

# ANUARIO Y ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN



**CDEC-SING**





# Contenido

<b>Carta Presidente del Directorio</b>	<b>2</b>
<b>Carta Director Ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>¿Quiénes Somos?</b>	<b>6</b>
<b>CDEC-SING: Visión, Misión y Valores</b>	<b>12</b>
<b>Entorno Energético 2011</b>	<b>14</b>
<b>Las Direcciones del CDEC-SING y su Gestión 2011</b>	<b>18</b>
<b>Instalaciones y Clientes del SING</b>	<b>26</b>
Instalaciones antes de conformarse el SING 1984	28
Primeras Instalaciones del SING a 1988	30
Instalaciones del SING a 1995	32
Instalaciones del SING a 2002	34
Instalaciones del SING a 2011	36
<b>Estadísticas de Operación</b>	<b>42</b>
I. SING: Capacidad Instalada de Generación	44
II. SING: Generación de Energía	46
III. Combustibles: Consumos y Precios	52
IV. Precios de Energía y Potencia	55
V. Ventas Anuales de Energía SING 2002-2011	59
VI. Transferencias de Energía y Potencia SING 2002-2011	61
VII. Peajes: Pago por uso de Sistemas de Transmisión del SING	63
VIII. Demanda de Energía y Potencia SING 2002-2011	65
IX. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)	69
X. Presupuesto CDEC-SING	70



## ●●● Carta Presidente del Directorio

Con mucho agrado y en nombre del Directorio del CDEC-SING, tengo el honor de presentar el Anuario y Estadísticas de Operación del CDEC-SING correspondientes al año 2011.

En él encontrarán los resultados operacionales del año 2011 y la estadística del sistema, correspondiente al decenio 2002-2011.

El SING, luego de superar la incertidumbre en la operación vivida años atrás producto de las restricciones al suministro de gas natural proveniente de Argentina, emprendió un proceso de mejora continua en el cumplimiento de sus objetivos de seguridad, eficiencia económica y acceso al sistema de transmisión. Dicho proceso se ha materializado a través de una mayor suficiencia en materia de generación, expansión y solidez en la transmisión, y un mejor suministro a la demanda.

Con ese horizonte en vista, podemos señalar con satisfacción que hemos avanzado, y el año 2011 da cuenta de ello.



En materia de generación el año estuvo marcado por la incorporación de tres nuevos proyectos, que en conjunto, aportaron al sistema 598 MW más a la capacidad instalada existente, consolidándose un abastecimiento normalizado a nivel global.

En el ámbito de la transmisión en tanto, el año 2011 evidenció algunas de las vulnerabilidades detectadas, en cuanto a la necesidad de aumentar la infraestructura de transmisión en aquellas zonas en donde se advierte mayor estrechez. Me refiero al abastecimiento de la zona norte del SING, que al cierre del año 2011 presentó condiciones de abastecimiento muy ajustadas. Sin embargo, la aplicación de un Plan de Manejo extraordinario, permitió controlar la situación en forma coordinada y disponer de algunos recursos técnicos tendientes a habilitar la maximización en el uso de los recursos de transmisión que muestran restricciones.

En lo que respecta a la organización del CDEC-SING, el 10 de noviembre de 2011 se renovó la Presidencia de Directorio, la cual se mantendrá en ejercicio hasta el 9 de noviembre de 2012. Con el inicio de esta nueva Presidencia, todas las empresas integrantes del Sistema Interconectado del Norte Grande, refrendamos nuestro compromiso con el capital humano y técnico de este CDEC-SING y manifestamos nuestro apoyo decidido al plan de trabajo que tiene como objetivos: (a) el cumplimiento de las funciones que la Ley, la reglamentación vigente y el Reglamento Interno establecen para este CDEC, y (b) la operación segura y eficiente del SING.

El Directorio del SING valora de manera especial, los pasos dados en materia de certificación. La Certificación del Sistema de Gestión de Calidad bajo Norma ISO 9001:2008 liderado por la Dirección de Operación, es una manifestación concreta de que el CDEC-SING se hace cargo de la

importancia estratégica que su función representa para el sector eléctrico y como servicio fundamental para el país. Al mismo tiempo, muestra un proceso de mejora continua que lo sigue distinguiendo como la organización líder en su rubro.

Estamos conscientes de que los avances antes indicados son solamente parte de un proceso continuo en el que el CDEC-SING deberá seguir año tras año para cumplir con sus objetivos. En el año 2012 esperamos abordar, entre otras, materias tales como garantizar que la inserción de ERNC en el sistema se realice de manera segura, la probable implementación del reglamento de servicios complementarios previsto en la Ley, así como las materias que se planteen al sector como resultado de la ejecución de la recientemente anunciada política energética del país.

Esperamos que el presente Anuario 2011, constituya un aporte en materia de información para todos los agentes que participan en el SING así como para quienes observan o analizan su desarrollo, y para todos los inversionistas interesados en conocer más profundamente el mercado eléctrico del Norte Grande del país.

**CARLOS FINAT DÍAZ**

Presidente Directorio CDEC-SING



## ●●● Carta Director Ejecutivo

Una vez más cumplimos la tarea 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 una radiografía de las principales materias relacionadas con el año 2011 del SING.

Las estadísticas, indicadores y los elementos más relevantes relacionados con la operación del SING están aquí dispuestos y permitirán a ustedes conocer y profundizar la realidad del sistema eléctrico del Norte Grande del país.

Tal como lo señaláramos, el año 2011 se constituyó en materia operación, en aquél donde la adaptación física o normalización del abastecimiento del sistema se consolidó. Contamos con nuevas plantas de generación, las que en conjunto aportaron 598 MW.

En materia de transmisión se ha trabajado en dos líneas de acción, una de carácter operacional, que tiene que ver con medidas de operación y planes de manejo que permiten optimizar el uso de la infraestructura existente, y otra relacionada con la elaboración de estudios de planificación para la expansión del sistema de transmisión que permitan avanzar hacia una mayor y mejor información para aportar a la industria en la toma de decisiones.

Entrando en el ámbito organizacional, con satisfacción podemos señalar que hemos alcanzado hitos relevantes. Sin lugar a dudas, el más importante de destacar, es la obtención de la Certificación del Sistema de Gestión de Calidad bajo Norma ISO 9001:2008. Con este logro se da inicio al cumplimiento de uno de los principales objetivos estratégicos de la institución, cual es la Certificación de sus procesos bajo estándares internacionales para cumplir con excelencia la coordinación de la operación del Sistema Interconectado del Norte Grande del país.

Este camino emprendido por la institución, en coherencia con su Política de Calidad, significa incorporar las mejores prácticas de la industria y aplicarlas a través de un Sistema de Gestión de Calidad, como herramienta base de la organización.

En consistencia con lo anterior, durante el año 2011, se avanzó en el proceso de Certificación de Competencias, proceso que para el año 2012 espera obtener logros tan importantes como el señalado anteriormente.

Con el propósito de establecer metodologías, criterios y mecanismos de trabajo conocidos y acordados por este CDEC, se avanzó en un importante número de Procedimientos. El CDEC-SING cuenta con un total de 38 Procedimientos, en distinto nivel de desarrollo o avance, esperando que durante el año 2012 se obtengan importantes avances en esta materia.

Hemos avanzado en temas de calidad, de comunicaciones, de gestión del conocimiento, de desarrollo de competencias técnicas y de liderazgo, un camino que tiene el compromiso de abordar todos los ámbitos necesarios para cumplir con plenitud la función estratégica que nuestra institución tiene para el sector eléctrico y para el país.

**DANIEL SALAZAR JAQUE**

Director Ejecutivo /Director de Operación y Peajes  
CDEC-SING


## ●●● ¿Quiénes Somos?



**CDEC-SING**







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 la seguridad y calidad de servicio.

El 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.

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.

El CDEC-SING está conformado por 41 empresas Integrantes que operan en los segmentos de generación, transmisión y consumo, todas ellas representadas en un Directorio compuesto por 10 miembros, que anualmente renueva su dirección.



## EMPRESAS COORDINADAS E INTEGRANTES DEL CDEC-SING

Segmento A		
Empresas de Generación con capacidad menor a 300 MW		
1	Cavancha S.A.	A
2	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	A
3	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	A
4	Enorchile S.A.	A
5	Equipos de Generación S.A.	A
6	Norgener S.A.	A
7	Central Termoeléctrica Andina S.A.	A
8	Inversiones Hornitos S.A.	A
9	Enaex S.A. (*)	A
10	Sociedad Anglo American Norte S.A. (*)	A

Segmento B		
Empresas de Generación con capacidad mayor a 300 MW		
1	AES Gener S.A.	B
2	Gasatacama Chile S.A.	B
3	E-CL S.A. (*)	B

Segmento C		
Empresas de Transmisión Troncal		
1	E-CL S.A. (*)	C
2	Transelec Norte S.A. (*)	C

Segmento D		
Empresas de Subtransmisión		
1	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	D
2	E-CL S.A. (*)	D
3	Codelco (*)	D
4	Xstrata Copper - Altonorte (*)	D
5	Transelec Norte S.A. (*)	D

Segmento E		
Clientes Libres		
1	Atacama Agua y Tecnología Ltda.	E
2	Atacama Minerals Chile S.C.M.	E
3	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	E
4	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM.	E
5	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	E
6	Compañía Minera Xstrata Lomas Bayas	E
7	Compañía Minera Zaldívar S.A	E
8	Grace S.A.	E
9	Haldeman Mining Company S.A.	E
10	Minera El Tesoro	E
11	Minera Escondida Ltda.	E
12	Minera Esperanza	E
13	Minera Gaby S.A.	E
14	Minera Meridian Ltda.	E
15	Minera Michilla S.A.	E
16	Minera Rayrock Ltda.	E
17	Minera Spence S.A.	E
18	Moly-Cop Chile S.A.	E
19	Sociedad Contractual Minera El Abra	E
20	Sociedad GNL Mejillones S.A.	E
21	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	E
22	Enaex S.A. (*)	E
23	Sociedad Anglo American Norte S.A. (*)	E
24	Codelco (*)	E
25	Xstrata Copper - Altonorte (*)	E
26	Empresa Aguas del Altiplano S.A.	E
27	Noracid S.A.	E

(\*) Empresas pertenecientes a dos o más Segmentos



## DIRECTORIO

El Directorio del CDEC-SING está compuesto por dos representantes del segmento generación con capacidad instalada menor a 300 MW (segmento A), tres representantes del segmento generación con capacidad instalada mayor o igual a 300 MW (segmento B), dos representantes del segmento transmisión troncal (segmento C), dos representantes del segmento subtransmisión (segmento D), y un representante de segmento clientes libres (segmento E).

El Directorio Vigente es presidido por don Carlos Finat Díaz, Gerente de Energía de la Compañía Minera Doña Inés de

Collahuasi, secundado por don Raúl Valpuesta Araya, de la empresa Transelec Norte S.A

Según lo establece la reglamentación eléctrica, el Directorio debe velar por el cumplimiento de los aspectos normativos en el sistema, cautelar el buen funcionamiento de las Direcciones del CDEC; además, debe designar a los Directores de las Direcciones, elaborar el Reglamento Interno y aprobar anualmente el Presupuesto del organismo.

<b>Segmento A</b>	<b>Segmento B</b>	<b>Segmento C</b>	<b>Segmento D</b>	<b>Segmento E</b>
Eduardo Soto Trincado (10)	Pedro de la Sotta Sánchez (9)	Rodrigo López Vergara (6)	Robin Cuevas Canales (4)	Carlos Finat Díaz (5)
Juan Pablo Cárdenas Pérez (8)	Carlos Aguirre Pallavicini (2)	Raúl Valpuesta Araya (7)	Alfredo Cárdenas Ocampo (3)	
	Enzo Quezada Zapata (1)			

### *Miembros Suplentes Directorio CDEC-SING*

<i>Segmento A</i>	<i>Segmento B</i>	<i>Segmento C</i>	<i>Segmento D</i>	<i>Segmento E</i>
<i>Miguel Buzunáriz R. Marcos Cisterna O.</i>	<i>Felipe Rodríguez Ch. Francisco Promis B. Javier Alemany M.</i>	<i>Jaime Cancino C. Patricio Carmona R.</i>	<i>Belisario Maldonado Jaime Misraji C.</i>	<i>Carolina Merino L.</i>





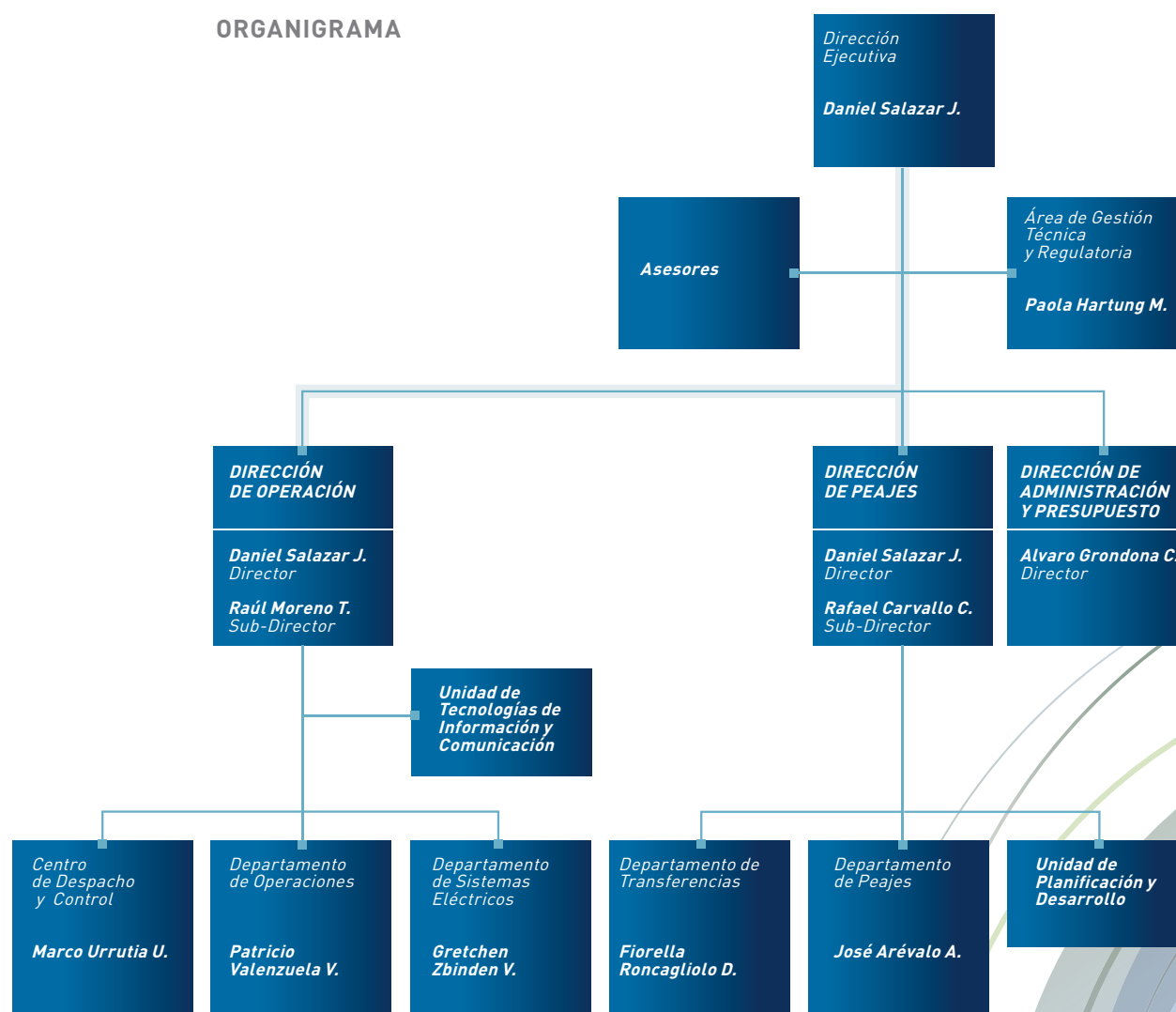


## DIRECCIONES CDEC-SING

La estructura del CDEC-SING está compuesta por tres Direcciones Técnicas: la Dirección de Operación, la Dirección de Peajes y la Dirección de Administración y Presupuesto, coordinadas entre sí, a través de una Dirección Ejecutiva.

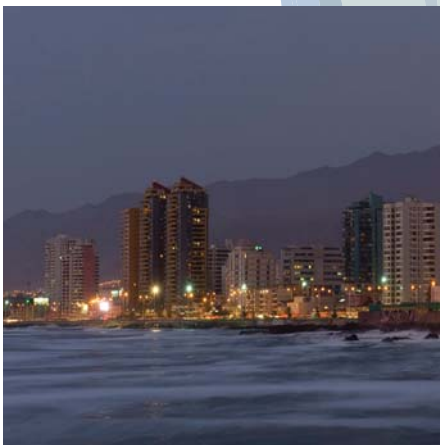
Las tres Direcciones del CDEC-SING son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, que desarrollan sus funciones conforme a la normativa vigente. Los responsables de las Direcciones son nombrados por cuatro años, por acuerdo del Directorio, y pueden ser removidos y reelegidos por el Directorio, sólo por un período más. El organigrama de la institución es el siguiente:

## ORGANIGRAMA





## ●●● CDEC-SING: Visión, Misión y Valores



### 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 polifuncional 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”*

### 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”*



## Nuestros Valores



### **POLÍTICA DE CALIDAD** **DIRECCIÓN DE OPERACIÓN DEL CDEC-SING**

La Dirección de Operación del CDEC-SING, se compromete a entregar servicios de coordinación de la operación y apoyar el desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande, con un nivel de profesionalismo y calidad que la posicione como una organización líder en su rubro.

Los servicios serán entregados con estricto apego al marco legal vigente, incorporando el conocimiento desarrollado, así como las mejores prácticas de la industria, las que serán aplicadas a través de un sistema de gestión de calidad, como herramienta base para la organización.

