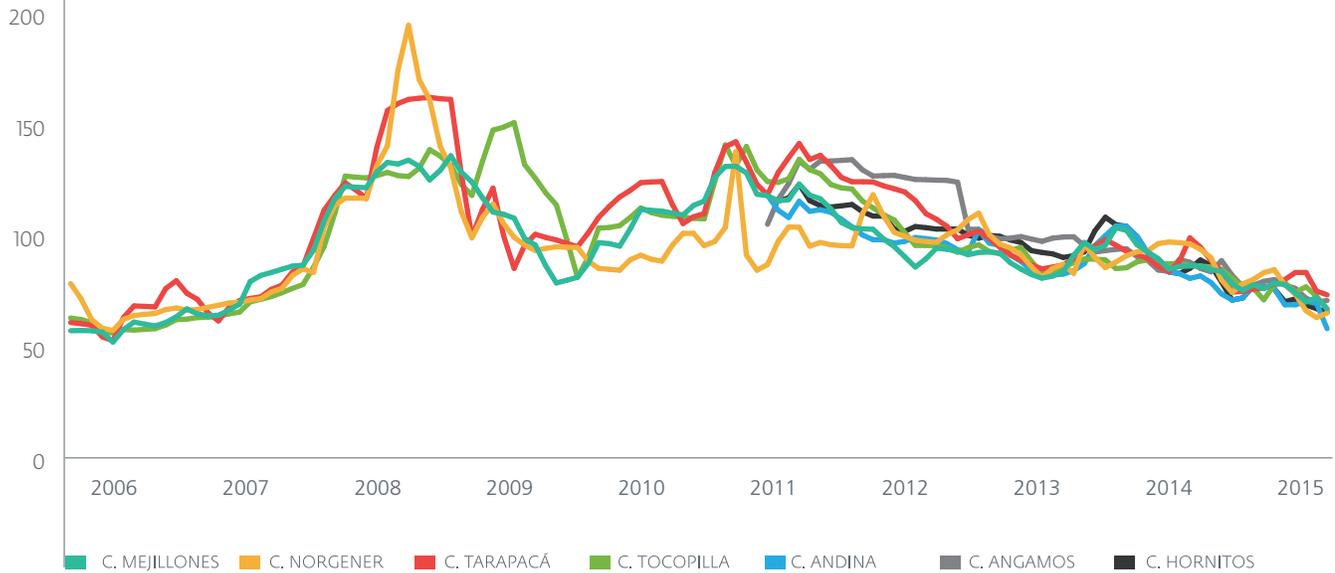
MILES DE TONELADAS





PRECIO CARBÓN

Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2015
US\$/TON



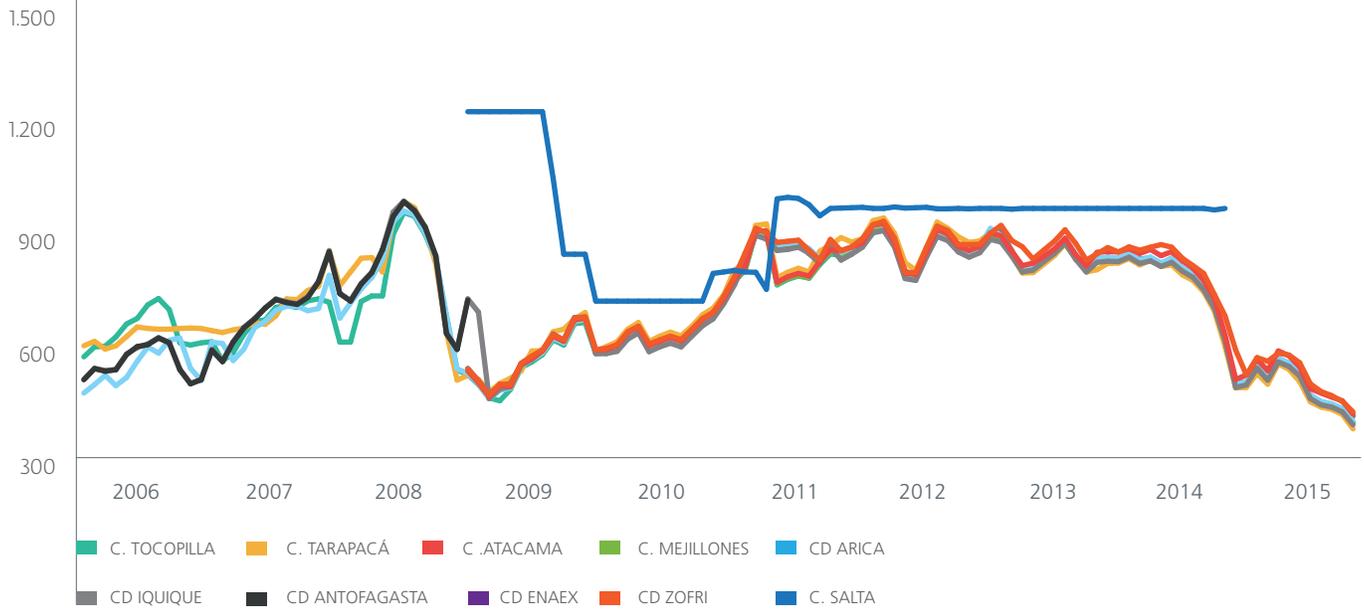
PRECIO GAS NATURAL

Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2015
US\$/MMBTU



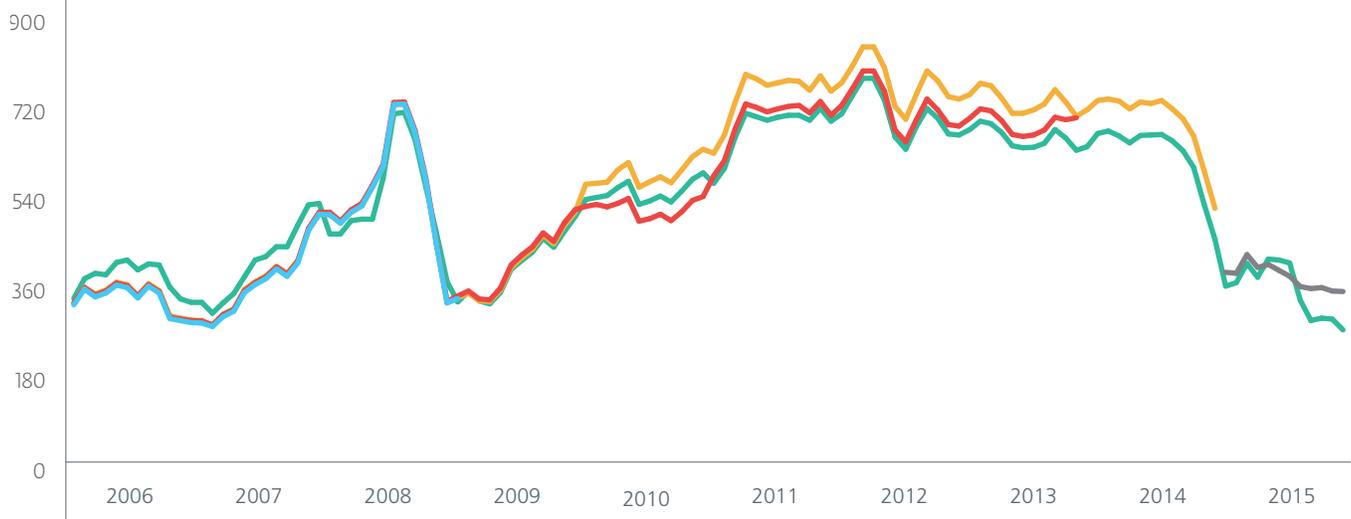
PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL

Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2015
US\$/M³



PRECIO DEL FUEL OIL

Valores promedio de cada mes y actualizados a diciembre de 2015
US\$/TON



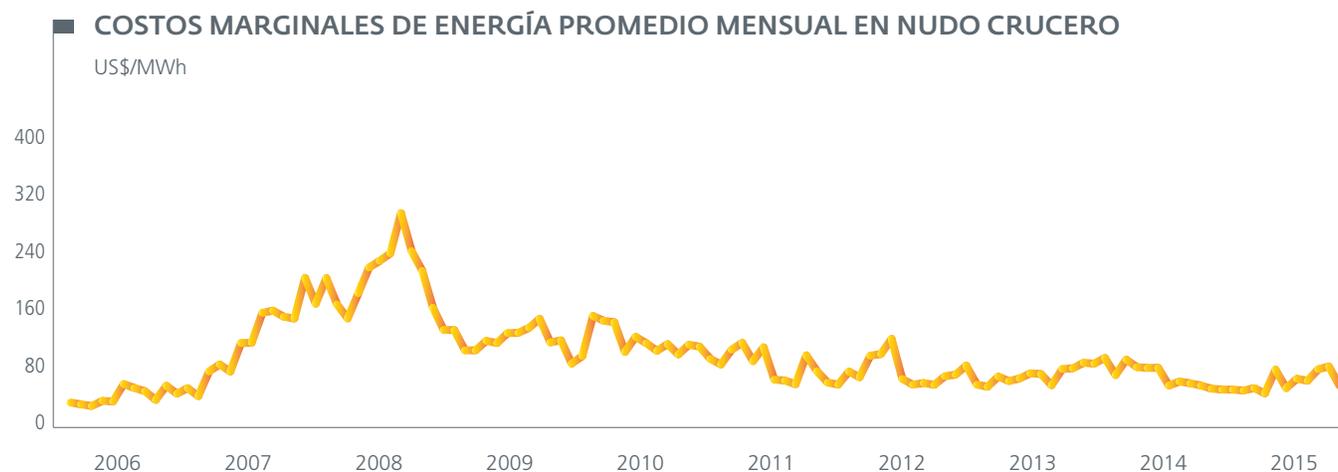
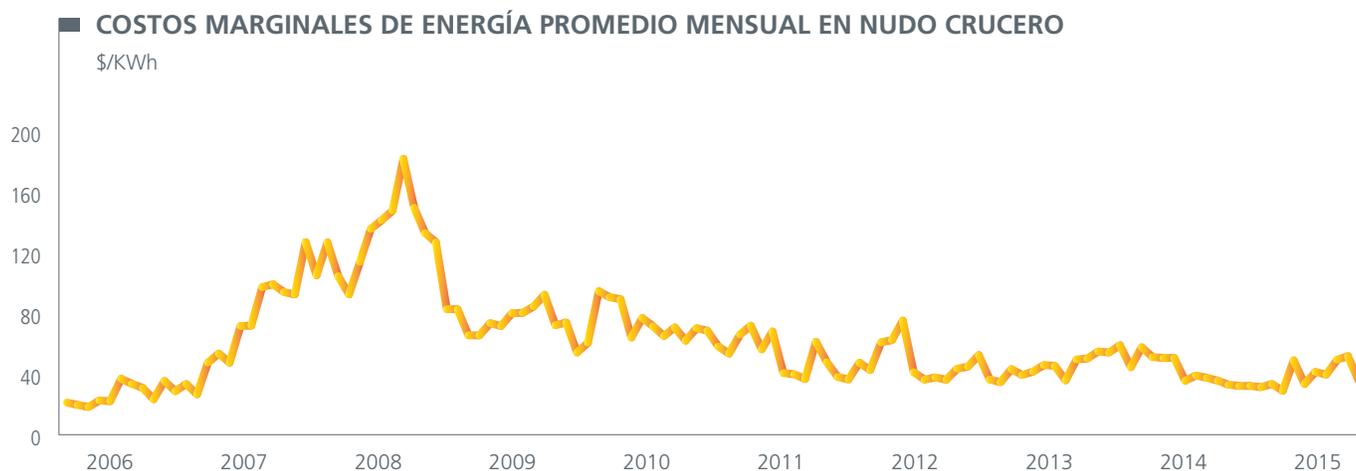


IV. Precios de Energía y Potencia

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 KV PERÍODO 2006 - 2015

Mes \ Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	14,8	19,2	98,3	69,6	50,4	49,7	32,4	46,9	49,7	30,9
Febrero	13,8	34,2	81,4	54,5	78,9	45,7	42,4	32,5	54,4	30,9
Marzo	12,9	38,7	72,6	54,4	75,6	56,9	38,1	31,1	41,3	30,4
Abril	16,0	34,5	89,8	61,1	74,9	62,2	54,5	38,8	54,0	32,6
Mayo	15,7	52,5	108,2	59,4	53,9	48,9	55,8	35,3	48,1	28,2
Junio	26,4	53,1	114,4	66,6	64,7	59,2	67,2	37,4	47,5	48,1
Julio	24,2	72,7	120,9	66,5	60,5	35,4	36,8	41,4	47,7	32,9
Agosto	22,2	74,9	150,3	69,6	55,0	34,8	32,5	41,0	33,6	41,0
Septiembre	16,9	71,9	125,0	76,9	60,1	32,2	34,1	32,5	37,1	39,5
Octubre	25,5	70,8	112,0	60,2	52,6	54,0	32,8	45,1	36,1	49,4
Noviembre	20,6	98,3	106,7	61,4	59,7	42,3	39,2	45,8	34,3	51,8
Diciembre	24,0	81,5	68,9	44,8	58,4	33,9	40,5	50,3	31,6	35,4
Promedio	19,4	58,5	104,0	62,1	62,1	46,3	42,2	39,8	43,0	37,6

Nota: Promedios mensuales en \$/KWh



COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 KV AÑO 2015

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	26,9	25,9	32,2	32,6	26,0	52,7	30,6	29,3	35,8	50,2	67,4	42,4
2	28,8	26,3	31,2	26,9	29,8	36,4	26,2	29,2	38,5	59,2	56,8	39,9
3	28,0	27,4	26,5	33,2	33,2	60,3	26,5	28,4	39,3	54,0	42,3	28,1
4	28,5	30,6	26,2	34,0	31,6	67,5	26,1	29,9	42,8	51,0	38,7	35,7
5	29,1	30,8	25,4	36,0	24,4	67,4	26,5	30,0	28,1	50,6	43,6	40,1
6	27,3	27,0	26,0	43,3	24,3	36,5	26,0	29,9	35,1	64,1	54,8	35,8
7	26,5	27,5	24,1	39,8	35,6	47,9	34,3	37,7	48,7	38,2	48,9	46,6
8	29,6	27,0	24,2	45,4	23,5	46,1	29,3	37,7	41,7	29,7	45,5	46,7
9	29,8	26,7	25,2	43,6	24,1	28,0	34,6	48,8	43,9	30,5	48,5	33,0
10	30,3	34,1	24,1	26,5	24,6	23,8	39,1	39,2	32,9	40,9	32,9	29,8
11	30,0	69,2	26,0	39,4	24,6	24,9	29,9	62,6	28,2	39,8	57,4	40,6
12	31,6	27,4	32,8	32,9	24,3	24,9	30,1	39,1	33,3	46,5	86,9	36,7
13	30,8	28,6	48,4	43,3	23,6	31,0	30,7	47,8	29,6	44,3	47,6	48,5
14	33,1	28,0	34,7	26,2	23,7	32,3	28,8	58,3	27,8	40,0	67,9	28,4
15	30,2	29,7	27,6	24,5	33,7	30,4	29,8	54,8	28,1	34,2	62,8	24,9
16	33,6	27,8	30,4	26,1	34,0	24,8	28,0	53,2	31,2	47,8	51,5	26,0
17	33,0	31,0	29,4	29,9	22,9	29,9	32,0	35,5	35,9	52,9	41,4	33,8
18	31,8	28,2	23,9	27,1	24,1	61,0	28,8	43,3	39,7	48,6	50,6	37,6
19	39,8	27,5	24,6	25,3	23,0	35,9	27,3	55,6	43,9	38,8	64,3	33,3
20	32,5	28,9	25,8	34,0	23,9	30,0	27,4	42,5	57,9	38,9	41,5	25,5
21	32,8	37,2	33,7	32,9	26,8	24,3	26,6	59,6	62,8	50,2	50,4	31,3
22	39,8	36,1	49,0	26,5	31,5	25,1	25,8	43,3	50,7	51,1	52,4	43,7
23	25,9	30,4	49,0	24,9	23,5	34,2	28,1	50,8	40,5	52,4	52,4	49,7
24	34,2	29,1	26,4	26,0	23,8	30,7	33,6	48,8	45,2	57,1	49,5	32,9
25	34,2	29,5	27,4	44,1	28,9	93,1	48,1	34,3	38,1	48,0	59,5	43,2
26	34,8	30,0	22,5	29,8	33,5	93,2	48,9	36,6	41,7	52,3	35,7	36,8
27	33,2	35,1	25,5	28,1	28,8	126,5	68,7	42,1	30,1	39,4	59,9	35,8
28	29,3	29,4	24,4	37,0	28,6	70,1	34,5	27,6	48,0	34,2	48,8	27,3
29	27,8	27,8	34,0	39,5	86,3	31,5	34,7	42,3	78,0	36,4	28,6	28,6
30	26,0	60,6	24,3	40,4	68,0	45,9	31,0	43,2	78,5	58,0	28,3	28,3
31	27,7	26,9	33,9	33,9	33,9	35,4	29,9	29,9	91,1	91,1	25,7	25,7
Promedio	30,9	30,9	30,4	32,6	28,2	48,1	32,9	41,0	39,5	49,4	51,8	35,4

Nota:
Promedios diarios en \$/KWh de cada día.