En lo que respecta a la calidad de sus procesos y servicios, la Dirección de Operación del CDEC-SING se ha planteado los siguientes objetivos globales:

- 1) Velar por la seguridad de servicio y eficiencia en la operación del Sistema Interconectado del Norte Grande, y mantener una atención permanente por mejorar de manera continua la calidad de sus procesos y servicios.
- 2) Realizar sus funciones en todo momento con personal competente, responsable, motivado y orientado a sus clientes.
- 3) Entregar los servicios de coordinación de la operación en forma oportuna, con el nivel de confianza y calidad requerida por parte de sus clientes.
- 4) Desarrollar y mantener una comunicación permanente y de calidad con sus clientes y mandantes.

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

## ●●● Entorno Energético 2011



El año 2011 será recordado dentro del sector eléctrico chileno como uno de los más intensos en materia de discusión y debate sobre las fortalezas y debilidades del sector eléctrico, así como respecto de su desarrollo futuro.

La creación de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico –CADE– por parte del Ejecutivo, la Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria, liderada por asociaciones ciudadanas y parlamentarios, además de múltiples iniciativas académicas y empresariales, pusieron durante todo el 2011 el tema del futuro energético de Chile en el tapete nacional.

Independientemente de los énfasis, matices y orientaciones, todos los análisis tienen como base las auspiciosas expectativas de crecimiento que tiene el país hacia los próximos años, lo que ineludiblemente demandará mayores requerimientos de energía, que a su vez deberán ser acompañados por sistemas eléctricos robustos, de mayor capacidad, seguridad y eficiencia.





Un hecho que puso de manera especial a prueba al sector eléctrico chileno durante el año 2011, fue el “Caso Campanario”. Esta experiencia dejó al descubierto la sensibilidad y consecuencias que significa el rompimiento de la cadena de pagos en el sector, pues ella constituye un elemento fundamental para el correcto y eficiente funcionamiento del mercado.

Todo lo anterior ha implicado, y probablemente requerirá en el futuro ajustes normativos que optimicen y promuevan más decididamente la inversión, entreguen mejores herramientas en materia de planificación, ofrezcan ciertas garantías frente a hechos críticos como el rompimiento de la cadena de pagos, y de avances en lo relacionado con la operación de los sistemas, ya sea en el Sistema Interconectado Central, como en el Sistema Interconectado del Norte Grande.

Cuando el prisma se ajusta, y se lleva a una óptica más particular, los dos principales sistemas eléctricos existentes en el país: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), nos muestran una realidad que exige diferentes prioridades y tiempos.





Para el caso del SING los temas relacionados con mayor capacidad del sistema han venido abordándose de manera progresiva durante los últimos años, y en la actualidad se cuenta con una oferta sólida, que ha brindado durante el 2011 una mayor estabilidad al sistema.

En relación al segmento transmisión, la atención del SING estuvo especialmente enfocada en superar algunas de las restricciones que impactaron la operación del SING hacia fines de 2011. En particular, en la zona norte del SING, la aplicación de un plan de manejo extraordinario, permitió dar rápida respuesta a las situaciones de estrechez y contingencia, con el propósito de avanzar hacia un segmento más robusto y seguro.

También en el 2011 hubo una creciente aparición de proyectos basados en la utilización de fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC), alcanzando en términos globales la consolidación de una cartera de proyectos en el SING que superan a la fecha los 2000 MW.

Esta realidad ha significado en términos concretos, una gran inversión de recursos en revisión de proyectos y análisis de estudios, los que permiten medir el impacto que tendría para el sistema el ingreso de nuevos proyectos basados en estas tecnologías, pues es tarea fundamental del CDEC-SING, garantizar el normal funcionamiento del sistema y velar para que su comportamiento cumpla con los altos estándares de seguridad y eficiencia que la ley exige.

Estos son algunos de los elementos que acompañaron el entorno del sistema eléctrico chileno durante el año 2011, y en particular, del Sistema Interconectado del Norte Grande. En nuestra calidad de referentes técnicos, encargados de la coordinación de la operación del SING, buscamos aportar en éstas y otras materias necesarias para cumplir con excelencia nuestro rol de preservar la seguridad y eficiencia, y garantizar la accesibilidad al SING.



## ●●● Las Direcciones del CDEC-SING y su Gestión 2011







## CENTRO DE DESPACHO Y CONTROL

- **Sitio de Respaldo**
- **Simulacro de apagón**
- **Certificación de Calidad**
- **El 24/7 los 365 días del año**

El CDEC-SING está conformado por tres Direcciones, la de Operación, la de Peajes y la de Administración y Presupuesto; todas ellas coordinadas por el Director Ejecutivo.

Los responsables de las Direcciones son nombrados por un periodo de cuatro años, por acuerdo del Directorio, y pueden ser removidos o reelegidos sólo por un período más.

La Dirección Ejecutiva, cuenta además con la colaboración de un grupo de asesores, los que brindan apoyo transversal al trabajo realizado por las Direcciones de Operación, de Peajes, y de Administración y Presupuesto, y a las funciones del Directorio. Nos referimos al trabajo realizado en el ámbito Jurídico, de las Comunicaciones y de Recursos Humanos.

Adicionalmente, desde el año 2012, se crea el Área de Gestión Técnica y Regulatoria (AGTR), la cual depende de la Dirección Ejecutiva, con el propósito de contribuir a mejorar la confiabilidad del Sistema, realizando el seguimiento y control del cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Al mismo tiempo actúa como soporte transversal de toda la organización a través de la coordinación de la conexión de nuevos proyectos y la gestión de los Procedimientos de las Direcciones Técnicas del CDEC-SING.

**DIRECCIÓN DE OPERACIÓN**

Tiene como objetivo coordinar con seguridad y eficiencia económica la operación de las instalaciones que componen el Sistema Interconectado del Norte Grande. Cuenta en su estructura con tres departamentos: el Centro de Despacho y Control (CDC), el Departamento de Operaciones, y el Departamento de Sistemas Eléctricos.

Además, desde el presente año cuenta con la Unidad de Tecnologías de la Información y Comunicación, que presta soporte transversal a toda la organización.

**Gestión 2011 - Dirección de Operación**

El énfasis en materias relacionadas con los objetivos estratégicos de la institución, de sostener una mejora continua, ahondar en materias de gestión del conocimiento y optimizar la comunicación con el entorno, fueron ejes fundamentales en la gestión de la Dirección de Operación durante el año 2011.

A nivel de mejora continua destaca la culminación del Proceso de Certificación ISO 9001: 2008, cuyo trabajo de adaptación implicó la adecuación de la gestión de la Dirección a los altos estándares de exigencia de esta norma internacional.

En materia de seguridad en la operación del sistema, se destaca el trabajo realizado a partir de dos de las principales emergencias ocurridas en el SING durante el

## DEPARTAMENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

- **Norma Técnica**
- **Estudios para Mayor Seguridad del Sistema**
- **Revisión de Proyectos**

## DEPARTAMENTO DE OPERACIONES

- **Transparencia**
- **Variables históricas para mejor análisis y decisiones de operación**

2011: la amenaza de tsunami del 11 de marzo, producto del terremoto acontecido en Japón, y el apagón parcial ocurrido el 19 de junio que ocasionó la pérdida del abastecimiento de dos tercios de la demanda. El análisis exhaustivo de ambos eventos redundó en el levantamiento de alrededor de una decena de acciones preventivas y correctivas de diferentes grados de implementación, las que aportaron significativamente a un sistema más seguro y confiable.

Similar situación es la que se obtiene a partir del nuevo simulacro de apagón total realizado en diciembre de 2011. Este implicó un ejercicio más representativo que los alcanzados anteriormente, pues se dio un paso adelante al realizar el desplazamiento efectivo de los despachadores, desde el Sitio Principal del Centro de Despacho y Control (CDC), hacia el Sitio de Respaldo del CDC, poniendo a prueba los protocolos de acceso a este último.

El análisis de las fallas ocurridas en el sistema, así como la preparación y revisión de estudios relativos a la incorporación de nuevos proyectos ha sido intenso. Cabe recordar el alto flujo de nuevos proyectos que ha tenido el sistema en los últimos años lo que ha implicado cambios topológicos relevantes derivados de la puesta en servicio de los distintos proyectos que han ingresado al sistema.

De este ejercicio se ha desprendido la incorporación de mejores protocolos de acceso y mayor rigurosidad en el tratamiento de solicitudes para la coordinación de trabajos, lo que redunda en una mayor seguridad para el sistema.



En cuanto a recursos técnicos, se obtiene en el 2011 una mejor disponibilidad del Sistema SCADA, principalmente en lo relacionado con el manejo de variables históricas, lo que permite mejorar la calidad y oportunidad de la información utilizada en el análisis de la operación del sistema, logrando una operación eficaz en tiempo real.

### DIRECCIÓN DE PEAJES

Tiene como objetivo administrar las transferencias económicas y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y adicional del Sistema Interconectado del Norte Grande.

Cuenta en su estructura con dos Departamentos, el Departamento de Transferencias y el Departamento de Peajes. A ellos se suma a partir del año 2012 la Unidad de Planificación y Desarrollo, para atender las crecientes necesidades de planificación y desarrollo del sistema de transmisión.

### Gestión 2011 - Dirección de Peajes

Los énfasis de la Dirección de Peajes durante el año 2011 estuvieron guiados por los objetivos institucionales de “operar en forma segura el sistema, adoptando las mejores prácticas y mejorando la eficiencia económica del mismo”.

## DEPARTAMENTO DE PEAJES

- Recomendaciones de **expansión al Troncal**
- Desarrollo de **nuevas capacidades técnicas**
- **Nuevas herramientas de análisis**

En cuanto a la operación segura del sistema, durante el año 2011, en materia de transmisión, se realizó la revisión y análisis del Estudio de Transmisión Troncal. En particular, se hicieron estudios y recomendaciones de expansión del sistema de transmisión troncal del SING, especialmente respecto del aumento de capacidad de transmisión en los tramos troncales de la Zona Norte del SING, y los refuerzos en las subestaciones troncales que requieren mayor redundancia para flexibilizar y mejorar la operación del sistema en los próximos años.

A partir de los estudios ya mencionados, se determinó un conjunto de obras de expansión y aumento de capacidad de la infraestructura de transmisión no troncal, necesarias para el correcto y óptimo funcionamiento del sistema. Todo lo anterior muestra el compromiso de la Dirección con el cumplimiento de la visión y misión organizacional, en lo relacionado a contribuir con el desarrollo seguro y eficiente del sistema.

Como preparación para la aplicación de un nuevo Decreto de Transmisión Troncal, para el cuatrienio 2011-2014, y en consideración a las nuevas definiciones emanadas del nuevo Estudio de Transmisión Troncal, el Departamento de Peajes tuvo la tarea de desarrollar una metodología de determinación de usos y pagos para instalaciones fuera del Área de Influencia Común.

Todas estas materias implicaron importantes inversiones en capacidades técnicas y en nuevas herramientas de análisis, cuestión que permitió asumir completamente estos estudios de manera interna, lo que implicó un gran salto en independencia y capacidad por parte de la Dirección.

Asimismo, durante el año 2011 se comenzó el estudio de la infraestructura de transmisión que abastece los centros urbanos del sistema, analizando distintas alternativas de desarrollo para los sistemas secundarios de transmisión, de manera que el abastecimiento de los grandes centros poblados aumente su seguridad y confiabilidad.

En materia de transferencias económicas entre los integrantes del sistema, la aplicación de diversos mejoramientos durante el 2011 tuvo un impacto positivo en la cadena de pagos de las empresas que participan en las transferencias del SING, en agilidad, continuidad y certeza. Ello se vio reflejado de manera concreta en el Informe de Valorización de Transferencias (IVT) que se emite mensualmente, el cual presentó una baja tasa de correcciones, y en el caso del Balance de Potencia Firme Definitivo 2010 y de los informes de Peaje Troncal y de subtransmisión no se recibió ninguna observación.

Al igual que el año anterior, para evitar sucesivas reliquidaciones, durante el año 2011 se privilegió

## DEPARTAMENTO DE TRANSFERENCIAS

- Metodologías para **Mayor Fluidez Administrativa y Comercial**
- Informe Mensual de **Valorización de Transferencias**





concentrar -o postergar- reliquidaciones, para evitar los costos administrativos y las ineficiencias que estos procesos generan. Lo anterior evitó aplicar “reliquidación de una reliquidación” entregando con ello mayor fluidez a la gestión administrativa y comercial que se deriva de las transferencias.

### **DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO**

Tiene el objetivo de elaborar, administrar y ejecutar el Presupuesto anual del CDEC-SING.

Su estructura cuenta con una unidad que realiza y distribuye el trabajo en dos líneas de acción: la financiera y la de recursos humanos.

#### **Gestión 2011 - Dirección de Administración y Presupuesto**

En materia financiera y contable, uno de los grandes objetivos alcanzados durante el año 2011 fue el traspaso de la información financiera y contable de la institución a la Norma Internacional IFRS. Esta normativa, que comenzó a implementarse de manera masiva en el país durante el año 2008, permite –entre otras cosas- contar con información

estandarizada, fidedigna y cercana a lo que es un valor de mercado, de todos los activos del CDEC-SING.

En materias de personal, se inició el proceso para alcanzar la Certificación de Competencias. Ello implicó contar con descripción de cargos, determinación de las competencias requeridas, y evaluación de las competencias críticas. El primer segmento de profesionales a certificar fue remitido a las autoridades correspondientes y se espera que durante el año 2012 se cuente con la certificación de todos los Despachadores del Centro de Despacho y Control (CDC) del CDEC-SING.

En cuanto a la Política de Recursos Humanos, fueron difundidos y publicados en la página web del CDEC-SING, todos aquellos procedimientos relacionados con el quehacer administrativo y profesional que deben guiar el comportamiento de toda la institución.

#### **DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO**

- **Norma Internacional IFRS**
- **Certificación de Competencias**
- **Evaluación Competencias Críticas**



## ESTADO DE AVANCE PROCEDIMIENTOS DIRECCIÓN DE OPERACIÓN Y PEAJES

Dando cumplimiento al programa de trabajo presentado al Directorio durante el primer trimestre de 2011, y con el propósito de establecer metodologías, criterios y mecanismos de trabajo conocidos y acordados por este CDEC, se avanzó en un importante número de Procedimientos.

A partir de lo anterior, en la actualidad se cuenta con un total de 38 Procedimientos, en distinto nivel de desarrollo o avance. Del total anterior, 15 fueron emitidos durante el año 2011 como primera versión para comentarios y observaciones de las empresas integrantes.

Al finalizar el 2011, el balance arroja el envío de 14 Procedimientos para informe favorable de la Comisión Nacional de Energía, y la obtención de informe favorable para 4 Procedimientos del universo total.

El siguiente cuadro presenta un resumen con el estado de cada Procedimiento, así como los avances alcanzados durante el año 2011.

### Estado de Etapas

- Etapa realizada hasta el 1 de Enero del 2011
- Etapa realizada entre el 1 de Enero del 2011 y el 1 de Enero del 2012
- Etapa sin Actividad

N°		Etapas			
		Versión Interna	Versión según artículo N° 10 del DS 291	Procedimiento enviado a la CNE	Procedimiento informado favorablemente por la CNE
Procedimiento DO					
1	Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito	●	●	●	●
2	Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR del CDC	●	●	●	●
3	Desarrollo de Auditorías Técnicas	●	●	●	●
4	Desempeño del Control de Frecuencia	●	●	●	●
5	Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional	●	●	●	●
6	Determinación del Margen de Seguridad para la Operación	●	●	●	●
7	Habilitación de Instalaciones Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS	●	●	●	●
8	Informes de Falla de Coordinados	●	●	●	●
9	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva	●	●	●	●
10	Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SING	●	●	●	●
11	Sistema de Monitoreo	●	●	●	●
12	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG	●	●	●	●
13	Comunicaciones con las Direcciones del CDEC-SING	●	●	●	●
14	Coordinación de Trabajos en el SING	●	●	●	●
15	Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING	●	●	●	●
16	Determinación de los Costos Variables de operación de las unidades generadoras	●	●	●	●
17	Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING	●	●	●	●
18	Información de Consumos Específicos	●	●	●	●
19	Información de Costos Variables No Combustibles	●	●	●	●
20	Información de Mínimo Técnico	●	●	●	●
21	Información de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención	●	●	●	●
22	Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING	●	●	●	●
23	Mantenimiento Mayor de unidades generadoras	●	●	●	●
24	Programación de la Operación de Corto Plazo	●	●	●	●
25	Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras	●	●	●	●
26	Tareas y Responsabilidades del Centro de Despacho y Control	●	●	●	●
27	Medidas Específicas ante Planes de Seguridad de Abastecimiento	●	●	●	●
Procedimiento DP					
1	Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento	●	●	●	●
2	Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto	●	●	●	●
3	Cálculo de costos marginales para transferencias de energía entre empresas generadoras	●	●	●	●
4	Cálculo y determinación del Balance de Potencia Firme	●	●	●	●
5	Información para Estudios de Planificación, Expansión y Desarrollo del SING	●	●	●	●
6	Sistemas de Medida de Energía	●	●	●	●
7	Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras	●	●	●	●
8	Tratamiento Dispositivos Tipo BESS	●	●	●	●
9	Valorización de Transferencias Económicas	●	●	●	●
10	Reliquidaciones por Implementación de un Plan de Seguridad de Abastecimiento	●	●	●	●
11	Contabilidad de Recaudación Cargo Único Troncal	●	●	●	●





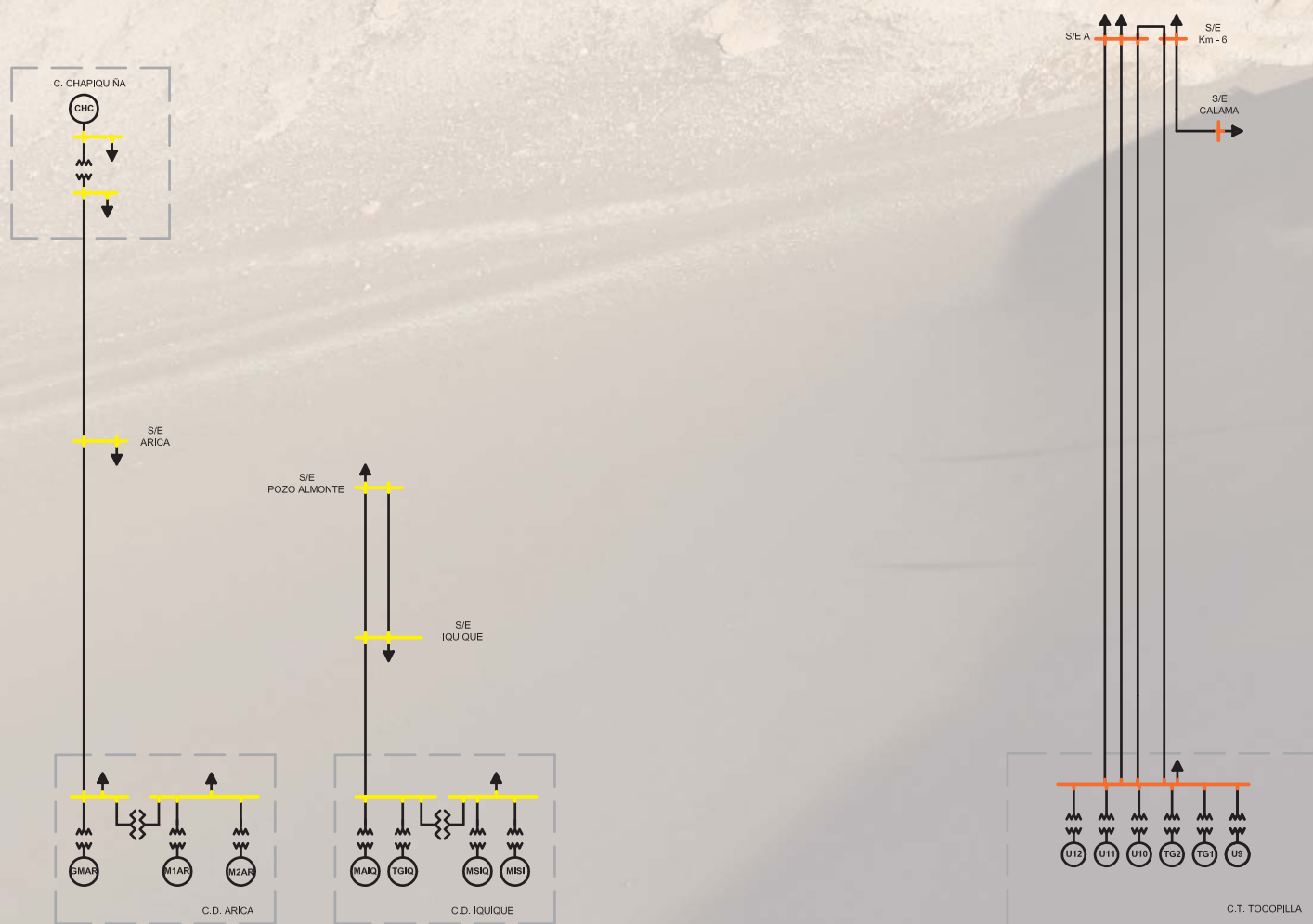
## ●●● Instalaciones y Clientes del SING



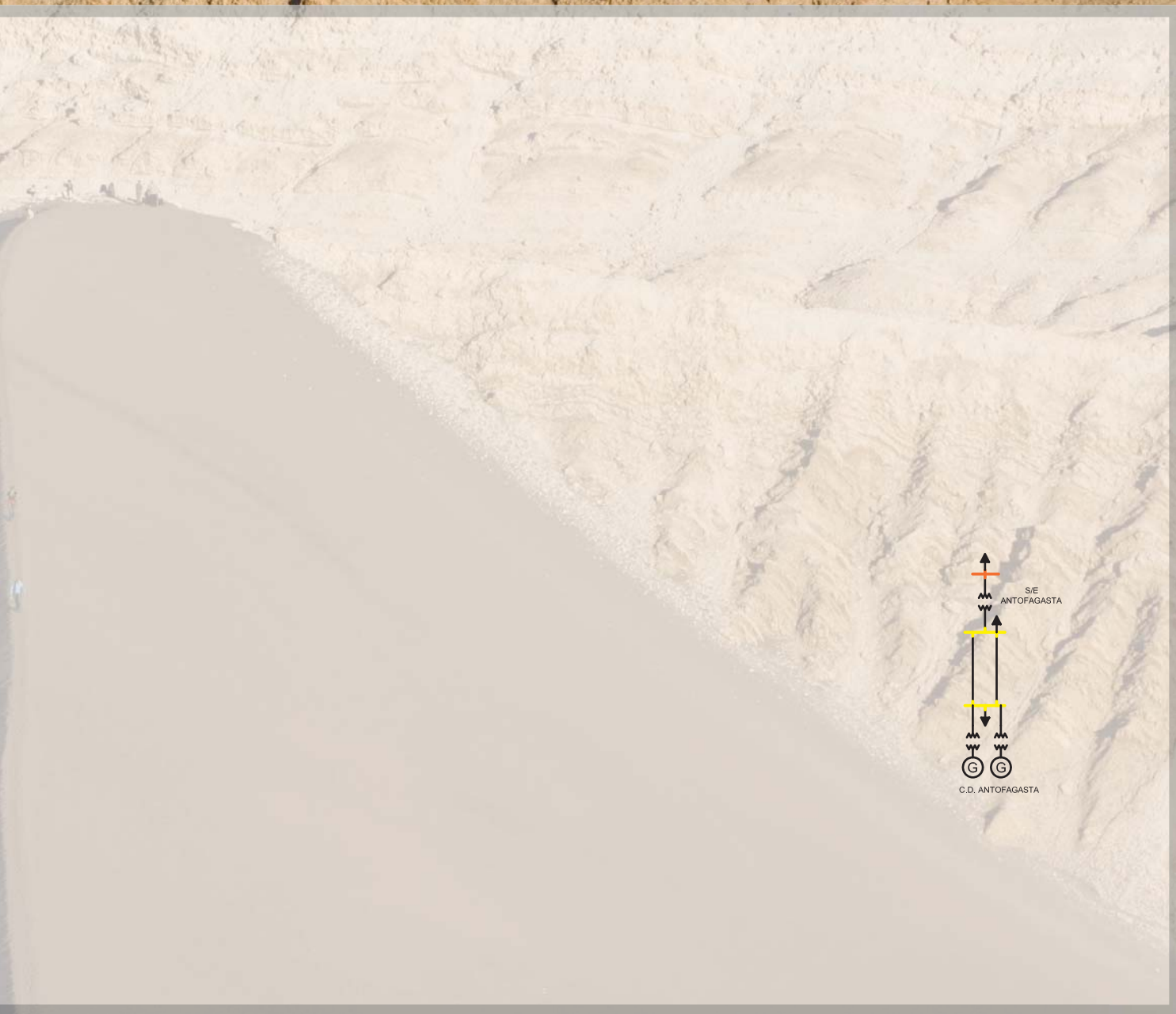




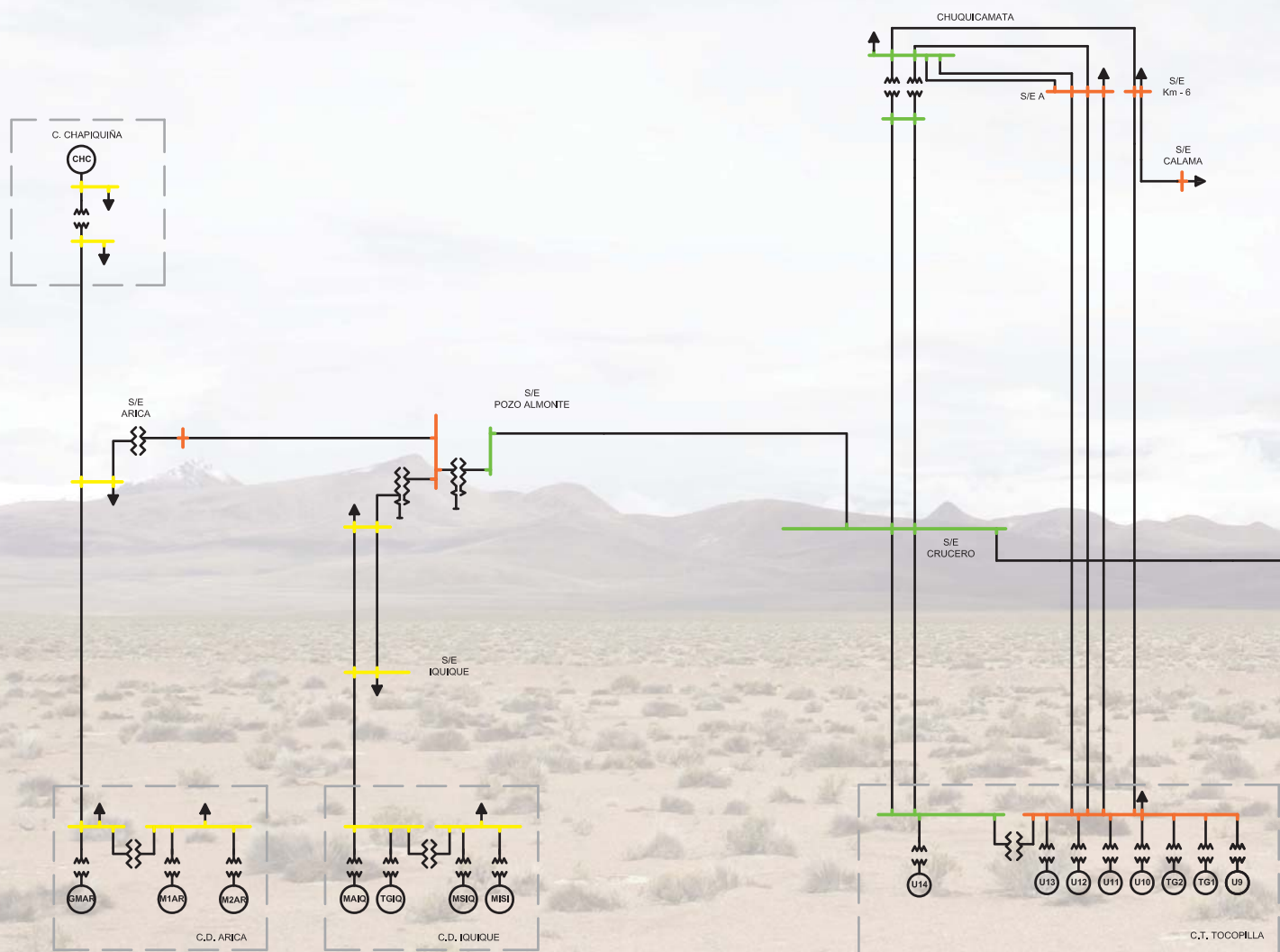
# Instalaciones antes de conformarse el SING 1984







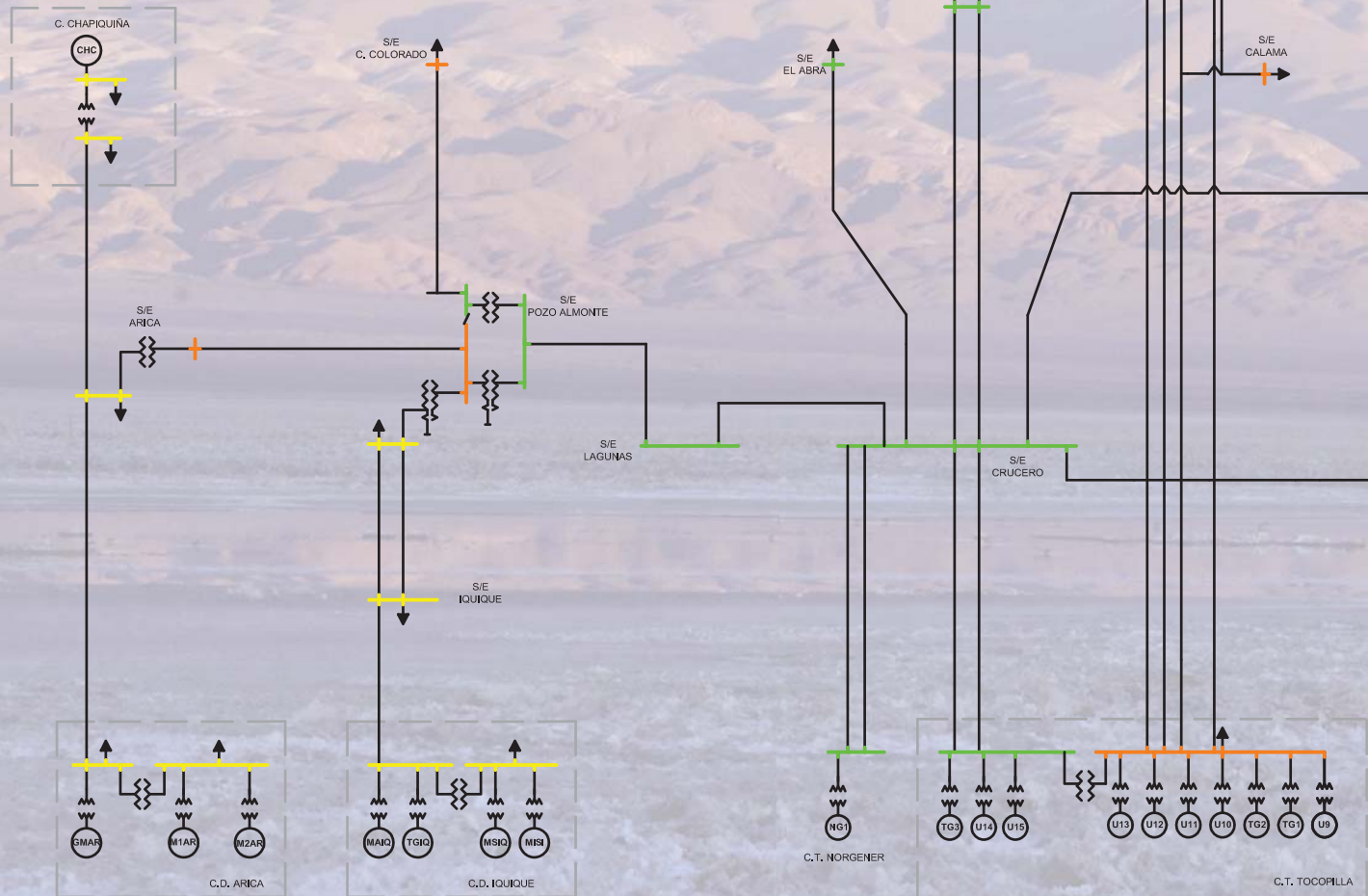
# Primeras Instalaciones del SING a 1988