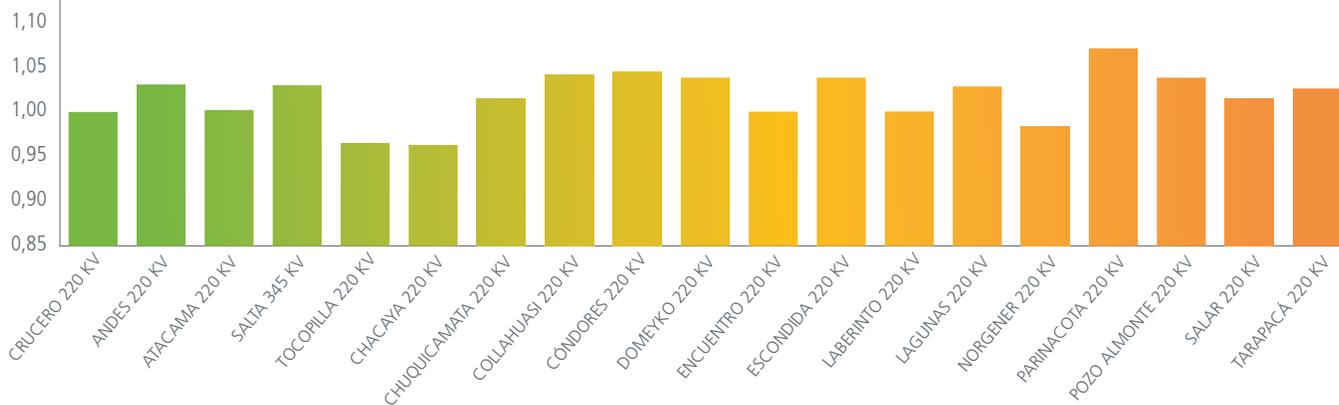
FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2015

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Crucero 220 kV	1,0000	1,0000	1,0000
Andes 220 kV	1,0308	1,0490	1,0054
Atacama 220 kV	1,0022	1,0135	0,9911
Salta 345 kV	1,0299	1,0490	1,0023
Tocopilla 220 kV	0,9653	0,9764	0,9598
Chacaya 220 kV	0,9631	0,9919	0,9265
Chuquicamata 220 kV	1,0148	1,0174	1,0120
Collahuasi 220 kV	1,0415	1,0523	1,0334
Cóndores 220 kV	1,0450	1,0628	1,0311
Domeyko 220 kV	1,0384	1,0551	1,0133
Encuentro 220 kV	1,0003	1,0006	1,0002
Escondida 220 kV	1,0384	1,0562	1,0128
Laberinto 220 kV	1,0005	1,0247	0,9708
Lagunas 220 kV	1,0285	1,0453	1,0177
Norgener 220 kV	0,9832	0,9876	0,9799
Parinacota 220 kV	1,0712	1,0841	1,0534
Pozo Almonte 220 kV	1,0384	1,0549	1,0274
Salar 220 kV	1,0150	1,0172	1,0123
Tarapacá 220 kV	1,0263	1,0460	1,0140

Nota: Valores promedios correspondientes a la programación semanal.



FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA - AÑO 2015



PRECIO POTENCIA DE PUNTA NUDO CRUCERO 220 KV

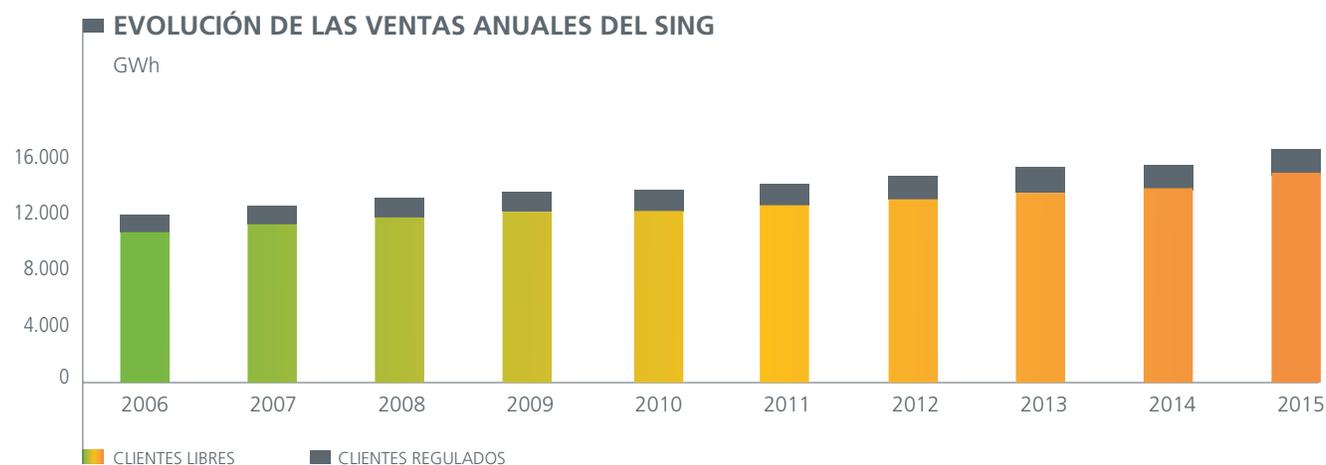
Año	Fijación Tarifaria	Vigencia		Precio Potencia [\$/kW-mes]
		Desde	Hasta	
2005	oct-04	01-01-05	30-04-05	3.713,71
	abr-05	01-05-05	31-10-05	3.696,46
	oct-05	01-11-05	31-12-05	3.594,48
	oct-05	01-01-06	30-04-06	3.594,48
2006	abr-06	01-05-06	26-06-06	3.662,67
	abr-06 (index jun-06)	27-06-06	19-10-06	3.672,49
	abr-06 (index oct-06)	20-10-06	31-10-06	3.769,31
	oct-06	01-11-06	31-12-06	3.734,15
	oct-06	01-01-07	30-04-07	3.734,15
2007	abr-07	01-05-07	16-07-07	3.840,04
	abr-07 (index jul-07)	17-07-07	15-09-07	3.795,11
	abr-07 (index sep-07)	16-09-07	31-10-07	3.792,04
	oct-07	01-11-07	31-12-07	3.835,63
2008	oct-07	01-01-08	15-02-08	3.835,63
	oct-07 (index feb-08)	16-02-08	30-04-08	3.692,18
	abr-08	01-05-08	15-08-08	3.455,74
	abr-08 (index ago-08)	16-08-08	15-10-08	3.882,18
	abr-08 (index oct-08)	16-10-08	31-10-08	4.124,06
2009	oct-08	01-11-08	31-12-08	4.198,66
	oct-08	01-01-09	18-01-09	4.198,66
	oct-08 (index ene-09)	19-01-09	30-04-09	5.053,92
	abr-09	01-05-09	15-08-09	5.054,71
	abr-09 (index ago-09)	16-08-09	31-10-09	4.762,80
2010	oct-09	01-11-09	31-12-09	4.662,80
	oct-09	01-01-10	15-04-10	4.662,80
	oct-09 (index abr-10)	16-04-10	30-04-10	4.571,04
	abr-10	01-05-10	31-10-10	4.520,17
2011	oct-10	01-11-10	31-12-10	4.373,28
	oct-10	01-01-11	30-04-11	4.373,28
	abr-11	01-05-11	31-10-11	4.319,82
	oct-11	01-11-11	31-12-11	4.451,54
2012	oct-11	01-01-12	30-04-12	4.451,54
	abr-12	01-05-12	31-10-12	4.170,82
	oct-12	01-11-12	31-12-12	4.186,75
2013	oct-12	01-01-12	30-04-13	4.186,75
	abr-13	01-05-13	31-10-13	4.180,54
	oct-13	01-11-13	31-12-13	4.258,87
2014	oct-13	01-01-14	30-04-14	4.258,87
	abr-14	01-05-14	31-10-14	4.371,33
	oct-14	01-11-14	31-12-14	4.964,60
2015	oct-14	01-01-15	30-04-15	4.964,60
	abr-15	01-05-15	31-10-15	5.184,01
	oct-15	01-11-15	31-12-15	5.345,84

V. Ventas Anuales de Energía

VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 2001-2015

Año	Ventas [GWh]			Crecimiento		
	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total	Anual	Promedio Acumulado	Acumulado
2001	8.046	945	8.991			
2002	8.473	1.009	9.482	5,5%	5,5%	5,5%
2003	9.433	1.047	10.480	10,5%	8,0%	16,6%
2004	10.164	1.075	11.240	7,2%	7,7%	25,0%
2005	10.401	1.159	11.560	2,8%	6,5%	28,6%
2006	10.774	1.256	12.029	4,1%	6,0%	33,8%
2007	11.343	1.332	12.674	5,4%	5,9%	41,0%
2008	11.832	1.387	13.219	4,3%	5,7%	47,0%
2009	12.240	1.417	13.656	3,3%	5,4%	51,9%
2010	12.297	1.496	13.792	1,0%	4,9%	53,4%
2011	12.703	1.560	14.263	3,4%	4,8%	58,6%
2012	13.132	1.699	14.831	4,0%	4,7%	65,0%
2013	13.592	1.822	15.414	3,9%	4,6%	71,4%
2014	13.924	1.816	15.740	2,1%	4,4%	75,1%
2015	15.033	1.884	16.917	7,5%	4,6%	88,2%

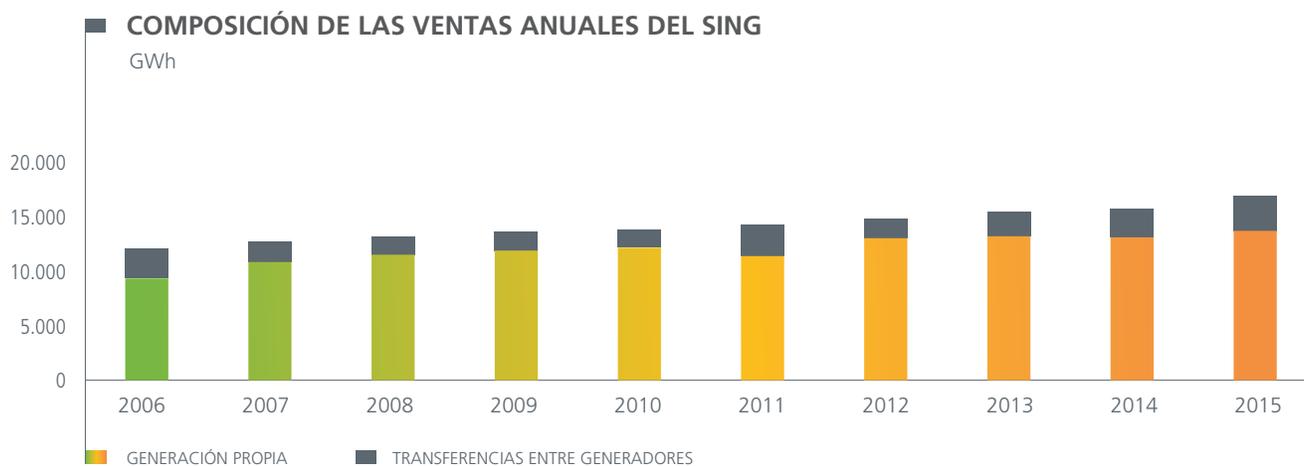
Notas: El crecimiento porcentual acumulado está referido a las ventas del año 2001 (8.991 GWh).
Las ventas anuales corresponden a la generación neta menos las pérdidas de transmisión.





COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 2001-2015

Año	Ventas de Energía (GWh)	Generación Propia (GWh)	Transferencias entre Generadores (GWh)	Porcentaje Transferencias/Ventas (%)
2001	8.991	5.808	3.183	35%
2002	9.482	6.299	3.183	34%
2003	10.480	7.777	2.703	26%
2004	11.240	8.407	2.832	25%
2005	11.560	8.654	2.905	25%
2006	12.029	9.332	2.698	22%
2007	12.674	10.838	1.836	14%
2008	13.219	11.513	1.706	13%
2009	13.656	11.890	1.766	13%
2010	13.792	12.154	1.639	12%
2011	14.263	11.385	2.878	20%
2012	14.831	13.026	1.805	12%
2013	15.414	13.202	2.212	14%
2014	15.740	13.103	2.637	17%
2015	16.917	13.701	3.216	19%



VI. Transferencias de Energía y Potencia SING 2006-2015

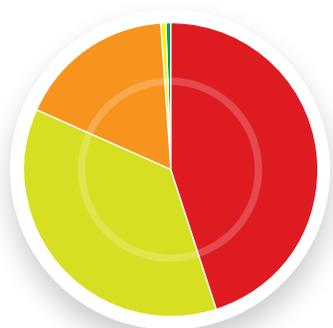
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DE CDEC-SING (GWh) AÑO 2015

EMPRESA		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	NETO
AES GENER	Compras	109,7	126,6	143,5	151,8	238,2	103,0	53,8	43,0	82,0	66,7	137,8	114,3	1.370,4	1.370,4
	Ventas														
ANDINA	Compras					33,8								33,8	
	Ventas	43,3	40,5	36,0	2,7		28,9	28,4	38,0	30,9	31,0	29,4	36,6	345,7	311,9
ANGAMOS	Compras							26,0						26,0	
	Ventas	100,9	73,6	112,4	139,1	145,7	20,3		31,3	88,9	96,2	127,0	113,1	1.048,5	1.022,5
CAVANCHA	Compras														
	Ventas	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	17,5	17,5
CELTA	Compras			20,6	10,2				4,4		45,1	14,2	4,2	98,7	
	Ventas	26,1	27,6			20,4	6,5	25,7		1,1				107,4	8,7
E-CL	Compras	127,5	80,9	72,0	62,1	18,4	82,3	149,3	143,4	93,4	125,7	104,9	62,8	1.122,7	1.122,7
	Ventas														
ENERNUEVAS	Compras														
	Ventas	1,5	1,5	1,8	1,7	1,9	1,8	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7	1,7	20,5	20,5
ENORCHILE	Compras	41,1	40,0	41,0	40,6	41,7	40,4	42,9	41,5	41,2	41,5	47,6	57,4	516,9	516,9
	Ventas														
EQUIPOS DE GENERACIÓN	Compras														
	Ventas								0,1	0,1	0,2	0,4	0,3	1,1	1,1
GASATACAMA	Compras														
	Ventas	77,0	78,0	50,3	67,7	129,1	158,6	180,1	118,4	39,5	134,4	100,2	40,8	1.174,1	1.174,1
GENERACIÓN SOLAR SpA.	Compras														
	Ventas	17,5	15,8	14,4	14,2	12,9	11,2	12,3	13,7	16,7	17,2	19,0	15,9	180,8	180,8
HORNITOS	Compras	5,0	5,6				19,4	0,6			29,1	4,2	1,6	65,5	14,1
	Ventas			29,0	6,8	3,6			2,4	9,6				51,4	
LOS PUQUIOS	Compras														
	Ventas	0,4	0,4		0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,3	4,3
NORACID	Compras														
	Ventas	11,0	10,2	10,6	11,6	11,6	10,8	11,3	9,9	10,4	10,7	9,5	10,2	127,8	127,8
NORGENER	Compras														
	Ventas														
ON GROUP	Compras	1,4	1,3	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,5	1,3	1,4	1,3	1,4	16,6	16,6
	Ventas														
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	Compras														
	Ventas				2,6	6,7	5,8	6,5	7,2	8,6	8,6	9,2	9,8	65,0	65,0
PMGD PICA PILOT	Compras														
	Ventas												0,1	0,1	0,1
POZO ALMONTE SOLAR 1	Compras														
	Ventas						0,8	1,9	2,2	2,5	2,6	2,5	2,9	15,4	15,4
POZO ALMONTE SOLAR 2	Compras														
	Ventas	0,1	0,5		0,4	0,3	0,5	0,5	0,3	0,4	0,2	1,0	1,2	5,4	5,4
POZO ALMONTE SOLAR 3	Compras	0,1	0,1		0,1								0,1	0,4	0,4
	Ventas														
SPS LA HUAYCA	Compras														
	Ventas	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	0,7	3,2	5,1	5,4	5,5	5,4	5,2	37,8	37,8
TECNET	Compras														
	Ventas	0,1	0,1			0,1	0,1		0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	1,1	1,1
VALLE DE LOS VIENTOS	Compras					1,7	1,3				0,8			3,8	
	Ventas	3,8	3,7	20,5	15,9			0,5	1,6	0,2		2,6	2,2	51,0	47,2

Nota: Los montos indicados no incluyen las operaciones de compra-venta contratadas entre generadores.

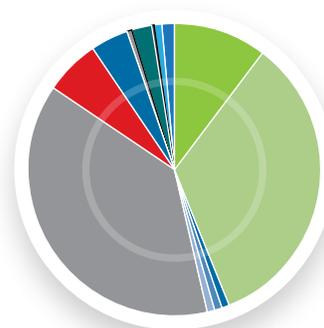


COMPRAS NETAS DE ENERGÍA



45,1%	AES GENER
36,9%	E-CL
17,0%	ENORCHILE
0,5%	HORNITOS
0,0%	POZO ALMONTE SOLAR 3
0,6%	ON GROUP

VENTAS NETAS DE ENERGÍA



10,3%	ANDINA
33,8%	ANGAMOS
0,6%	CAVANCHA
1,0%	CELTA
0,7%	ENERNUEVAS
0,0%	EQUIPOS DE GENERACIÓN
38,1%	GAS ATACAMA
6,0%	GENERACIÓN SOLAR SPA.
4,2%	NORACID
0,1%	LOS PUQUIOS
0,5%	POZO ALMONTE SOLAR 1
2,2%	PLANTA SOLAR SAN PEDRO III
0,0%	PMGD PICA PILOT
0,2%	POZO ALMONTE SOLAR 2
0,0%	TECNET
1,0%	VALLE DE LOS VIENTOS
1,2%	SPS LA HUAYCA

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DE CDEC-SING (GWh) PERIODO 2006 - 2015