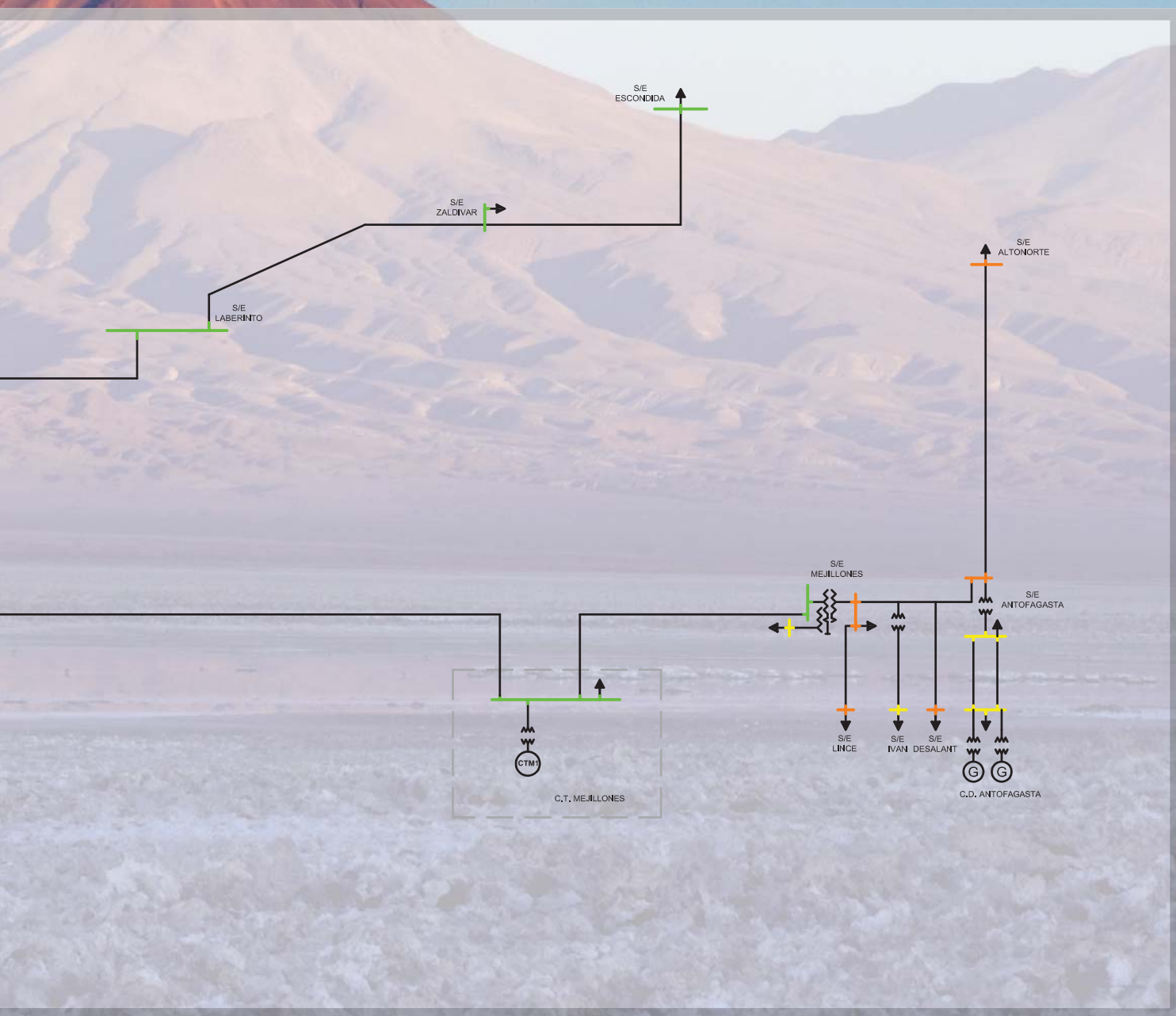








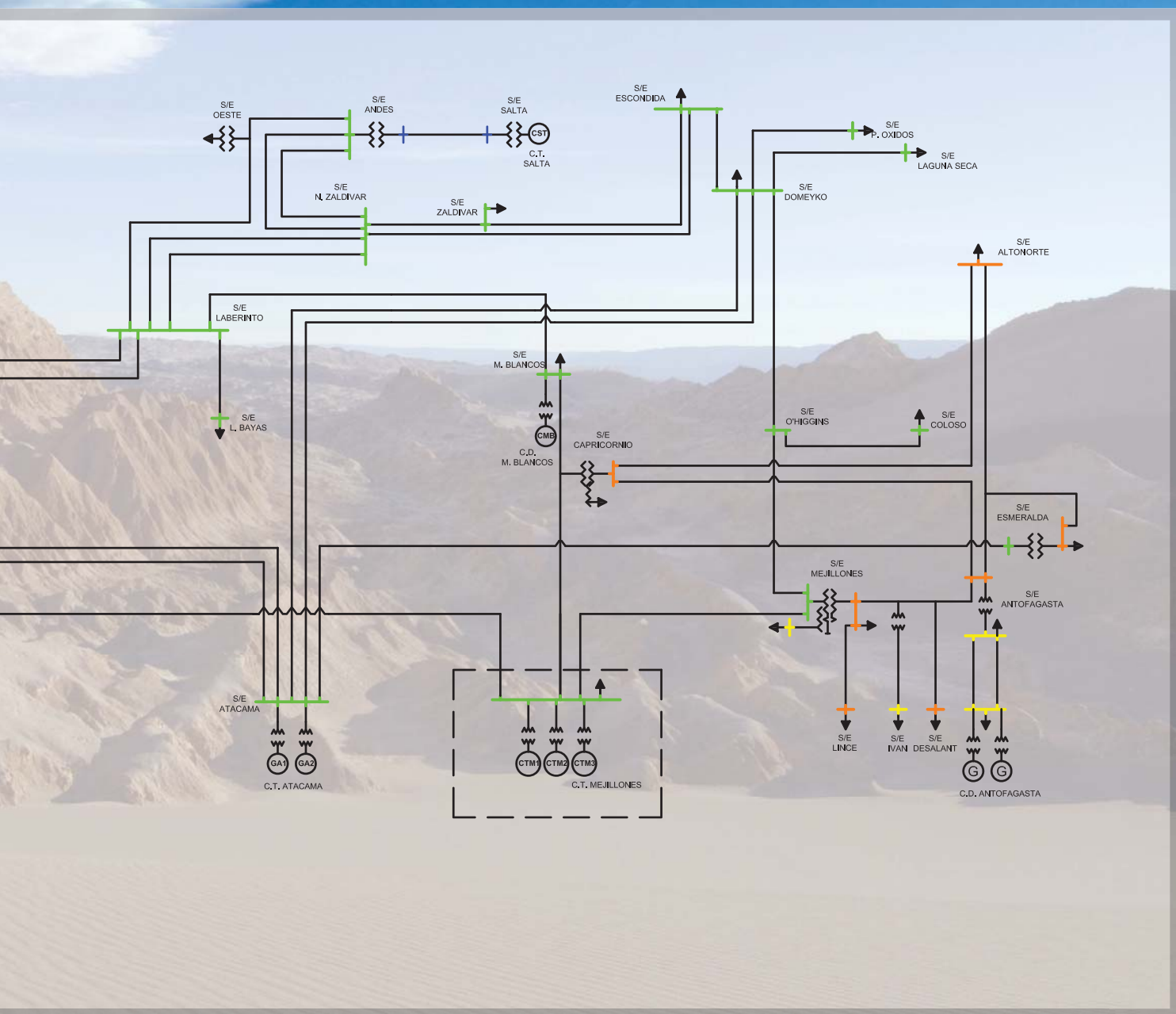
[illegible]



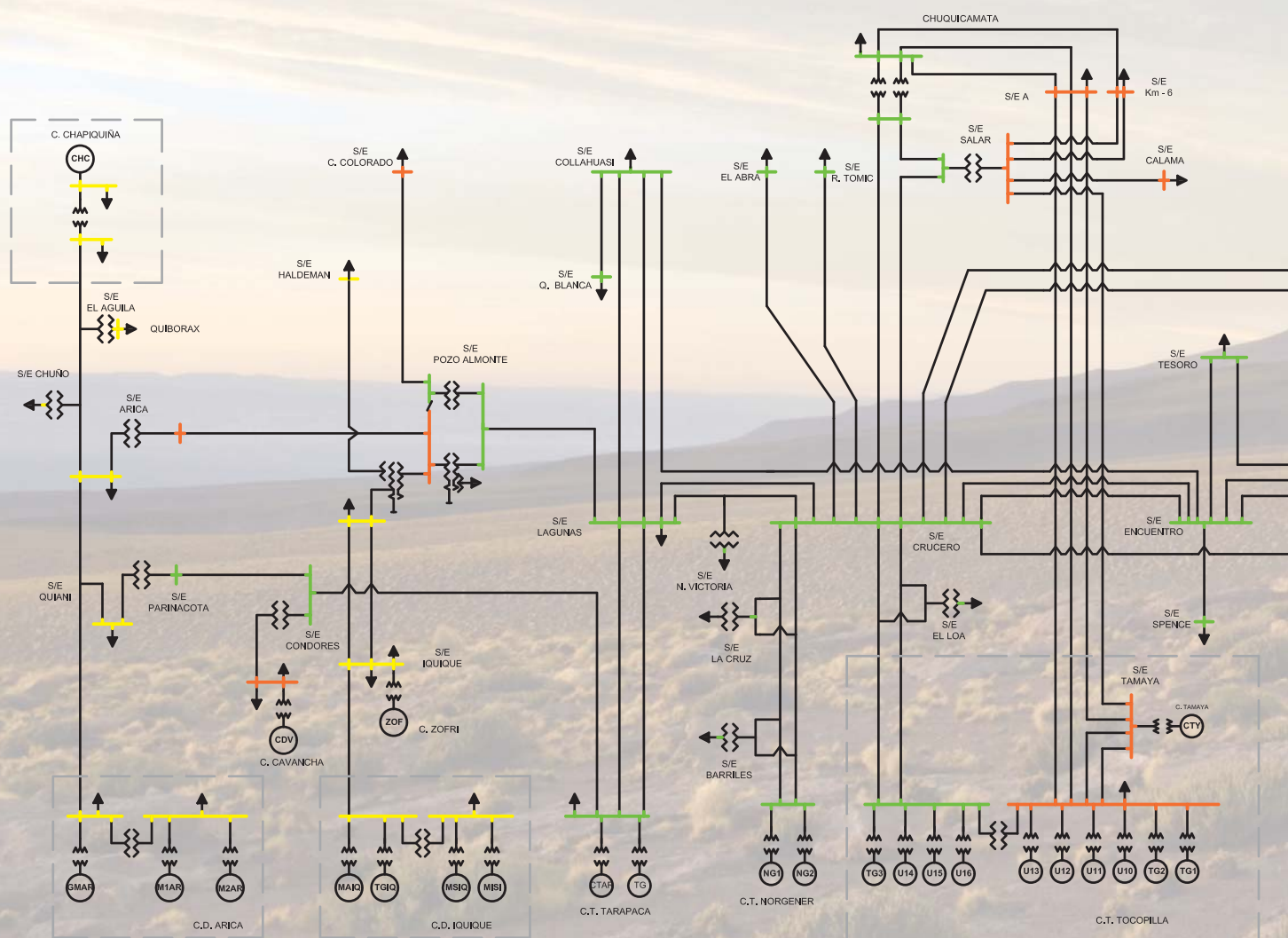




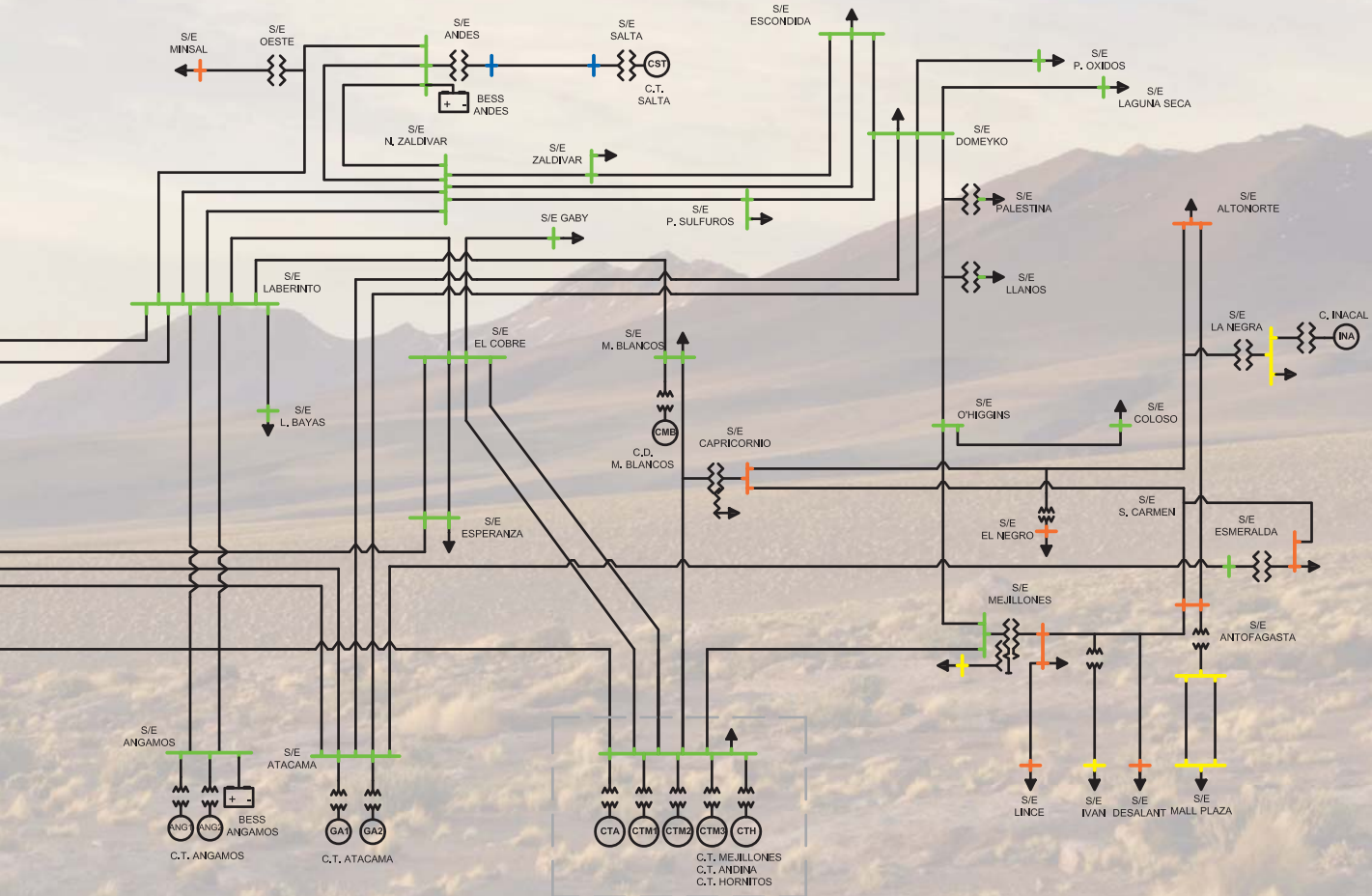




# Instalaciones del SING a 2011









## UNIDADES GENERADORAS A DICIEMBRE DEL 2011

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº Componentes	Potencia Bruta Total [MW]	Barra Inyección	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio en el Sistema
Celta	Termoeléctrica Tarapacá	TGTAR (1)	1	23,750	Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1998
		CTTAR	1	158,000	Tarapacá 220 kV	Vapor-Carbón	1999
E-CL	Chapiquiña	CHAP	2	10,200	Arica 66 kV	Hidroeléctrica	1967
		M1AR	3	2,997	Arica 66 kV	Motor Diesel	1953
	Diesel Arica	M2AR	2	2,924	Arica 66 kV	Motor Diesel	1961-63
		GMAR	4	8,400	Arica 66 kV	Motor Diesel	1973
	Diesel Iquique	SUIQ	3	4,200	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1957
		MIQ	2	2,924	Iquique 66 kV	Motor Diesel	1963-64
		MAIQ	1	5,936	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1972
		TGIQ	1	23,750	Iquique 66 kV	Turbogas Diesel	1978
		MSIQ	1	6,200	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1985
		CTM1	1	165,900	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1995
	Termoeléctrica Mejillones	CTM2	1	175,000	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1998
		CTM3	2	250,750	Chacaya 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
	Diesel Mantos Blancos (2)	MIMB	10	28,640	Mantos Blancos 23 kV	Motor FO 6	1995
	Diesel Enaex (4)	DEUTZ	3	1,959	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
		CUMMINS	1	0,722	Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
Electroandina (8)	Termoeléctrica Tocopilla	U10	1	37,500	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
		U11	1	37,500	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
		U12	1	85,300	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983
		U13	1	85,500	Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985
		U14 (6)	1	136,400	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987
		U15 (7)	1	132,400	Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1990
		U16	2	400,000	Central Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001
		TG1	1	24,698	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
		TG2	1	24,931	Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
		TG3 (3)	1	37,500	Central Tocopilla 220 kV	Turbogas Gas Natural - Diesel	1993
	Diesel Tamaya	SUTA	10	103,680	Central Tamaya 110 kV	Motor FO 6	2009
AES Gener	Salta	CC SALTA (5)	3	642,800	Central Salta 345 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
Gasatacama Generación	Atacama	CC1	3	395,900	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
		CC2	3	384,700	Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
Norgener	Termoeléctrica Norgener	NT01	1	136,300	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1995
		NT02	1	141,040	Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1997
Enorchile	Zofri	ZOFRI 1-6	2	0,900	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007
		ZOFRI 2-5	4	5,160	Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007
	Diesel Estandartes	ZOFRI 7-12	6	4,800	Iquique 66 kV	Motor Diesel	2009
Inacal	Diesel Inacal	INACAL	4	6,800	La Negra 23 kV	Motor FO 6	2009
Termoeléctrica Andina S.A.	Termoeléctrica Andina	CTA	1	168,800	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011
Inversiones Hornitos	Termoeléctrica Hornitos	CTH	1	170,100	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	2011
Eléctrica Angamos	Termoeléctrica Angamos	ANG1	1	272,357	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011
		ANG2	1	272,596	Angamos 220 kV	Vapor-Carbón	2011

## TOTAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

4.579,914

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº Componentes	Potencia Bruta Total [MW]	Barra de SE Primaria de Distribución Asociada	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio en el Sistema
-------------	----------------------	--------	----------------	---------------------------	---	----------------	--------------------------------------

Cavancha	Cavancha	CAVA	1	2,800	Cerro Dragón 13,8 kV	Hidroeléctrica	2010
Enernuevas	Minihidro Alto Hospicio	MHAH	1	1,100	Alto Hospicio 13.8 kV	Hidroeléctrica	2010
Enernuevas	Minihidro El Toro N° 2	MHT2	1	1,100	Alto Hospicio 13.8 kV	Hidroeléctrica	2010

## TOTAL PMGD AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

5,000

## TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

4.584,914

## Notas:

(1) 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.

(2) La Central Diesel Mantos Blancos es representada en el CDEC-SING por E-CL.

(3) La Unidad TG3 queda disponible para operar con gas natural a partir de septiembre de 2000.

(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 turbina a gas TG11 y TG12 de la unidad CC Salta, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho (OED) de la República Argentina, puede conectarse al Sistema Argentino De Interconexión (SADI) aportando a éste una potencia máxima de 416 [MW].

(6) La Unidad U14 aumento su potencia bruta de 128,300 a 136,400 MW el 29 de abril de 2008.

(7) La Unidad U15 aumento su potencia bruta de 130,300 a 132,400 MW el 12 de junio de 2009.

(8) Las unidades de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011.

## LINEAS DE TRANSMISIÓN DEL SING

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Nº Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)		Tipo de Sistema		Año de Puesta en servicio
Aes Gener	Andes - Tap Off Oeste	220	1	38	38	229	228,63	Adicional	1998
	Andes - Nueva Zaldívar. Circuito N°1	220	1	63	63	365,8	365,80	Adicional	1999
	Andes - Nueva Zaldívar. Circuito N°2	220	1	63	63	274,4	274,40	Adicional	1999
	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70	70	290	290,00	Adicional	1999
	Nueva Zaldívar - Zaldívar	220	1	0,2	0,2	330	330,00	Adicional	1994
	Central Salta - Andes	345	1	408	408	777	777,00	Adicional	1999
Angamos	Angamos - Laberinto	220	2	142x2	284	540x2	1080,00	Adicional	2010
Codelco Norte	Chuquicamata - 10	100	1	7	7	83,1	83,10	Adicional	1988
	Chuquicamata - 10A	100	1	8	8	90,9	90,90	Adicional	1988
	Chuquicamata - A	100	2	0,8x2	1,6	99,9x2	199,80	Adicional	1988
	Chuquicamata - Chamy	100	1	12	12	62,4	62,40	Adicional	1990
	Chuquicamata - K1	100	1	6	6	90,9	90,90	Adicional	1988
	Chuquicamata - KM6	100	1	11	11	100	100,00	Adicional	1988
	K1 - 10	100	1	1,3	1,3	90,9	90,90	Adicional	1985
	KM6 - 10A	100	1	6	6	90,9	90,90	Adicional	1988
	KM6 - Sopladores	100	1	2	2	58,9	58,90	Adicional	1993
	Salar - km6	100	2	2,2x2	4	62x2	124,00	Adicional	2005
	Salar - Calama	110	1	14	14	44	44,00	Subtransmisión	1982
E-Cl	Central Chapiquiña - Arica	66	1	84	84	20,6	20,60	Adicional	1967
	Central Diesel Arica - Arica (4)	66	1	7	7	20,6	20,60	Subtransmisión / Adicional	1964
	Central Diesel Iquique - Iquique	66	1	1,6	1,6	41,2	41,20	Adicional	1970
	Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°1	66	1	44	44	27,4	27,40	Adicional	1964
	Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°2	66	1	39	39	27,4	27,40	Adicional	1987
	Pozo Almonte - Tamarugal	66	1	21	21	9,1	9,10	Subtransmisión	1968
	Tap Off Llanos - Aguas Blancas	66	1	N/I	N/I	N/I	N/I	Adicional	N/I
	Arica - Pozo Almonte	110	1	216	216	34,3	34,30	Subtransmisión	1987
	Capricornio - Alto Norte	110	1	44	44	120	120,00	Adicional	2000
	Capricornio - Antofagasta	110	1	28	28	91,5	91,50	Adicional	2000
	Capricornio - Sierra Miranda	110	1	25	25	22,9	22,90	Adicional	2007
	Chacaya - GNL Mejillones	110	1	11	11	122	122,00	Adicional	2010
	Chacaya - Mejillones	110	1	1,4	1,4	34,3	34,30	Adicional	1987
	Mejillones - Enaex	110	1	1,4	1,4	182,9	182,9	Adicional	N/I
	Mejillones - Antofagasta	110	1	63	63	91,5	91,50	Adicional	1987
	Central Diesel Tamaya - A	110	1	127	127	65	65,00	Adicional	2009
	Central Diesel Tamaya - Salar	110	1	138	138	65	65,00	Adicional	2009
	Central Tocopilla - A	110	2	141x2	282	65x2	130,00	Adicional	1910
	Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya	110	2	14x2	28	65x2	130,00	Adicional	2009
	Chacaya - El Cobre	220	2	144x2	288	350,57x2	701,14	Adicional	2011
	Laberinto - El Cobre (By-pass)	220	1	2,7	3	380,6	380,60	Adicional	2011
	Laberinto - El Cobre	220	1	3	3	229	229,00	Adicional	2010
	Chacaya - Crucero	220	1	153	153	304,8	304,80	Adicional	1987
Chacaya - Mantos Blancos	220	1	66	66	304,8	304,80	Adicional	1996	
Chacaya - Mejillones	220	1	1,4	1,4	365,8	365,81	Adicional	1987	
Crucero - Lagunas 1	220	1	174	174	182,9	182,90	Troncal	1987	
Lagunas - Pozo Almonte	220	1	70	70	182,9	182,90	Adicional	1987	
El Cobre - Gaby	220	1	57	57	73	73,00	Adicional	2010	
Central Tocopilla - Crucero	220	2	71,4x2	143	365,8x2	731,60	Adicional	1986	
Crucero - Chuquicamata	220	1	70	70	274	274,00	Adicional	1986	
Crucero - El Abra	220	1	101	101	182,9	182,90	Adicional	1995	
Crucero - Radomiro Tomic	220	1	82	82	182,9	182,90	Adicional	1996	
Crucero - Salar (1)	220	1	75	75	365,8	365,81	Adicional	2005	
Salar - Chuquicamata (2)	220	1	13	13	274,4	274,36	Adicional	2005	
Tap Off El Loa - El Loa	220	1	8	8	91,5	91,50	Adicional	2000	
Emelari	Parinacota - Quiani (3)	66	1	7	7	12,6	12,60	Subtransmisión	2002
	Tap Off Quiani - Quiani	66	1	0,5	0,5	12,6	12,60	Subtransmisión	1998
Grace	Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	110	1	27	27	57,16	57,16	Adicional	2006
Haldeman	Pozo Almonte - Sagasca	66	1	55	55	3,4	3,40	Adicional	1971
Minera Cerro Colorado	Pozo Almonte - Cerro Colorado	110	1	61	61	68,6	68,60	Adicional	1993
Minera Collahuasi	Encuentro - Collahuasi	220	1	201	201	109	109,00	Adicional	2004
	Lagunas - Collahuasi	220	2	118x2	236	109x2	218,00	Adicional	1996
Minera El Tesoro	Encuentro - El Tesoro	220	1	90	90	125	125,00	Adicional	2000

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Nº Circuitos	Longitud Aprox. (km)		Capacidad (MVA)		Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
Minera Escondida	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	410	245,8x2	491,60	Adicional	1999
	Crucero - Laberinto. Circuito N°1	220	1	133	133	293	293,00	Adicional	2010
	Domeyko - Escondida	220	1	7	7	245,8	245,80	Adicional	1999
	Domeyko - Laguna Seca	220	1	13	13	245,8	245,80	Adicional	2001
	Domeyko - Planta Óxidos	220	1	1	1	182,9	182,90	Adicional	1998
	Domeyko - Sulfuros	220	1	1	1	293	293,00	Adicional	2005
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°1	220	1	95	95	293	293,00	Adicional	2010
	Mejillones - O'Higgins	220	1	73	73	182,9	182,90	Adicional	2006
	Nueva Zaldívar - Escondida	220	1	14	14	293	293,00	Adicional	2010
	Nueva Zaldívar - Sulfuros	220	1	13	13	293	293,00	Adicional	2006
	O'Higgins - Coloso	220	1	32	32	91,5	91,50	Adicional	1993
Minera Esperanza	O'Higgins - Domeyko	220	1	128	128	182,9	182,90	Adicional	1999
	Chacaya - Muelle	110	1	55	55	95	95,00	Adicional	2010
	Muelle - Tap Off Licancabur	110	1	10	10	57	57,00	Adicional	2010
	Tap Off Licancabur - Guayaques	110	1	40	40	19	19,00	Adicional	2010
	El Cobre - Esperanza	220	2	81,3x2	163	179x2	358,00	Adicional	2010
	El Tesoro - Esperanza	220	1	13	13	85,4	85,40	Adicional	2010
Minera Meridian	Tap Off Palestina - El Peñón	66	1	66	66	27,4	27,40	Adicional	1999
Minera Michilla	Mejillones - El Lince	110	1	74	74	34,3	34,30	Adicional	1991
Minera Quebrada Blanca	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18	18	68,6	68,60	Adicional	2002
Minera Rayrock	Tap Off Pampa - Iván Zar	66	1	17	17	1	1,00	Adicional	1994
Minera Spence	Encuentro - Spence	220	1	67	67	274,4	274,40	Adicional	2005
Minera Zaldivar	Crucero - Laberinto. Circuito N°2	220	1	133	133	330	330,00	Adicional	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°2	220	1	95	95	228,6	228,60	Adicional	1994
Moly-Cop	Zaldívar - Escondida	220	1	14	14	293	293,00	Adicional	1995
	Chacaya - Molycop	220	1	0,8	0,8	45,7	45,70	Adicional	2004
Norgener	Tap Off Oeste - Minsal	110	1	33	33	34,3	34,30	Adicional	1997
	Laberinto - Lomas Bayas	220	1	10	10	91,5	91,50	Adicional	1997
	Tap Off Oeste - Laberinto	220	1	85	85	228,63	228,63	Adicional	1998
	Norgener - Crucero	220	2	72x2	144	304,8x2	609,60	Adicional	1997
Transelec Norte	Atacama - Encuentro	220	2	153x2	306	386x2	772,00	Troncal	1999
	Atacama - Esmeralda	220	1	69	69	197,4	197,40	Subtransmisión	2001
	Crucero - Encuentro.Circuito N°1	220	1	0,8	0,8	304,8	304,80	Troncal	1999
	Crucero - Encuentro.Circuito N°2	220	1	1,1	1,1	304,8	304,80	Troncal	2000
	Crucero - Lagunas 2	220	1	173	173	121,9	121,90	Troncal	1998
	Cóndores - Parinacota	220	1	222	222	72	72,00	Subtransmisión	2002
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70	70	182,9	182,90	Subtransmisión	2002
	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	112	152,4x2	304,80	Troncal	1998
Transemel	Cóndores - Cerro Dragón	110	1	5	5	34,3	34,30	Subtransmisión	2001
	Cóndores - Pacífico	110	1	11	11	34,3	34,30	Subtransmisión	2002
	Cóndores - Palafitos	110	1	9	9	34,3	34,30	Subtransmisión	2002
	Esmeralda - Centro	110	1	0,5	0,5	67,1	67,10	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - La Portada	110	1	17	17	34,3	34,30	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	7	7	34,3	34,30	Subtransmisión	2002
	Esmeralda - Uribe	110	1	17	17	68,6	68,60	Adicional	2001
	Salar - Calama (nueva)	110	1	17	17	55,06	55,06	Subtransmisión	2011
	Tap Off Alto Hospicio - Alto Hospicio	110	1	0,1	0,1	34,3	34,30	Subtransmisión	2001
	Parinacota - Chinchorro	66	1	4	4	21	21,00	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	4	4	42,1	42,10	Subtransmisión	2002
Xstrata Copper - Altonorte	Antofagasta - Alto Norte	110	1	24	24	68,6	68,60	Adicional	1993
<b>Total Líneas 66 kV</b>				<b>349</b>		<b>266</b>			
<b>Total Líneas 100 kV</b>				<b>58</b>		<b>992</b>			
<b>Total Líneas 110 kV</b>				<b>1.385</b>		<b>1.964</b>			
<b>Total Líneas 220 kV</b>				<b>4.966</b>		<b>15.811</b>			
<b>Total Líneas 345 kV</b>				<b>408</b>		<b>777</b>			
<b>TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011</b>				<b>7.166</b>		<b>19.810</b>			

## 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 EMELARI y TRANSEMEL
- (4) Tramo Arica - Tap Arica es de Subtransmisión; tramo Tap Arica - Central Diesel Arica es Adicional



## PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2011

Cliente	Categoría	Potencia Conectada [MVA]	Demanda Máxima [MW]	Consumo Anual [GWh]	Suministrador	Barra de Suministro
ACF Minera	Minería	2,61	4,78	30,73	Celta	Lagunas 220 kV
Atacama Agua y Tecnología	Industrial	14,00	9,51	61,50	E-CL	Antofagasta 110 kV
Atacama Minerals	Minería	20,00	3,19	20,72	E-CL	Mejillones 220 kV
Camiña	Distribuidora	-	0,15	0,59	E-CL	Dolores 110 kV
Cerro Colorado	Minería	90,00	44,40	283,17	E-CL	Pozo Almonte 220 kV
Cerro Dominador - Sierra Gorda	Minería	7,73	4,89	29,06	E-CL	Encuentro 220 kV
Cerro Dominador - Santa Margarita	Minería	5,78	3,35	11,97	E-CL	Calama 110 kV
Cía. Portuaria Mejillones	Industrial	4,00	1,12	3,65	E-CL	Mejillones 110 kV
Clientes Chapiquiña	-	0,37	0,40	1,60	E-CL	Chapiquiña 66 Kv
Clientes Menores E-CL	-	0,04	0,06	0,45	E-CL	Arica 110 Kv
Codelco - Chuquicamata	Minería	1292,00	288,06	2140,30	E-CL	Crucero 220 kV - Chuquicamata 220 kV - Salar 220 kV - Salar 100 kV - S/E A 100 kV
Codelco - Radomiro Tomic	Minería	300,00	119,81	883,80	E-CL	Crucero 220 kV
Collahuasi	Minería	600,00	183,78	1272,12	Celta - Gasatacama	Collahuasi 220 kV
Cosayach	Minería	37,80	7,15	44,84	E-CL	Pozo Almonte 23 kV - Dolores 110 kV - Tamarugal 66 kV
El Abra	Minería	150,00	98,90	632,16	E-CL	Crucero 220 kV
El Tesoro	Minería	104,00	40,99	299,83	Gasatacama	Encuentro 220 kV
Elecda	Distribuidora	-	145,22	817,44	Gasatacama	Esmeralda 220 kV - Calama 110 kV - Tocopilla 5 kV - La Negra 23 kV - Mejillones 23 kV - Antofagasta 13,8 kV
Eliqsa	Distribuidora	-	88,73	446,46	Gasatacama	Cóndores 220 kV - Pozo Almonte 23 kV - Tamarugal 66 kV
Emelari	Distribuidora	-	51,61	278,99	Gasatacama	Parinacota 220 kV
Enaex	Industrial	12,00	11,22	50,06	E-CL	Mejillones 110 kV
Gaby	Minería	100,00	73,09	383,89	E-CL	El Cobre 220 kV
GNL Mejillones	Industrial	12,50	4,53	20,23	E-CL	Chacaya 110 kV
Grace	Minería	25,00	12,46	73,24	AES Gener	Barriles 220 kV
Haldeman	Minería	17,25	8,98	58,76	E-CL	Pozo Almonte 66 kV
Inacesa	Industrial	18,95	9,06	49,86	Enorchile	La Negra 23 kV
Lomas Bayas	Minería	38,00	36,32	268,11	E-CL	Laberinto 220 kV
Mall Plaza Antofagasta	Industrial	5,66	5,25	23,01	E-CL	CD Antofagasta 13,8 kV
Mamiña	Minería	0,15	0,17	0,67	E-CL	Pozo Almonte 220 kV
Mantos Blancos	Minería	50,00	33,68	230,85	E-CL	Mantos Blancos 220 kV
Megapuerto	Industrial	0,78	1,91	4,35	E-CL	Mejillones 23 kV
Michilla	Minería	31,20	21,74	151,17	E-CL	Mejillones 110 kV
Minera Escondida	Minería	3400,50	423,69	2858,44	Norgener - Gasatacama	Mejillones 220 kV - Zaldivar 220 kV - Crucero 220 kV - Atacama 220 kV
Minera Esperanza	Minería	100,00	119,12	537,59	E-CL	El Cobre 220 kV - Chacaya 110 kV
Minera Meridian	Minería	20,00	17,57	119,25	Gasatacama	C. Atacama 220 kV
Codelco - MMH	Minería	17,00	4,64	10,82	-	-
Molycop	Industrial	30,00	17,34	71,49	E-CL	Chacaya 220 kV
Molynor	Industrial	1,50	1,75	11,86	E-CL	Mejillones 23 kV
Muelle Esperanza	Industrial	30,00	6,86	106,74	E-CL	Chacaya 110 kV
Noracid	Industrial	52,00	6,55	6,64	-	-
Otros Menores y Faenas	Varios	-	34,27	41,31	-	-
Polpaico	Industrial	3,83	2,33	7,64	E-CL	Mejillones 23 kV
Quebrada Blanca	Minería	50,00	13,16	18,16	Gasatacama	Collahuasi 220 kV
Quiborax	Minería	1,70	2,65	16,99	E-CL	El Águila 66 kV
Rayrock	Minería	8,00	3,16	17,33	E-CL	Pampa 110 kV
Spence	Minería	180,00	118,20	551,45	E-CL	Encuentro 220 kV
SQM El Loa	Minería	52,50	31,39	218,04	E-CL	El Loa 220 kV
SQM Minsal	Minería	20,00	24,61	135,20	Norgener	Oeste 220 kV
SQM Nitratos	Minería	10,00	3,16	9,08	Norgener	La Cruz 220 kV
SQM Nva.Victoria	Minería	30,00	6,64	44,40	E-CL	Nva.Victoria 220 kV
SQM Salar	Minería	5,78	3,64	24,89	E-CL	El Negro 110 kV
Xstrata Copper - Altonorte	Industrial	104,00	43,81	334,44	E-CL	Alto Norte 110 kV
Zaldivar	Minería	134,00	75,40	531,26	E-CL	Zaldivar 220 kV



## ●●● Estadísticas de Operación







# I. SING: Capacidad Instalada de Generación

## CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA

PERIODO 2002-2011

EN UNIDADES FISICAS (MW)

Empresa \ Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Celta	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
E-CL	719	719	719	719	719	722	705	693	691	691
Electroandina	1.029	1.037	992	992	992	992	1.000	1.105	1.105	1.105
Endesa										
AES Gener	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643
Gasatacama	783	783	783	783	783	781	781	781	781	781
Norgener	277	277	277	277	277	283	283	277	277	277
Enorchile								11	11	11
Equipos de Generación (3)								7	7	7
Cavancha (1)									3	3
Enernuevas (2)									2	2
Termoeléctrica Andina										169
Inversiones Hornitos										170
Eléctrica Angamos										545
<b>TOTAL</b>	<b>3.633</b>	<b>3.641</b>	<b>3.596</b>	<b>3.596</b>	<b>3.596</b>	<b>3.602</b>	<b>3.593</b>	<b>3.699</b>	<b>3.701</b>	<b>4.585</b>

EN PORCENTAJES (%)

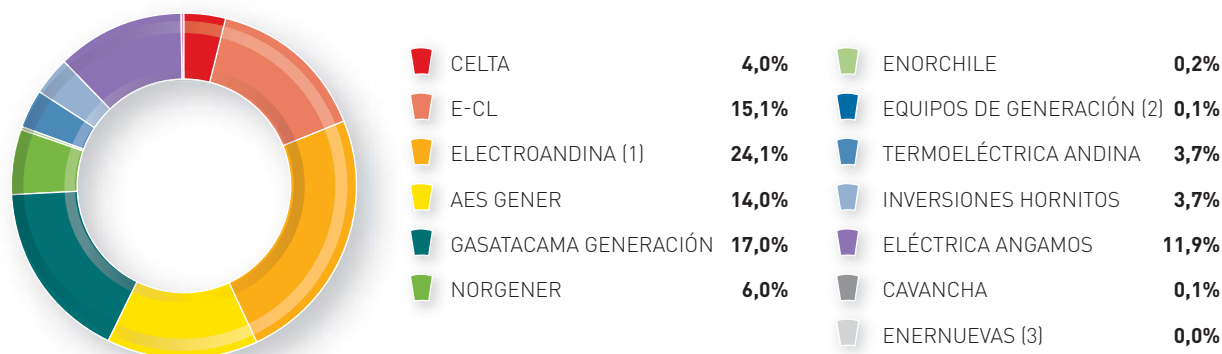
Empresa \ Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Celta	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	5,0%	5,1%	4,9%	4,9%	4,0%
E-CL	19,8%	19,8%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	19,6%	18,7%	18,7%	15,1%
Electroandina	28,3%	28,5%	27,6%	27,6%	27,6%	27,5%	27,8%	29,9%	29,9%	24,1%
Endesa										
AES Gener	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%	17,9%	17,8%	17,9%	17,4%	17,4%	14,0%
Gasatacama	21,6%	21,5%	21,8%	21,8%	21,8%	21,7%	21,7%	21,1%	21,1%	17,0%
Norgener	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,9%	7,9%	7,5%	7,5%	6,0%
Enorchile								0,3%	0,3%	0,2%
Equipos de Generación (3)								0,2%	0,2%	0,1%
Cavancha (1)									0,1%	0,1%
Enernuevas (2)									0,1%	0,0%
Termoeléctrica Andina										3,7%
Inversiones Hornitos										3,7%
Eléctrica Angamos										11,9%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(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 empresa Enernuevas corresponden a PMGD.