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CELTA	Compras	343,1	160,0	162,0	102,0	64,7	138,8	218,1	200,5	158,6	98,7
	Ventas	0,2	45,2	162,0	119,8	85,1	62,6	23,4	53,6	64,9	107,4
E-CL	Compras	26,2	0,0	115,0	189,2	548,6	433,9	928,2	1.008,7	903,1	1.122,7
	Ventas	1.057,6	714,9	695,0	193,5	75,4	18,6	6,7	4,4	0,0	0,0
ELECTROANDINA	Compras	540,8	382,3	740,0	663,6	158,5	473,9				
	Ventas	23,0	69,8	41,0	89,8	418,3	20,1				
AES GENER	Compras	0,0	121,0	13,0	0,0	17,5	46,5	102,4	99,1	627,4	1.370,4
	Ventas	1.357,0	812,2	676,0	1.201,4	836,0	643,3	0,0	0,0	2,6	0,0
GASATACAMA	Compras	1.638,1	1.126,2	617,0	594,0	795,0	1.517,6	74,6	40,1	4,5	0,0
	Ventas	0,0	0,0	29,0	66,9	19,9	0,0	118,0	589,7	588,2	1.174,1
NORGENER	Compras	150,3	104,4	60,0	217,3	40,6	75,6	190,1	379,3	183,4	
	Ventas	260,7	251,7	103,0	82,7	150,2	219,0	20,2	0,0	0,0	
EQUIPOS DE GENERACION S.A.	Compras				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ventas				12,1	42,4	23,1	7,4	20,3	7,3	1,1
ANGAMOS	Compras				1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,0
	Ventas				0,0	1.476,4	1.215,8	1.158,3	1.473,1	1.048,5	
ENORCHILE	Compras				12,2	46,7	65,0	302,7	492,8	516,9	
	Ventas				5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CAVANCHA	Compras				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Ventas				2,5	14,5	15,0	17,2	17,1	17,5	
ANDINA	Compras				0,0	81,7	0,0	60,4	51,2	33,8	
	Ventas				0,4	282,6	222,3	201,9	182,3	345,7	
ENERNUEVAS	Compras				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Ventas				2,9	16,6	17,6	17,0	16,2	20,5	
HORNITOS	Compras					63,1	227,6	107,4	207,2	65,5	
	Ventas					101,4	134,1	33,3	29,1	51,4	
NORACID	Compras					63,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Ventas					101,4	24,0	114,9	117,4	127,8	
SPS LA HUAYCA	Compras					63,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Ventas					101,4	0,4	2,5	11,4	37,8	
ONGROUP	Compras								14,9	15,9	16,6
	Ventas									0,0	0,0
GENERACIÓN SOLAR SpA.	Compras									0,0	0,0
	Ventas									24,0	180,8
LOS PUQUIOS	Compras									0,0	0,0
	Ventas									3,6	4,3
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	Compras									0,0	0,0
	Ventas										65,0
PMGD PICA PILOT	Compras									0,0	0,0
	Ventas										0,1
POZO ALMONTE SOLAR 1	Compras									0,0	0,0
	Ventas										15,4
POZO ALMONTE SOLAR 2	Compras									0,0	0,0
	Ventas									2,2	5,4
POZO ALMONTE SOLAR 3	Compras									1,1	0,4
	Ventas									0,0	0,0
TECNET	Compras									0,0	0,0
	Ventas									0,6	1,1
VALLE DE LOS VIENTOS	Compras									10,1	3,8
	Ventas									115,5	51,0

POTENCIA FIRME Y DEMANDA DE POTENCIA EN HORAS DE PUNTA POR EMPRESA - AÑO 2015

POTENCIA FIRME	TOTAL SING	AES GENER	C.T. ANDINA	ANGAMOS	CAVANCHA	CELTA	E GENERACION	E-CL	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	C.T. HORNITOS	NORACID	ONGROUP	PAS 1	PAS 2	PAS 3	La Huayca	TECNET	Los Puquios	Generación Solar SpA	Valle de Los Vientos
Potencia Firme - Inyecciones [MW]	2.290,3	143,1	84,8	284,0	2,0	94,1	3,0	991,1	1,8	22,8	534,7	90,5	10,9	1,5	0,1	0,1	0,3	0,1	1,8	0,0	1,4	22,2
Demanda en Hora de Punta - Retiros [MW]	2.290,4	489,7	102,3	304,2	0,0	127,8	0,0	989,5	0,0	49,9	60,1	157,0	7,6	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Balance de Potencia Firme [MW]	-0,1	-346,6	-17,5	-20,2	2,0	-33,7	3,0	1,6	1,8	-27,1	474,6	-66,5	3,3	-0,8	0,1	0,1	0,3	0,1	1,8	0,0	1,4	22,2

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA FIRME [MW]	AES GENER	C.T. ANDINA	ANGAMOS	CAVANCHA	CELTA	E GENERACION	E-CL	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	C.T. HORNITOS	NORACID	ONGROUP	PAS 1	PAS 2	PAS 3	La Huayca	TECNET	Los Puquios	Generación Solar SpA	Valle de Los Vientos	
Compras [MW]	346,6	17,5	20,2		33,7				27,1		66,5		0,8									
Ventas [MW]				2,0		3,0	1,6	1,8		474,6		3,3		0,1	0,1	0,3	0,1	1,8	0,0	1,4	22,2	

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DE CDEC-SING (MW) PERIODO : 2006 - 2015

	E-CL ^(a)		ELECTROANDINA ^(b)		NORGENER		CELTA		GASATACAMA		AES GENER		E_GENERACION ^(c)		ENORCHILE		CAVANCHA		ENERNUEVAS		C.T. ANDINA		C.T. HORNITOS		
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	
2006	159,1	86,8			80,4		71,8		122,9			202,9													
2007	64,8	41,8			91,0		55,6		55,1			178,8													
2008	33,5	5,5			81,6		27,0		14,3		66,3														
2009	20,2		59,3		102,9		20,8		26,2		109,4		1,3		0,1										
2010	84,92		106,7		96,02		11,64		27,66		105,9		4,9		2,2		0,4			0,2					
2011		173,1			111,5		10,8		52,3		62,9		4,6	4,0			2,2		1,6	35,5				57,8	
2012	120,9				119,1		42,9		354,7	12,7		3,8	4,7				1,9		1,5	46,2				49,0	
2013	52,4				160,5		42,4		390,8	12,6		3,7	5,5				1,9		1,4	48,0				68,5	
2014	29,7						37,1		446,0	273,7		3,5	16,4				1,9		1,5	31,2				68,7	
2015		1,6					33,7		474,6	346,6		3,0	27,1				2,0		1,8	17,5				66,5	

	ANGAMOS		NORACID		SPS LA HUAYCA		ONGROUP		LOS PUQUIOS SpA		GENERACIÓN SOLAR SpA		POZO ALMONTE SOLAR 1		POZO ALMONTE SOLAR 2		POZO ALMONTE SOLAR 3		TECNET		Valle de los Vientos		
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	
2006																							
2007																							
2008																							
2009																							
2010																							
2011		99,8																					
2012		33,6		0,1		0,0		0,0															
2013		6,4		0,1		0,0	1,7																
2014	8,8			0,2		0,0	1,8								0,0		0,0			0,7			13,5
2015	20,2			3,3		0,1	0,8		0,0		1,4		0,1		0,1		0,3			1,8			22,2

Notas:

* A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, las unidades de Electroandina son parte de E-CL.

** A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, las unidades de INACAL pasan a ser de E_GENERACION.



VII. Peaje: Pago por uso de Sistemas de Transmisión del SING

PEAJES POR EL SISTEMA TRONCAL - AÑO 2015 PAGOS DESDE GENERADORES A EMPRESAS TRONCALES [MILES DE \$] – AÑO 2015

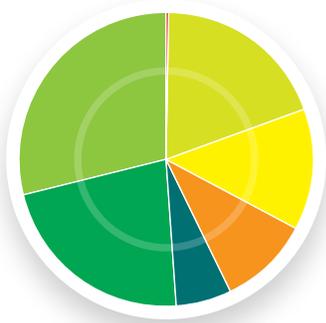
DE/A	ETSA			TRANSELEC			TOTAL
	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE	
AES GENER	58.321	37.651	7.916	932.912	765.969	159.791	1.962.561
ANDINA	3.281	1.256		47.799	24.741		77.077
ANGAMOS	10.345	13.022		601.504	257.725		882.596
CELTA	28.717	70.894	-6.777	1.955.836	1.847.655	-136.796	3.759.529
E-CL	130.771	145.822	4.376	1.919.118	4.110.451	88.339	6.398.877
ENEL GREEN POWER	5.982			92.148			98.130
ENORCHILE	80	21.643	-5.776	2.920	564.124	-116.595	466.395
EQUIPOS DE GENERACION	132			7.643			7.775
GASATACAMA	11.235	6.620		768.312	172.398		958.565
Generacion Solar Spa	6.496			110.544			117.040
HORNITOS	3.196	4.598		44.555	36.388		88.737
NORACID	447	13	261	6.751	304	5.261	13.037
ON GROUP	3	62		168	1.668		1.900
PAS 2		1.083		-	28.123		29.206
PAS 3	380	3.366		12.281	87.423		103.451
Planta Solar San Pedro III SpA	2.107			28.622			30.729
SPS LA HUAYCA	391			10.712			11.103
TECNET	67			3.422			3.489
TOTAL	261.950	306.029	0	6.545.247	7.896.969	0	15.010.196

* PUB: Peaje Unitario por Barra, CUE: Cargo Único Esperado

PEAJES POR EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 2015 PAGOS DE VASTX DESDE GENERADORES A SUBTRANSMISORES [MILES DE \$] – AÑO 2015

A / DE	AES GENER	E-CL	ENORCHILE	NORACID	Total general
CODELCO NORTE	22	58.954	3.048	1	62.026
E-CL	1.130	2.979.826	152.713	44	3.133.713
ELECDA	782	2.061.622	105.635	30	2.168.069
ELIQSA	588	1.551.776	79.527	23	1.631.914
EMELARI	350	922.314	47.268	13	969.945
TRANSELEC	1.308	3.450.509	176.835	50	3.628.703
TRANSEMEL	1.686	4.443.877	228.850	63	4.674.476
Total general	5.866	15.468.878	793.876	224	16.268.845