(3) Ex Inacal

## CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA



(1) Los activos de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011

(2) Ex INACAL

(3) Con 2,2 MW de capacidad instalada, la participación de Enernuevas equivale al 0,05% del SING

## CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE

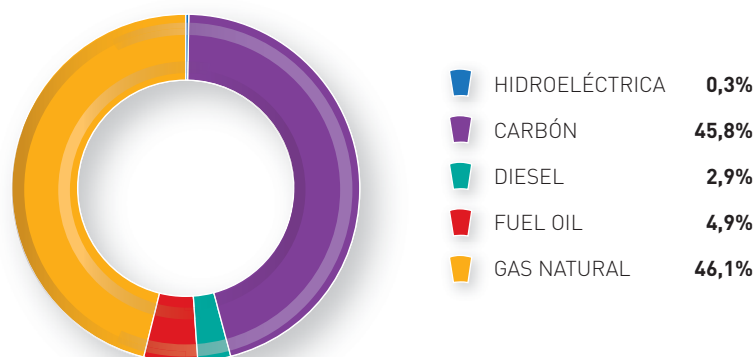
PERIODO 2002-2011

EN UNIDADES FISICAS (MW)

Combustible	Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hidro	E-CL	13	13	13	13	13	13	13	10	10	10
	Cavancha								3	3	3
	Enernuevas									2	2
<b>Subtotal</b>		<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
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	340,9	340,9	340,9	340,9
	Electroandina	429,4	429,4	429,4	429,4	429,4	429,4	437,5	439,6	439,6	439,6
	Norgener	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3	277,3
	Andina										168,8
	Hornitos										170,1
	Angamos										545,0
<b>Subtotal</b>		<b>1.206</b>	<b>1.206</b>	<b>1.206</b>	<b>1.206</b>	<b>1.206</b>	<b>1.206</b>	<b>1.214</b>	<b>1.216</b>	<b>1.216</b>	<b>2.100</b>
Diesel	Celta	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	E-CL	62	62	62	62	62	65	48	48	48	48
	Electroandina	42	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Endesa										
	Gasatacama	3	3	3	3	3					
	Enorchile						6	6	11	11	11
<b>Subtotal</b>		<b>130</b>	<b>138</b>	<b>138</b>	<b>138</b>	<b>138</b>	<b>144</b>	<b>127</b>	<b>132</b>	<b>132</b>	<b>132</b>
Fuel Oil	E-CL	53	53	53	53	53	53	53	41	41	41
	Electroandina	120	120	75	75	75	75	75	179	179	179
	Equipos de Generación (1)								7	7	7
<b>Subtotal</b>		<b>173</b>	<b>173</b>	<b>128</b>	<b>128</b>	<b>128</b>	<b>128</b>	<b>128</b>	<b>226</b>	<b>226</b>	<b>226</b>
Gas Natural	E-CL	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
	AES Gener	643	643	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	438	438	438	438
<b>Subtotal</b>		<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>	<b>2.112</b>
<b>TOTAL</b>		<b>3.633</b>	<b>3.641</b>	<b>3.596</b>	<b>3.596</b>	<b>3.596</b>	<b>3.602</b>	<b>3.593</b>	<b>3.699</b>	<b>3.701</b>	<b>4.585</b>

(1) Ex INACAL

## CAPACIDAD INSTALADA POR COMBUSTIBLE



## II. SING: Generación de Energía

### GENERACIÓN POR EMPRESA Y UNIDAD

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
<b>ELECTROANDINA</b>													
U10 - U11 (1)	6,71	2,88	4,22	3,65	5,72	3,93	0,43	0,30	3,56	0,82	0,00	0,00	32,22
U12 - U13 (1)	90,71	45,42	38,80	46,35	58,72	88,66	65,70	22,45	44,18	69,87	38,08	0,00	608,95
U14 - U15 (1)	122,67	134,93	158,97	154,69	154,74	153,25	126,54	125,51	139,09	80,80	95,77	0,00	1.446,97
U16 (1)	53,45	85,84	117,52	136,99	89,48	56,43	93,09	158,11	57,62	109,12	137,61	0,00	1.095,27
TG1 (1)	0,57	0,23	0,57	0,43	0,53	0,36	0,05	0,15	0,12	0,22	0,14	0,00	3,36
TG2 (1)	0,48	0,22	0,65	0,48	0,47	0,31	0,03	0,10	0,12	0,21	0,05	0,00	3,13
TG3 (1)	2,93	1,08	1,75	2,47	1,16	0,59	0,20	0,95	0,73	1,68	2,28	0,00	15,82
SUTA (1)	26,96	12,75	19,12	18,16	13,91	17,72	5,86	9,14	7,40	10,79	9,24	0,00	151,05
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>304,48</b>	<b>283,35</b>	<b>341,61</b>	<b>363,23</b>	<b>324,73</b>	<b>321,26</b>	<b>291,90</b>	<b>316,72</b>	<b>252,82</b>	<b>273,52</b>	<b>283,17</b>	<b>0,00</b>	<b>3.356,78</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>20,84</b>	<b>18,50</b>	<b>22,10</b>	<b>22,80</b>	<b>22,50</b>	<b>22,45</b>	<b>20,10</b>	<b>17,50</b>	<b>18,80</b>	<b>13,00</b>	<b>16,30</b>	<b>0,00</b>	<b>215,09</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>283,64</b>	<b>264,85</b>	<b>319,51</b>	<b>340,43</b>	<b>302,23</b>	<b>298,61</b>	<b>271,80</b>	<b>299,22</b>	<b>234,02</b>	<b>260,52</b>	<b>266,87</b>	<b>0,00</b>	<b>3.141,69</b>
<b>E-CL</b>													
CHAPIQUINA	3,74	5,86	3,06	2,65	3,30	2,76	2,90	2,57	2,82	3,28	3,46	3,80	40,19
CD ARICA	2,36	1,15	2,10	2,58	0,69	1,44	0,43	0,65	0,47	0,56	0,79	2,37	15,58
CD IQUIQUE	4,36	1,57	3,64	3,94	1,80	2,83	0,56	1,00	2,00	2,76	3,35	6,33	34,15
CD MANTOS BLANCOS	8,06	3,54	7,74	5,92	3,73	3,27	0,61	1,73	2,50	5,85	4,18	1,88	49,02
CTM3	80,11	37,28	20,07	14,43	15,98	82,89	13,24	4,13	15,97	25,57	0,59	0,01	310,25
CTM2	105,63	90,91	94,01	105,28	114,40	49,21	87,42	101,70	101,82	114,40	82,85	111,38	1.158,99
CTM1	100,75	82,30	101,42	100,73	106,62	99,44	79,07	90,93	88,41	80,91	81,19	106,55	1.118,31
DEUTZ	0,03	0,00	0,02	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,01	0,00	0,19
CUMMINS	0,02	0,01	0,02	0,03	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,00	0,14
U10 - U11 (1)	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 (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,93	21,93
U14 - U15 (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	127,09	127,09
U16 (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	101,72	101,72
TG1 (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02
TG2 (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
TG3 (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,91	0,91
SUTA (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,99	8,99
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>305,05</b>	<b>222,61</b>	<b>232,08</b>	<b>235,57</b>	<b>246,52</b>	<b>241,86</b>	<b>184,25</b>	<b>202,73</b>	<b>214,02</b>	<b>233,41</b>	<b>176,41</b>	<b>493,02</b>	<b>2.987,52</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>19,78</b>	<b>19,50</b>	<b>17,00</b>	<b>17,40</b>	<b>18,10</b>	<b>17,05</b>	<b>13,30</b>	<b>16,20</b>	<b>16,30</b>	<b>16,70</b>	<b>14,10</b>	<b>33,20</b>	<b>218,63</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>285,27</b>	<b>203,11</b>	<b>215,08</b>	<b>218,17</b>	<b>228,42</b>	<b>224,81</b>	<b>170,95</b>	<b>186,53</b>	<b>197,72</b>	<b>216,71</b>	<b>162,31</b>	<b>459,82</b>	<b>2.768,89</b>
<b>CELTA</b>													
CTTAR	103,29	78,79	83,55	76,79	104,20	63,40	97,43	83,15	57,90	101,19	90,63	32,40	972,73
TGTAR	0,81	0,45	1,27	1,51	0,93	0,55	0,09	0,32	0,32	0,29	0,42	1,12	8,08
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>104,09</b>	<b>79,24</b>	<b>84,82</b>	<b>78,30</b>	<b>105,13</b>	<b>63,95</b>	<b>97,52</b>	<b>83,47</b>	<b>58,22</b>	<b>101,48</b>	<b>91,05</b>	<b>33,52</b>	<b>980,80</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>8,27</b>	<b>6,80</b>	<b>6,90</b>	<b>6,30</b>	<b>8,40</b>	<b>5,00</b>	<b>8,30</b>	<b>7,70</b>	<b>5,60</b>	<b>8,40</b>	<b>0,00</b>	<b>2,98</b>	<b>74,65</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>95,82</b>	<b>72,44</b>	<b>77,92</b>	<b>72,00</b>	<b>96,73</b>	<b>58,95</b>	<b>89,22</b>	<b>75,77</b>	<b>52,62</b>	<b>93,08</b>	<b>91,05</b>	<b>30,54</b>	<b>906,15</b>
<b>NORGENDER</b>													
NT01	98,97	89,57	93,54	97,01	100,66	93,10	95,75	99,32	95,41	50,39	91,09	99,45	1.104,27
NT02	99,65	89,79	99,55	43,56	100,53	96,26	99,13	100,56	97,17	98,25	96,21	99,65	1.120,31
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>198,62</b>	<b>179,36</b>	<b>193,09</b>	<b>140,58</b>	<b>201,19</b>	<b>189,36</b>	<b>194,88</b>	<b>199,88</b>	<b>192,58</b>	<b>148,64</b>	<b>187,30</b>	<b>199,10</b>	<b>2.224,59</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>13,08</b>	<b>11,90</b>	<b>12,90</b>	<b>9,20</b>	<b>13,20</b>	<b>12,50</b>	<b>13,10</b>	<b>13,10</b>	<b>13,10</b>	<b>9,80</b>	<b>12,40</b>	<b>14,80</b>	<b>149,08</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>185,54</b>	<b>167,46</b>	<b>180,19</b>	<b>131,38</b>	<b>187,99</b>	<b>176,86</b>	<b>181,78</b>	<b>186,78</b>	<b>179,48</b>	<b>138,84</b>	<b>174,90</b>	<b>184,30</b>	<b>2.075,51</b>
<b>GASATACAMA</b>													
TG1A	38,04	18,06	40,82	41,58	77,68	33,73	11,83	28,34	32,88	37,27	26,85	41,25	428,33
TG1B	55,37	52,42	26,89	39,18	23,45	65,85	22,53	41,26	14,95	7,39	0,64	4,78	354,71
TV1C	53,34	41,14	38,98	46,37	59,02	58,31	18,83	38,86	26,72	25,84	14,29	25,23	446,94
TG2A	4,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,17	9,56	38,68	44,24	57,37	158,52
TG2B	52,11	27,38	63,74	41,91	2,58	41,85	72,07	28,11	38,32	21,75	22,86	5,55	418,22
TV2C	31,88	14,93	35,05	22,71	1,25	22,63	40,25	15,31	27,14	34,26	38,72	35,73	319,86
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>235,24</b>	<b>153,92</b>	<b>205,48</b>	<b>191,75</b>	<b>163,98</b>	<b>222,36</b>	<b>165,51</b>	<b>156,05</b>	<b>149,57</b>	<b>165,21</b>	<b>147,61</b>	<b>169,91</b>	<b>2.126,57</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>7,54</b>	<b>5,40</b>	<b>6,70</b>	<b>6,20</b>	<b>5,60</b>	<b>6,40</b>	<b>5,70</b>	<b>5,60</b>	<b>4,90</b>	<b>5,80</b>	<b>5,30</b>	<b>5,70</b>	<b>70,84</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>227,70</b>	<b>148,52</b>	<b>198,78</b>	<b>185,55</b>	<b>158,38</b>	<b>215,96</b>	<b>159,81</b>	<b>150,45</b>	<b>144,67</b>	<b>159,41</b>	<b>142,31</b>	<b>164,21</b>	<b>2.055,73</b>