RECAUDACIÓN POR VASTX - AÑO 2015

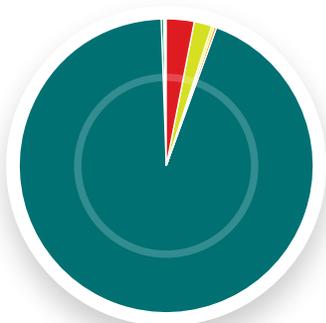


0,38%	CODELCO NORTE
19,26%	E-CL
13,33%	ELECDA
10,03%	ELIQSA
5,96%	EMELARI
22,3%	TRANSELEC
28,73%	TRANSEMEL

PAGOS DESDE SUBTRANSMISORES A GENERADORES POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA [MILES DE \$] – AÑO 2015

DE/A	AES GENER	E-CL	ENORCHILE	NORACID	Total general
E-CL	-669	77.154	8.612	-13	85.085
ELECDA		52.246	2.481		54.728
ELIQSA		6.081			6.081
EMELARI		6.452			6.452
TRANSELEC		2.499.703	14.815		2.514.518
TRANSEMEL		8.769	42		8.812
Total general	-669	2.650.406	25.951	-13	2.675.676

PAGOS POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA - AÑO 2015



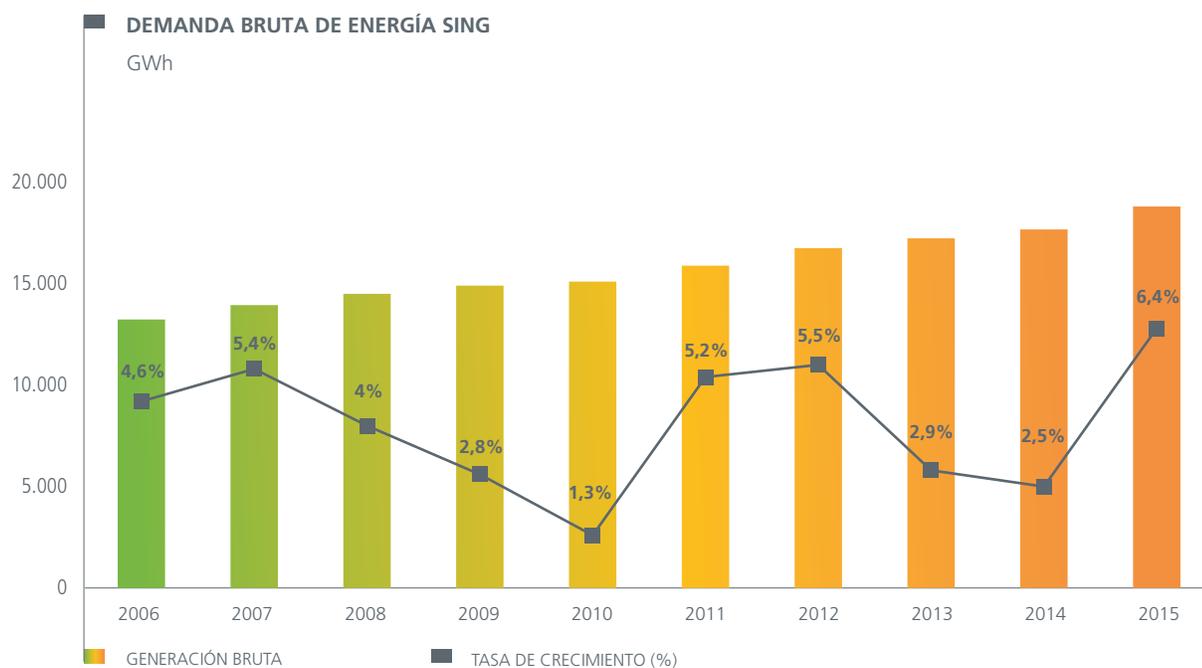
3,18%	E-CL
2,05%	ELECDA
0,23%	ELIQSA
0,24%	EMELARI
93,98%	TRANSELEC
0,33%	TRANSEMEL



VIII. Demanda de Energía y Potencia SING 2006-2015

DEMANDA BRUTA DE ENERGÍA DEL SING

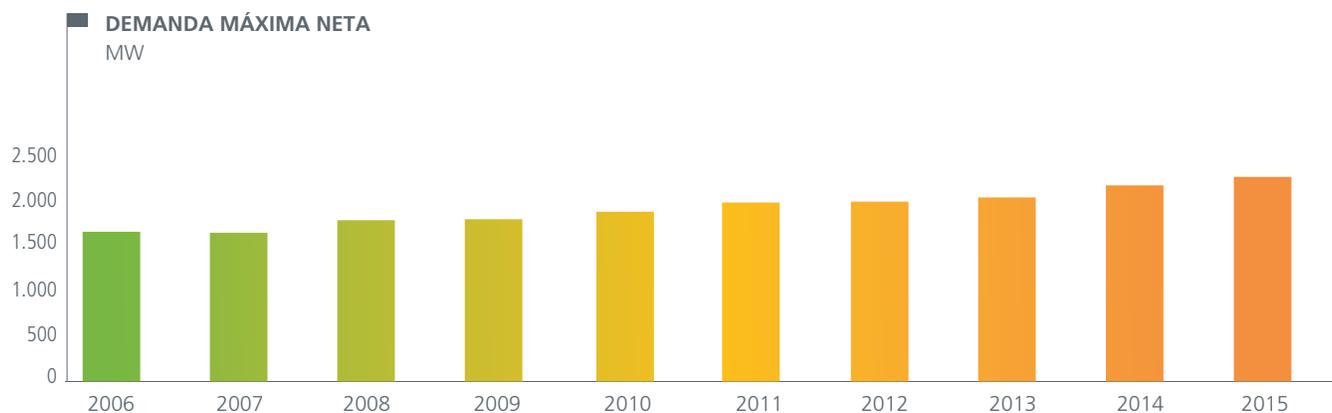
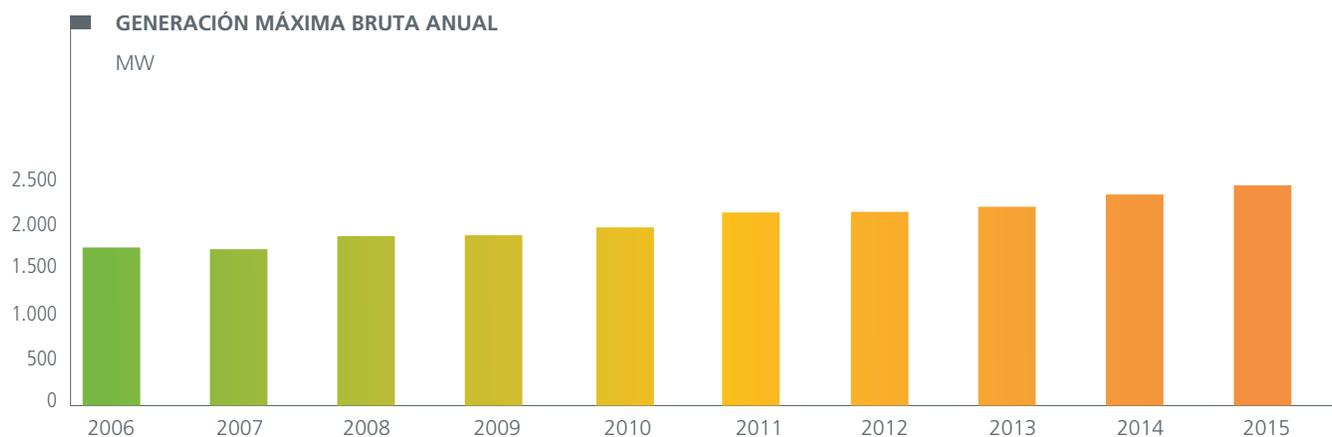
Año	Generación Bruta [GWh]	Tasa de Crecimiento
2003	11.424,1	9,9%
2004	12.330,0	7,9%
2005	12.657,4	2,7%
2006	13.236,0	4,6%
2007	13.945,8	5,4%
2008	14.502,3	4,0%
2009	14.906,7	2,8%
2010	15.103,8	1,3%
2011	15.889,2	5,2%
2012	16.755,7	5,5%
2013	17.236,8	2,9%
2014	17.674,4	2,5%
2015	18.805,1	6,4%