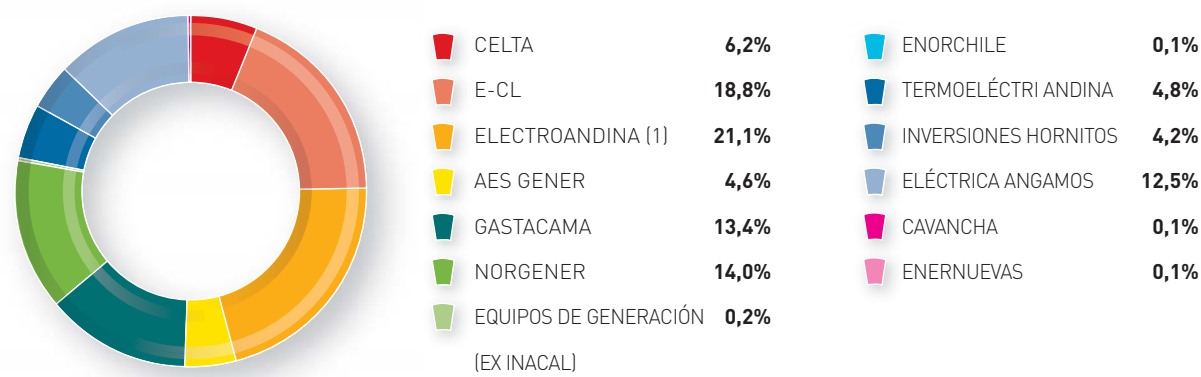


	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
<b>AES GENER</b>													
Central Salta	100,15	126,44	100,17	64,81	1,99	0,00	0,00	0,00	51,05	68,96	132,82	88,09	734,47
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>100,15</b>	<b>126,44</b>	<b>100,17</b>	<b>64,81</b>	<b>1,99</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>51,05</b>	<b>68,96</b>	<b>132,82</b>	<b>88,09</b>	<b>734,47</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>0,53</b>	<b>0,70</b>	<b>0,40</b>	<b>0,30</b>	<b>0,01</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,94</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>99,62</b>	<b>125,74</b>	<b>99,77</b>	<b>64,51</b>	<b>1,98</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>51,05</b>	<b>68,96</b>	<b>132,82</b>	<b>88,09</b>	<b>732,53</b>
<b>CAVANCHA</b>													
CAVA	1,24	1,17	1,27	1,22	1,24	1,16	1,24	1,22	0,99	1,30	1,17	1,32	14,53
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>1,24</b>	<b>1,17</b>	<b>1,27</b>	<b>1,22</b>	<b>1,24</b>	<b>1,16</b>	<b>1,24</b>	<b>1,22</b>	<b>0,99</b>	<b>1,30</b>	<b>1,17</b>	<b>1,32</b>	<b>14,53</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>1,24</b>	<b>1,17</b>	<b>1,27</b>	<b>1,22</b>	<b>1,24</b>	<b>1,16</b>	<b>1,24</b>	<b>1,22</b>	<b>0,99</b>	<b>1,30</b>	<b>1,17</b>	<b>1,32</b>	<b>14,53</b>
<b>ENORCHILE</b>													
ZOFRI 1-6	0,10	0,06	0,10	0,10	0,04	0,05	0,02	0,03	0,02	0,03	0,05	0,13	0,73
ZOFRI 2-5	0,43	0,33	0,53	0,55	0,22	0,30	0,14	0,17	0,12	0,17	0,28	0,76	4,00
ZOFRI 7-12	0,88	0,45	0,81	0,60	0,23	0,52	0,21	0,32	0,22	0,14	0,36	1,16	5,89
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>1,41</b>	<b>0,83</b>	<b>1,43</b>	<b>1,25</b>	<b>0,49</b>	<b>0,88</b>	<b>0,37</b>	<b>0,52</b>	<b>0,36</b>	<b>0,33</b>	<b>0,69</b>	<b>2,05</b>	<b>10,62</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>0,02</b>	<b>0,03</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,03</b>	<b>0,03</b>	<b>0,02</b>	<b>0,01</b>	<b>0,01</b>	<b>0,01</b>	<b>0,24</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>1,39</b>	<b>0,80</b>	<b>1,41</b>	<b>1,23</b>	<b>0,47</b>	<b>0,86</b>	<b>0,34</b>	<b>0,49</b>	<b>0,34</b>	<b>0,32</b>	<b>0,68</b>	<b>2,04</b>	<b>10,38</b>
<b>EQUIPOS DE GENERACIÓN (2)</b>													
INACAL1 - 4	3,05	3,25	2,88	3,73	1,72	2,76	1,12	1,48	1,13	1,65	0,94	0,52	24,23
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>3,05</b>	<b>3,25</b>	<b>2,88</b>	<b>3,73</b>	<b>1,72</b>	<b>2,76</b>	<b>1,12</b>	<b>1,48</b>	<b>1,13</b>	<b>1,65</b>	<b>0,94</b>	<b>0,52</b>	<b>24,23</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>3,05</b>	<b>3,25</b>	<b>2,88</b>	<b>3,73</b>	<b>1,72</b>	<b>2,76</b>	<b>1,12</b>	<b>1,48</b>	<b>1,13</b>	<b>1,65</b>	<b>0,94</b>	<b>0,52</b>	<b>24,23</b>
<b>ANDINA</b>													
CTA1	0,00	6,78	44,61	32,03	96,81	87,63	88,99	99,21	95,21	37,86	58,49	107,91	755,53
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>0,00</b>	<b>6,78</b>	<b>44,61</b>	<b>32,03</b>	<b>96,81</b>	<b>87,63</b>	<b>88,99</b>	<b>99,21</b>	<b>95,21</b>	<b>37,86</b>	<b>58,49</b>	<b>107,91</b>	<b>755,53</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>8,94</b>	<b>9,60</b>	<b>10,90</b>	<b>10,70</b>	<b>3,90</b>	<b>7,60</b>	<b>11,60</b>	<b>63,24</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>0,00</b>	<b>6,78</b>	<b>44,61</b>	<b>32,03</b>	<b>96,81</b>	<b>78,69</b>	<b>79,39</b>	<b>88,31</b>	<b>84,51</b>	<b>33,96</b>	<b>50,89</b>	<b>96,31</b>	<b>692,29</b>
<b>ANGAMOS</b>													
ANG1	30,43	83,71	92,62	148,65	168,28	165,85	98,94	128,39	99,84	123,54	49,17	91,07	1.280,49
ANG2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,17	70,86	23,33	155,83	131,67	150,73	151,94	707,53
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>30,43</b>	<b>83,71</b>	<b>92,62</b>	<b>148,65</b>	<b>168,28</b>	<b>189,01</b>	<b>169,80</b>	<b>151,72</b>	<b>255,67</b>	<b>255,22</b>	<b>199,90</b>	<b>243,01</b>	<b>1.988,03</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>5,42</b>	<b>11,10</b>	<b>10,20</b>	<b>15,10</b>	<b>17,40</b>	<b>16,90</b>	<b>12,80</b>	<b>19,80</b>	<b>19,80</b>	<b>19,80</b>	<b>23,80</b>	<b>29,00</b>	<b>201,12</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>25,01</b>	<b>72,61</b>	<b>82,42</b>	<b>133,55</b>	<b>150,88</b>	<b>172,11</b>	<b>157,00</b>	<b>131,92</b>	<b>235,87</b>	<b>235,42</b>	<b>176,10</b>	<b>214,01</b>	<b>1.786,91</b>
<b>ENERNUEVAS</b>													
MHAH - MHT2	1,29	1,28	1,48	1,41	1,42	1,30	1,23	1,40	1,37	1,47	1,40	1,51	16,56
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>1,29</b>	<b>1,28</b>	<b>1,48</b>	<b>1,41</b>	<b>1,42</b>	<b>1,30</b>	<b>1,23</b>	<b>1,40</b>	<b>1,37</b>	<b>1,47</b>	<b>1,40</b>	<b>1,51</b>	<b>16,56</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>1,29</b>	<b>1,28</b>	<b>1,48</b>	<b>1,41</b>	<b>1,42</b>	<b>1,30</b>	<b>1,23</b>	<b>1,40</b>	<b>1,37</b>	<b>1,47</b>	<b>1,40</b>	<b>1,51</b>	<b>16,56</b>
<b>HORNITOS</b>													
CTH1	0,00	0,00	5,12	37,66	64,78	18,10	68,89	106,52	76,98	107,22	74,43	109,25	668,96
<b>Total Gen. Bruta</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>5,12</b>	<b>37,66</b>	<b>64,78</b>	<b>18,10</b>	<b>68,89</b>	<b>106,52</b>	<b>76,98</b>	<b>107,22</b>	<b>74,43</b>	<b>109,25</b>	<b>668,96</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>9,10</b>	<b>1,93</b>	<b>7,70</b>	<b>11,20</b>	<b>8,80</b>	<b>11,90</b>	<b>9,00</b>	<b>11,10</b>	<b>70,73</b>
<b>Total Gen. Neta</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>5,12</b>	<b>37,66</b>	<b>55,68</b>	<b>16,17</b>	<b>61,19</b>	<b>95,32</b>	<b>68,18</b>	<b>95,32</b>	<b>65,43</b>	<b>98,15</b>	<b>598,23</b>

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.285,04	1.141,94	1.306,67	1.300,16	1.378,29	1.339,64	1.265,69	1.320,92	1.349,96	1.396,26	1.355,40	1.449,22	15.889,18
Consumos Propios	75,48	73,93	76,22	77,32	94,33	91,39	90,63	102,03	98,02	89,31	88,51	108,39	1.065,56
Generación Neta	1.209,56	1.068,01	1.230,45	1.222,84	1.283,96	1.248,25	1.175,06	1.218,89	1.251,94	1.306,95	1.266,89	1.340,83	14.823,62
Pérdidas de Transmisión	44,40	34,30	51,30	57,50	54,60	17,90	39,80	40,00	54,90	56,90	50,10	59,00	560,70
Ventas a clientes libres	1.039,50	917,90	1.047,00	1.041,00	1.096,10	1.097,40	999,40	1.046,00	1.070,90	1.117,10	1.086,80	1.144,40	12.703,30
Ventas a clientes regulados	125,60	115,80	132,20	124,40	133,30	133,00	135,80	132,90	126,10	133,00	130,00	137,50	1.559,60
Total Ventas	1.165,10	1.033,70	1.179,20	1.165,40	1.229,40	1.230,40	1.135,20	1.178,90	1.197,00	1.250,10	1.216,80	1.281,90	14.262,90
TOTAL SING (EN %)													
Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	8%	7%	6%	7%	7%	7%
Generación Neta	94%	94%	94%	94%	93%	93%	93%	92%	93%	94%	93%	93%	93%
Pérdidas de Transmisión	3%	3%	4%	4%	4%	1%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%
Ventas a clientes libres	81%	80%	80%	80%	80%	82%	79%	79%	79%	80%	80%	79%	80%
Ventas a clientes regulados	10%	10%	10%	10%	10%	10%	11%	10%	9%	10%	10%	9%	10%
Total Ventas	91%	91%	90%	90%	89%	92%	90%	89%	89%	90%	90%	88%	90%

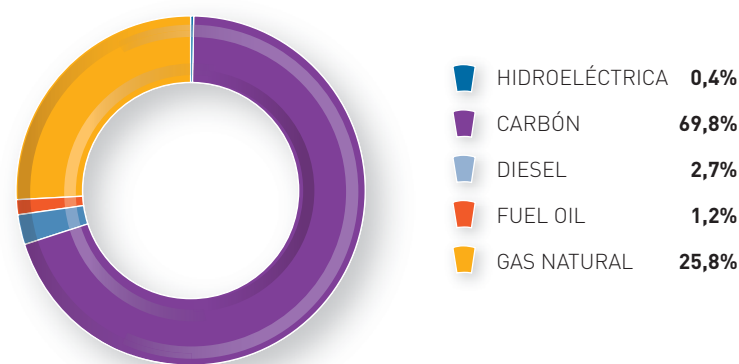
(1) Los activos de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011  
(2) Ex INACAL

GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA



(1) Los activos de generación de Electroandina pasaron a formar parte de E-CL a partir del 1 de diciembre de 2011

GENERACIÓN BRUTA POR COMBUSTIBLE



# GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING

PERÍODO 2002 - 2011 (GWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>CELTA</b>										
CTTAR	639	435	435	422	830	1012	981,0	1.065	1.076,3	972,7
TGTAR	1	1	1	0	2	14	17,9	11	9,6	8,1
<b>Total Generación Bruta</b>	<b>640</b>	<b>436</b>	<b>436</b>	<b>423</b>	<b>832</b>	<b>1026</b>	<b>999</b>	<b>1.076</b>	<b>1.085,9</b>	<b>980,8</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>61</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>72</b>	<b>84</b>	<b>81</b>	<b>86</b>	<b>86,5</b>	<b>74,7</b>
<b>Total Generación Neta</b>	<b>579</b>	<b>397</b>	<b>398</b>	<b>383</b>	<b>760</b>	<b>941</b>	<b>918</b>	<b>990</b>	<b>999,4</b>	<b>906,2</b>
<b>E-CL</b>										
CHAPIQUIÑA	54	51	51	45	55	53	53	47	42	40
CAVANCHA (1)	13	14	15	15	15	15	15	15	13	
CD ARICA	2	1	5	2	7	33	32	17	25	16
CD IQUIQUE	8	6	11	4	13	50	60	31	42	34
CD ANTOFAGASTA	2	2	7	2	15	32	6	0	0	
CD MANTOS BLANCOS	6	7	16	4	25	7	0	69	88	49
CD ENAEX						1	0	1	1	
CTM1	18	144	498,7	446,6	880	1057	1202	1.191	1.114	1.118
CTM2	918	575	1.003	849	1033	1188	1298	1.282	1.220	1.159
CTM3	849	1.695	1.449	1.601	600	400	814	632	367	310
U10 - U11 (3)										0
U12 - U13 (3)										22
U14 - U15 (3)										127
U16 (3)										102
TG1 - TG2 (3)										0
TG3 (3)										1
SUTA (3)										9
<b>Total Generación Bruta</b>	<b>1.870</b>	<b>2.495</b>	<b>3.054</b>	<b>2.970</b>	<b>2643</b>	<b>2837</b>	<b>3480</b>	<b>3.285</b>	<b>2.912</b>	<b>2.988</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>111</b>	<b>113</b>	<b>162</b>	<b>159</b>	<b>169</b>	<b>200</b>	<b>230</b>	<b>225</b>	<b>199</b>	<b>219</b>
<b>Total Generación Neta</b>	<b>1.759</b>	<b>2.382</b>	<b>2.892</b>	<b>2.810</b>	<b>2475</b>	<b>2637</b>	<b>3250</b>	<b>3.060</b>	<b>2.713</b>	<b>2.769</b>
<b>ELECTROANDINA</b>										
U09	0	0	0	0						
U10 - U11 (3)	1	0	7	0	19	187	322	112	45	32
U12 - U13 (3)	663	455	478	207	463	1052	1125	1.121	1.167	609
U14 - U15 (3)	1.266	1.304	1.409	1.549	1.688	1905	1784	1.820	1.888	1.447
U16 (3)	1.174	1.627	1.458	1.753	1.884	936	474	732	1.527	1.095
TG1 - TG2 (3)	7	2	2	1	0	12	25	12	4	7
TG3 (3)	4	11	91	43	12	40	56	33	20	16
SUTA (3)								184	187	151
<b>Total Generación Bruta</b>	<b>3.115</b>	<b>3.398</b>	<b>3.444</b>	<b>3.553</b>	<b>4.066</b>	<b>4.132</b>	<b>3.785</b>	<b>4.014</b>	<b>4.838</b>	<b>3.357</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>199</b>	<b>198</b>	<b>194</b>	<b>191</b>	<b>218</b>	<b>255</b>	<b>254</b>	<b>249</b>	<b>294</b>	<b>215</b>
<b>Total Generación Neta</b>	<b>2.917</b>	<b>3.201</b>	<b>3.250</b>	<b>3.361</b>	<b>3.848</b>	<b>3.877</b>	<b>3.531</b>	<b>3.764</b>	<b>4.545</b>	<b>3.142</b>
<b>AES GENER</b>										
CC Salta	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348	958	734
<b>Total Generación Bruta</b>	<b>1.813</b>	<b>1.950</b>	<b>1.903</b>	<b>2.154</b>	<b>2.285</b>	<b>1.628</b>	<b>1.154</b>	<b>1.348</b>	<b>958</b>	<b>734</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>43</b>	<b>44</b>	<b>46</b>	<b>38</b>	<b>22</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>2</b>
<b>Total Generación Neta</b>	<b>1.768</b>	<b>1.904</b>	<b>1.860</b>	<b>2.110</b>	<b>2.239</b>	<b>1.590</b>	<b>1.132</b>	<b>1.341</b>	<b>953</b>	<b>733</b>



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>GASATACAMA</b>										
CC1	1.431	1.434	1.168	1.144	411	1.002	2.331,3	1.405	1.244	1.230
CC2	1.216	1.568	1.530	1.338	1.285	1.311	639,6	1.801	1.729	897
ENAEX	0	0	0	0	0	0				
<b>Total Generación Bruta</b>	<b>2.647</b>	<b>3.002</b>	<b>2.698</b>	<b>2.482</b>	<b>1.696</b>	<b>2.313</b>	<b>2.971</b>	<b>3.205</b>	<b>2.973</b>	<b>2.127</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>77</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>69</b>	<b>61</b>	<b>75</b>	<b>73</b>	<b>90</b>	<b>85</b>	<b>71</b>
<b>Total Generación Neta</b>	<b>2.570</b>	<b>2.920</b>	<b>2.615</b>	<b>2.413</b>	<b>1.635</b>	<b>2.237</b>	<b>2.898</b>	<b>3.116</b>	<b>2.888</b>	<b>2.056</b>
<b>NORGENER</b>										
NT01	63	16	216	549	776	897	1.039	1.049	1.099	1.104
NT02	252	126	578	528	938	1.107	1.061	911	1.170	1.120
ZOFRI_1-6 (Hasta 2008)						1	2			
ZOFRI_2-5 (Hasta 2008)						7	11			
<b>Total Generación Bruta</b>	<b>315</b>	<b>142</b>	<b>794</b>	<b>1.077</b>	<b>1.714</b>	<b>2.011</b>	<b>2.113</b>	<b>1.960</b>	<b>2.269</b>	<b>2.225</b>
<b>Consumos Propios</b>	<b>32</b>	<b>14</b>	<b>66</b>	<b>91</b>	<b>125</b>	<b>138</b>	<b>145</b>	<b>134</b>	<b>149</b>	<b>149</b>
<b>Total Generación Neta</b>	<b>283</b>	<b>128</b>	<b>727</b>	<b>986</b>	<b>1.589</b>	<b>1.873</b>	<b>1.969</b>	<b>1.826</b>	<b>2.120</b>	<b>2.076</b>
<b>CAVANCHA (2)</b>										
CAVA									2	15
<b>Total Generación Bruta</b>									<b>2</b>	<b>15</b>
<b>Consumos Propios</b>									<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total Generación Neta</b>									<b>2</b>	<b>15</b>
<b>INACAL</b>										
CD Inacal								13	44	24
<b>Total Generación Bruta</b>								<b>13</b>	<b>44</b>	<b>24</b>
<b>Consumos Propios</b>								<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total Generación Neta</b>								<b>13</b>	<b>44</b>	<b>24</b>
<b>ENORCHILE</b>										
Central Estandartes								6	17	6
ZOFRI_1-6										1
ZOFRI_2-5										4
<b>Total Generación Bruta</b>								<b>6</b>	<b>17</b>	<b>11</b>
<b>Consumos Propios</b>								<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total Generación Neta</b>								<b>6</b>	<b>17</b>	<b>10</b>
<b>ANDINA</b>										
CTA									1	756
<b>Total Generación Bruta</b>									<b>1</b>	<b>756</b>
<b>Consumos Propios</b>									<b>0</b>	<b>63</b>
<b>Total Generación Neta</b>									<b>1</b>	<b>692</b>
<b>ANGAMOS</b>										
ANG1									0	1.280
ANG2										708
<b>Total Generación Bruta</b>									<b>0</b>	<b>1.988</b>
<b>Consumos Propios</b>									<b>0</b>	<b>201</b>
<b>Total Generación Neta</b>									<b>0</b>	<b>1.787</b>