DEMANDA MÁXIMA ANUAL DEL SING PERÍODO 2006-2015

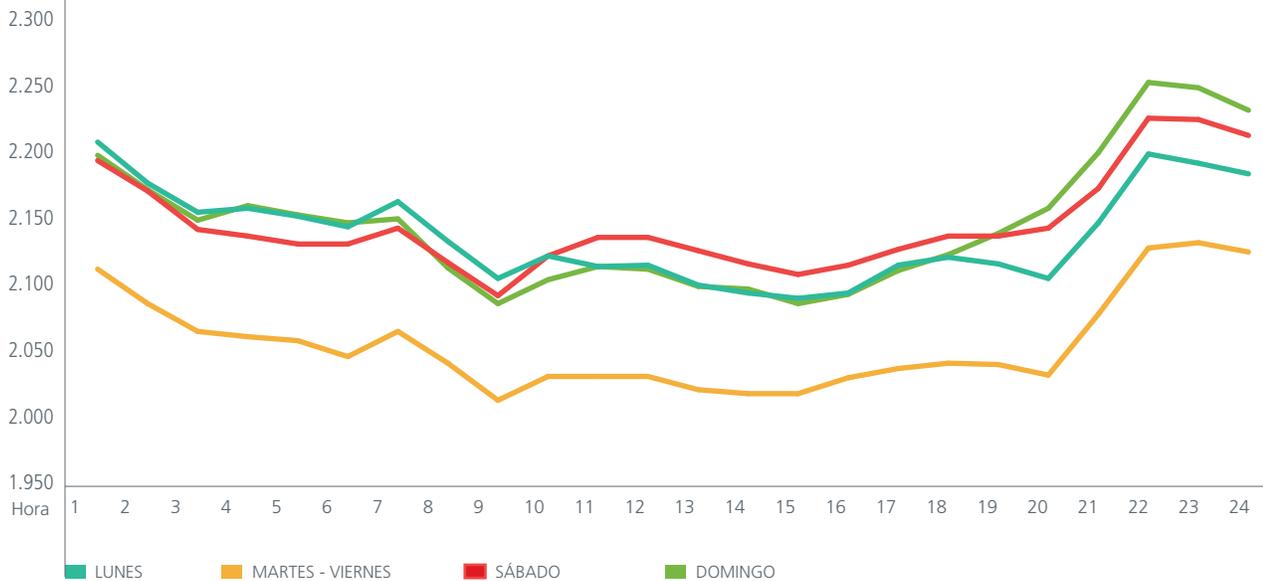
Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Neta (MW)
2006	15-dic-06	23	1.770	1.676
2007	24-abr-07	22	1.751	1.665
2008	21-dic-08	22	1.897	1.805
2009	27-sep-09	22	1.907	1.816
2010	26-dic-10	23	1.995	1.900
2011	23-dic-11	22	2.162	2.003
2012	25-dic-12	22	2.169	2.013
2013	01-dic-13	22	2.226	2.060
2014	26-dic-14	23	2.363	2.195
2015	09-oct-15	23	2.466	2.290

Nota: La Demanda Máxima Neta se obtiene como la generación bruta menos los consumos propios de las centrales.

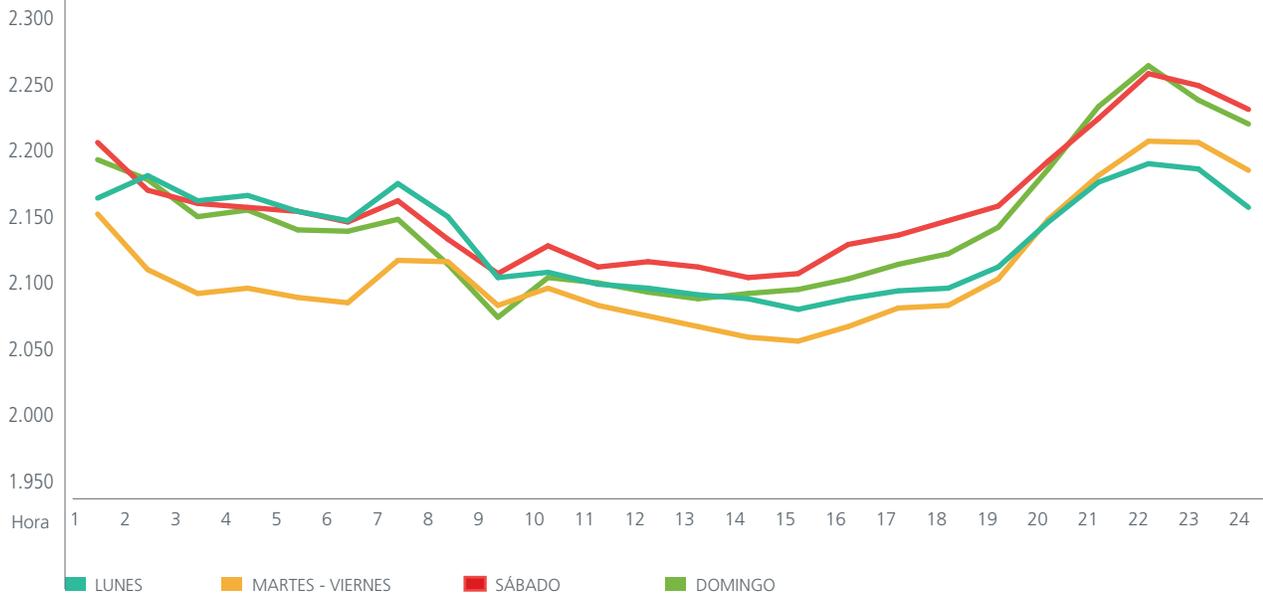




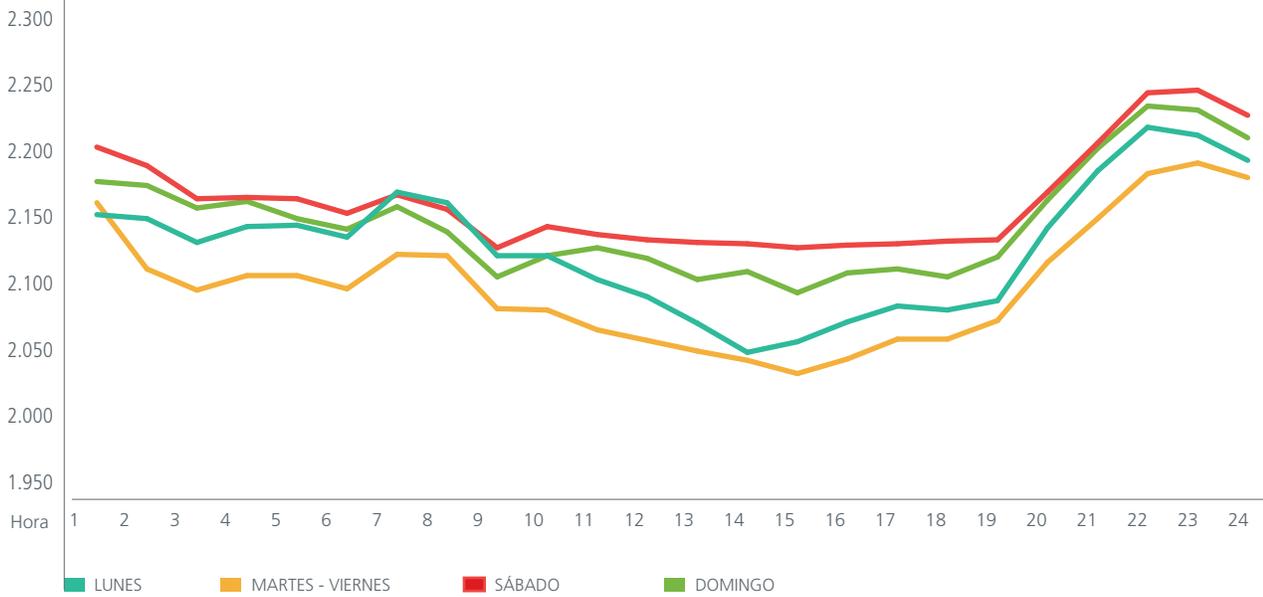
GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2015
ENERO - MARZO (MW)



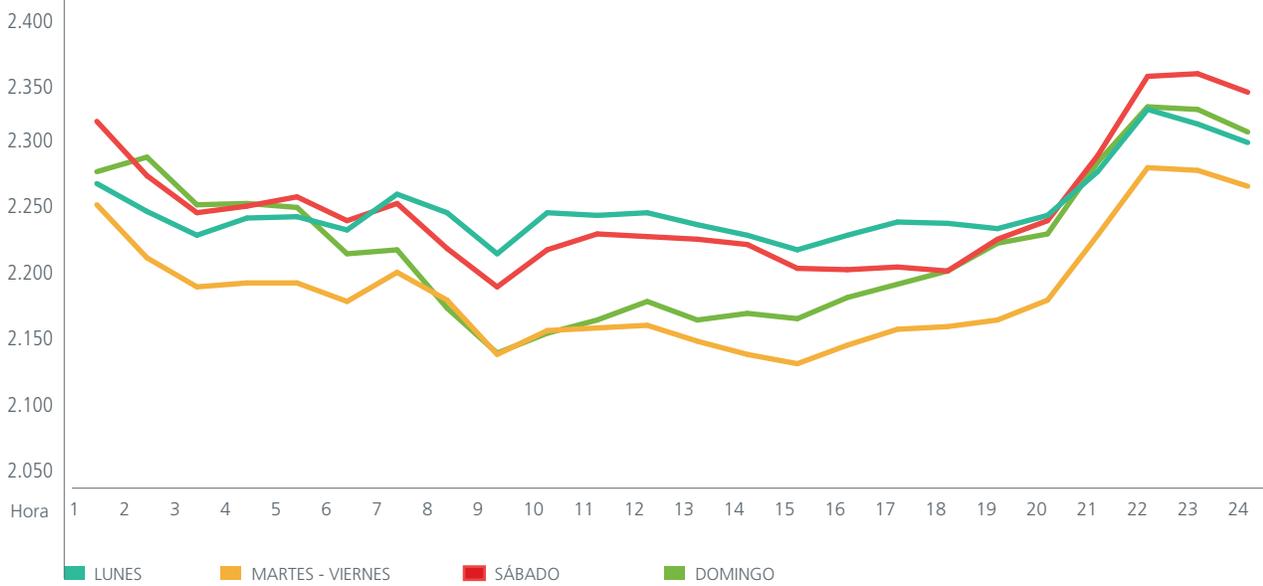
GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2015
ABRIL - JUNIO (MW)



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2015
JULIO - SEPTIEMBRE (MW)



GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2015
OCTUBRE - DICIEMBRE (MW)





IX. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

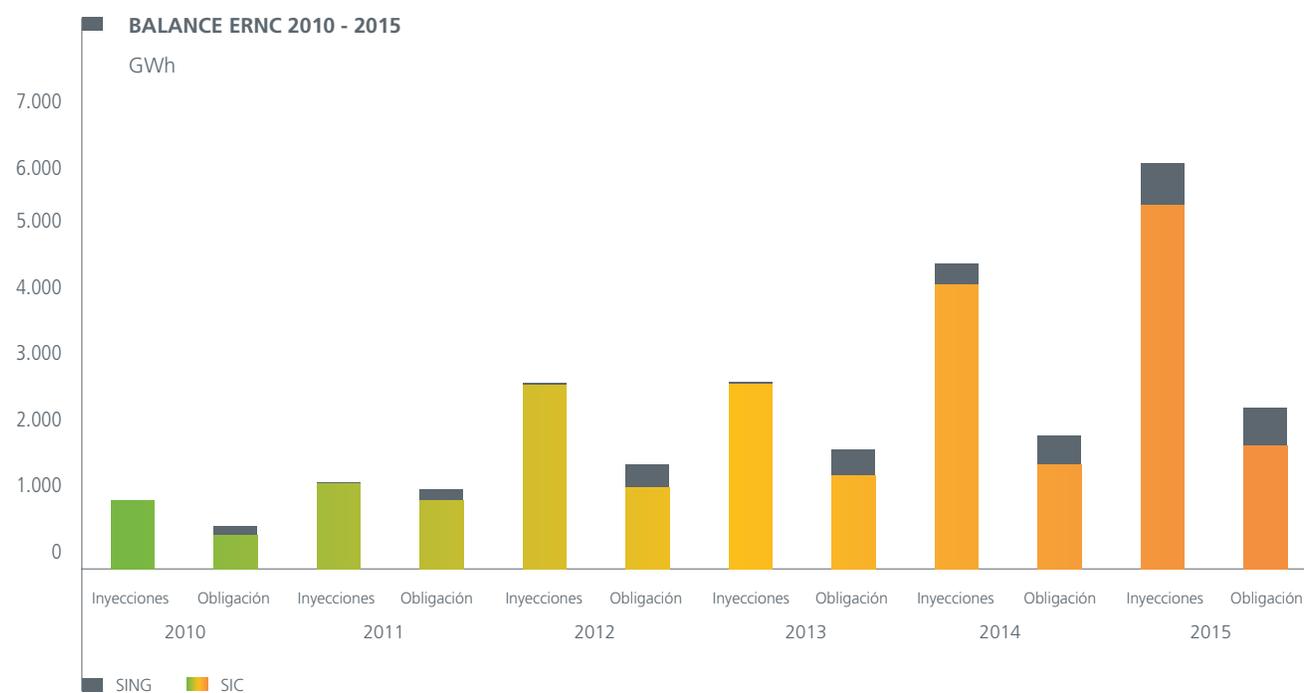
BALANCE ERNC AÑO 2015

Retiros Afectos a Obligación	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	34.795
SING	10.122
Total	4.4917,8

Obligación ERNC (5% Retiros Afectos)	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	1.863,5
SING	563,8
Total	2.427,3

Inyecciones ERNC Reconocidas	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	5.497,8
SING	629,3
Total	6.127,1

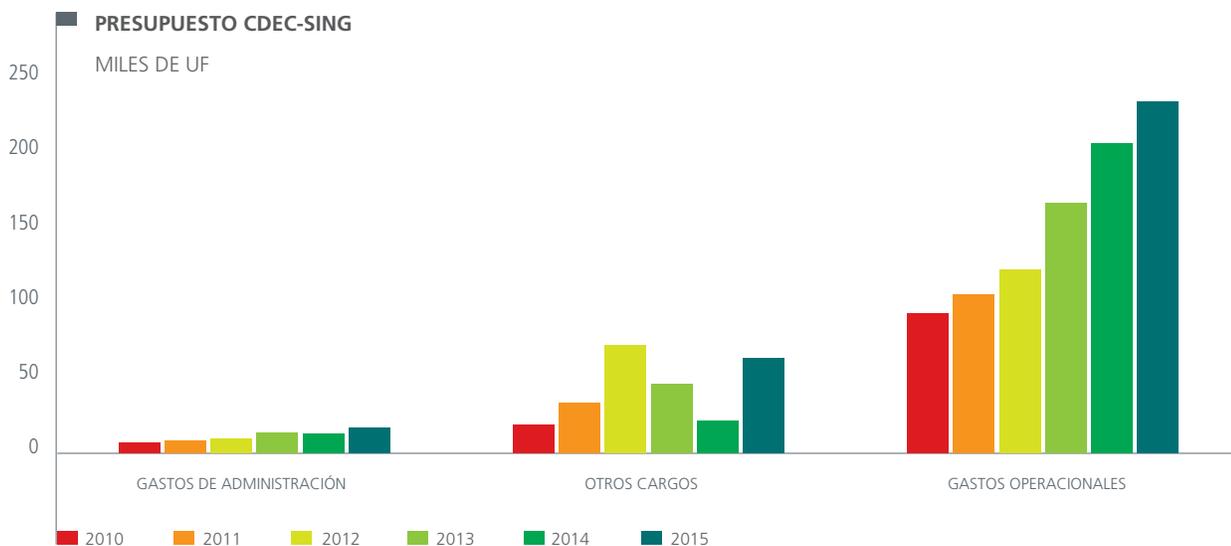
Excedente / Déficit ERNC Neto	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	3.634,2
SING	65,6
Total	3.699,8



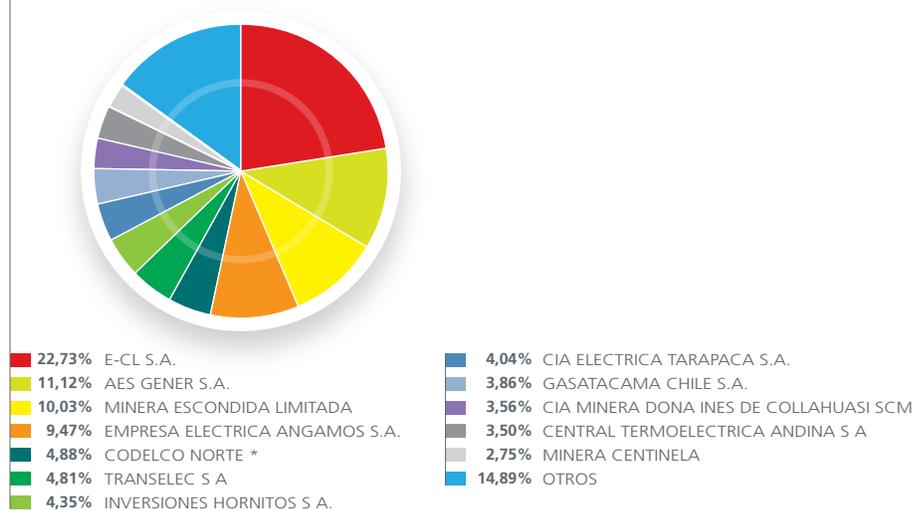
X. Presupuesto CDEC-SING

PRESUPUESTO CDEC-SING

Presupuesto CDEC-SING [miles de UF]	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	VARIACIÓN [miles de UF]	VARIACIÓN % [último año]
Gastos de Administración	6,5	7,1	8,1	9,7	13,7	12,7	16,7	4,0	31,4%
Otros Cargos	18,6	18,8	33,9	72,0	46,3	21,4	63,7	42,3	197,8%
Costos Operacionales	77,7	93,8	106,2	123,1	167,3	207,4	235,2	27,8	13,4%
Remuneraciones y Otros Relacionados	57,8	63,2	72,5	86,9	112,6	139,6	167,2	27,6	19,8%
Arriendo Oficinas y Gastos Asociados	7,1	7,8	10,4	10,5	11,5	20,9	18,5	-2,4	-11,6%
Servicios y Asesorías Externas	2,2	2,7	2,9	3,9	4,4	9,5	12,6	3,1	32,0%
Arriendo Equipos, Software y Servicios	10,5	20,1	20,4	21,8	38,8	37,3	36,9	-0,4	-1,2%
Total	103	120	148	204,8	227,2	241,5	315,7	74,1	30,7%



PARTICIPACIÓN PRESUPUESTARIA INTEGRANTES CDEC-SING



Nota: sólo se presentan de manera individual los Miembros de CDEC-SING con participación superior al 2 %

* Incluye 4 operaciones: Chuquicamata, R Tomic, M Hales y G Mistral



Observación: La delimitación geográfica y trazas de las líneas son solo indicativas.
Nota: Las instalaciones del sistema de transmisión troncal, son las identificadas en el Decreto 23 T, publicado en el D.O. 03.02.2016.



CDEC | SING

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

Dirección:
Av. Apoquindo 4501
Piso 6, Las Condes
Santiago de Chile

Teléfono:
56 22 367 2400
Web:
www.cdec-sing.cl

Twitter:
[@cdec_sing](https://twitter.com/cdec_sing)