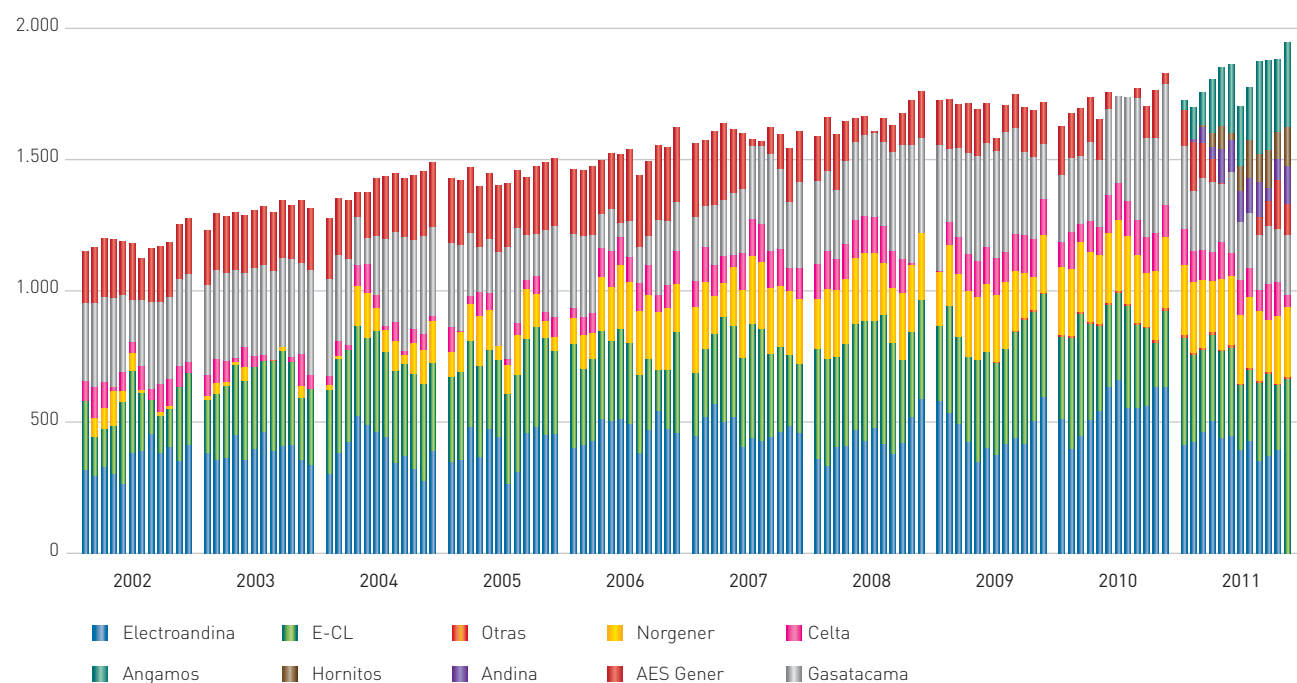
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>ENERNUEVAS</b>										
MHAH - MHT2									3	17
<b>Total Generación Bruta</b>									<b>3</b>	<b>17</b>
<b>Consumos Propios</b>									<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total Generación Neta</b>									<b>3</b>	<b>17</b>
<b>TOTAL SING</b>										
<b>Generación Bruta</b>	<b>10.400</b>	<b>11.424</b>	<b>12.330</b>	<b>12.657</b>	<b>13.236</b>	<b>13.946</b>	<b>14.502</b>	<b>14.907</b>	<b>15.104</b>	<b>15.889</b>
Consumos Propios	524	492	587	594	692	790	804	792	818	1.066
<b>Generación Neta</b>	<b>9.876</b>	<b>10.932</b>	<b>11.743</b>	<b>12.063</b>	<b>12.544</b>	<b>13.156</b>	<b>13.698</b>	<b>14.115</b>	<b>14.286</b>	<b>14.824</b>
Pérdidas de Transmisión	394	452	503	503	515	481	479	459	493	561
Ventas a clientes libres	8.473	9.433	10.164	10.401	10.774	11.343	11.832	12.240	12.297	12.703
Ventas a clientes regulados	1.009	1.047	1.075	1.159	1.256	1.332	1.387	1.417	1.496	1.560
<b>Total Ventas</b>	<b>9.482</b>	<b>10.480</b>	<b>11.240</b>	<b>11.560</b>	<b>12.029</b>	<b>12.674</b>	<b>13.219</b>	<b>13.656</b>	<b>13.792</b>	<b>14.263</b>
<b>TOTAL SING [%]</b>										
<b>Generación Bruta</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
Consumos Propios	5%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	5%	7%
<b>Generación Neta</b>	<b>95%</b>	<b>96%</b>	<b>95%</b>	<b>95%</b>	<b>95%</b>	<b>94%</b>	<b>94%</b>	<b>95%</b>	<b>95%</b>	<b>93%</b>
Pérdidas de Transmisión	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	4%
Ventas a clientes libres	81%	83%	82%	82%	81%	81%	82%	82%	81%	80%
Ventas a clientes regulados	10%	9%	9%	9%	9%	10%	10%	10%	10%	10%
<b>Total Ventas</b>	<b>91%</b>	<b>92%</b>	<b>91%</b>	<b>91%</b>	<b>91%</b>	<b>91%</b>	<b>91%</b>	<b>92%</b>	<b>91%</b>	<b>90%</b>

(1) Cavancha hasta 3 de Noviembre de 2010 representado en CDEC-SING por E-CL.

(2) Cavancha desde 3 de Noviembre de 2010 corresponde a PMGD.

(3) Unidades representadas en CDEC-SING por Electroandina hasta el 1 de Diciembre de 2011, luego son representadas por E-CL:

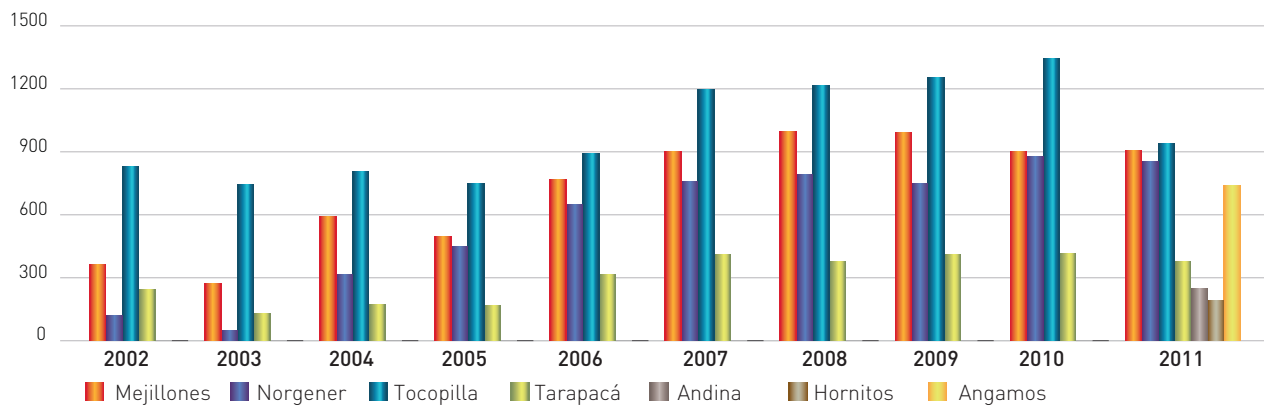
## GENERACIÓN MEDIA HORARIA MENSUAL Potencia (MW) 2002 -2011



### III. Combustibles: Consumos y Precios

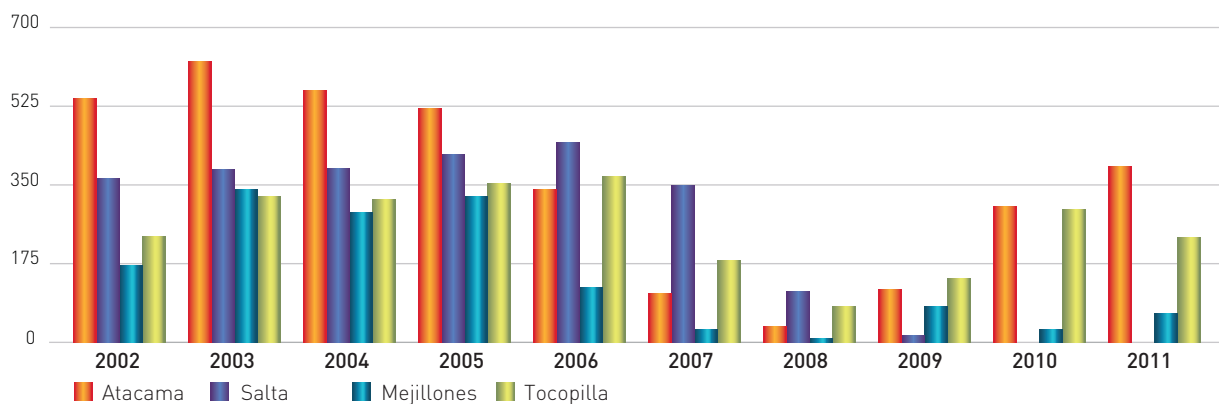
## CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL

## Miles de Toneladas



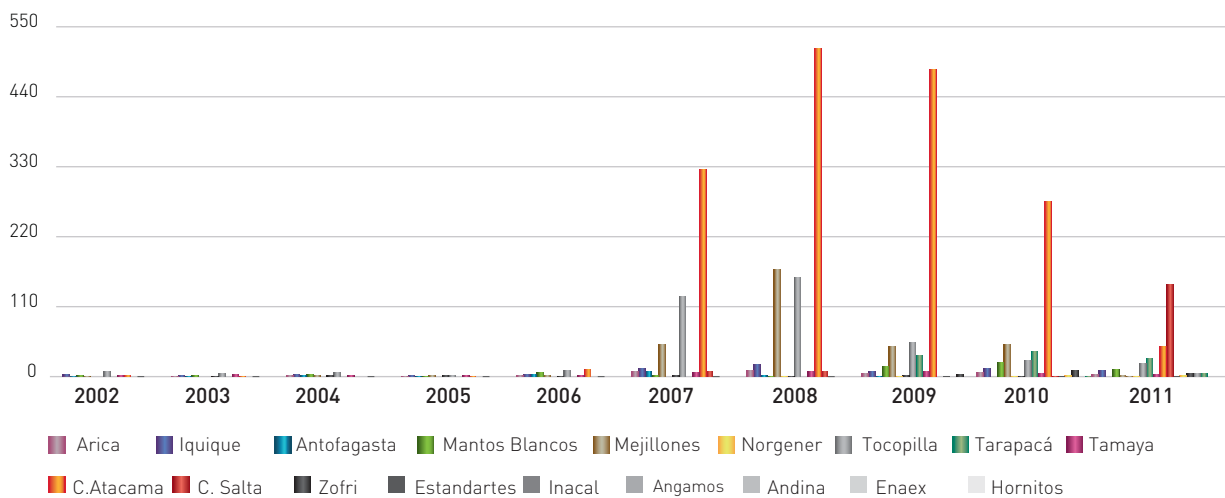
## CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL

Millones de m<sup>3</sup>



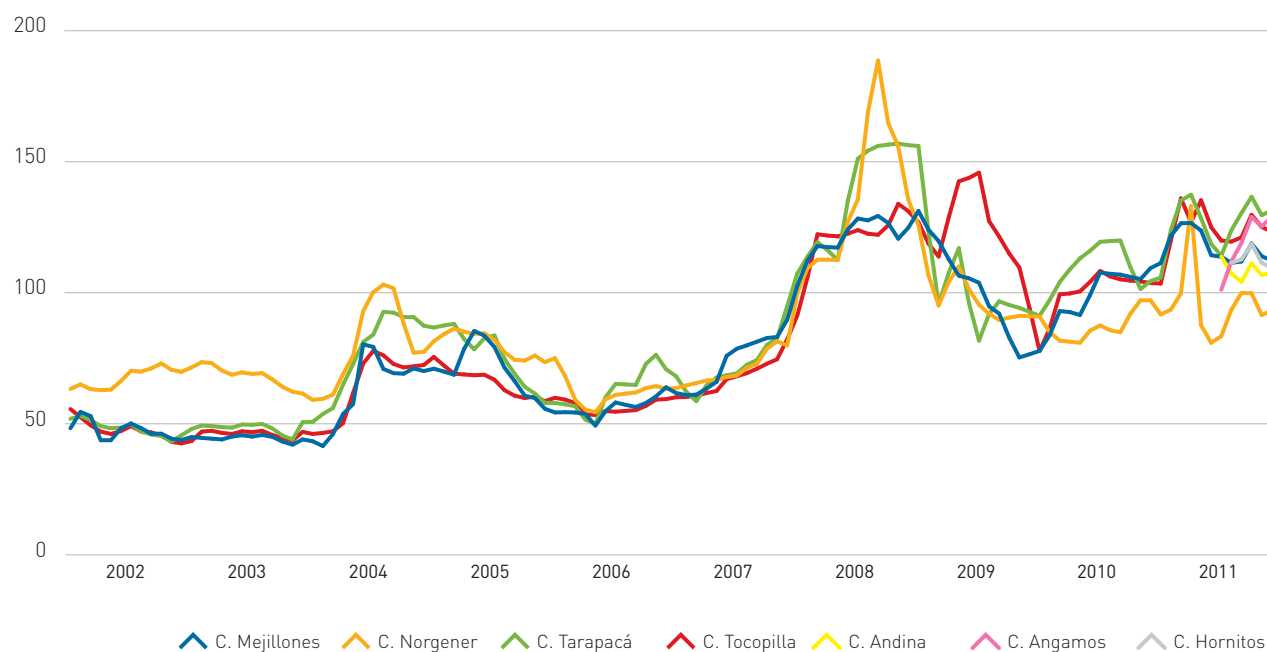
### CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL

## Miles de Toneladas

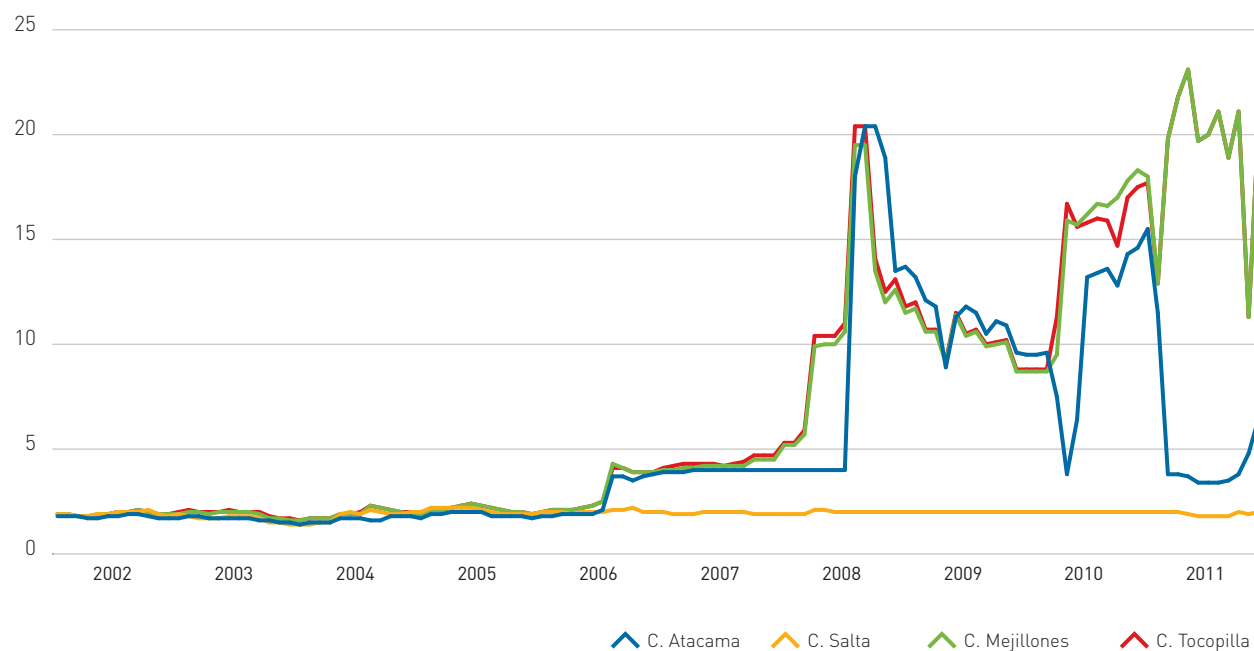




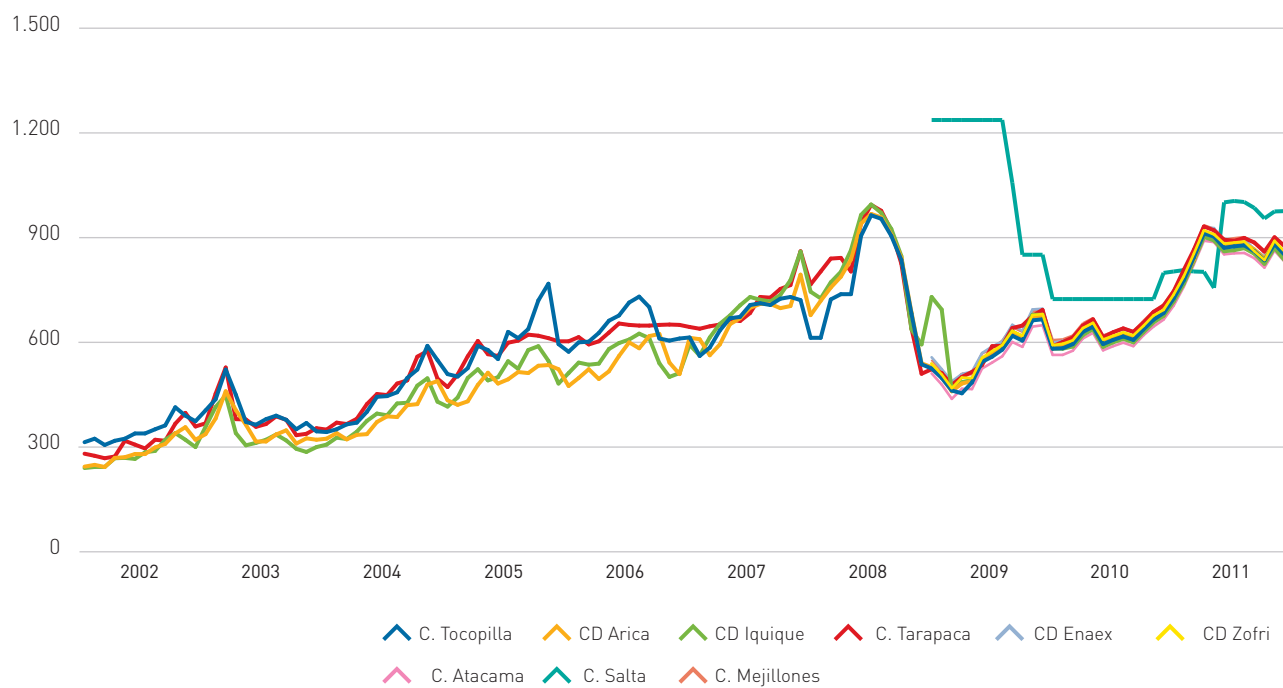
## PRECIO DEL CARBÓN US\$ / TON



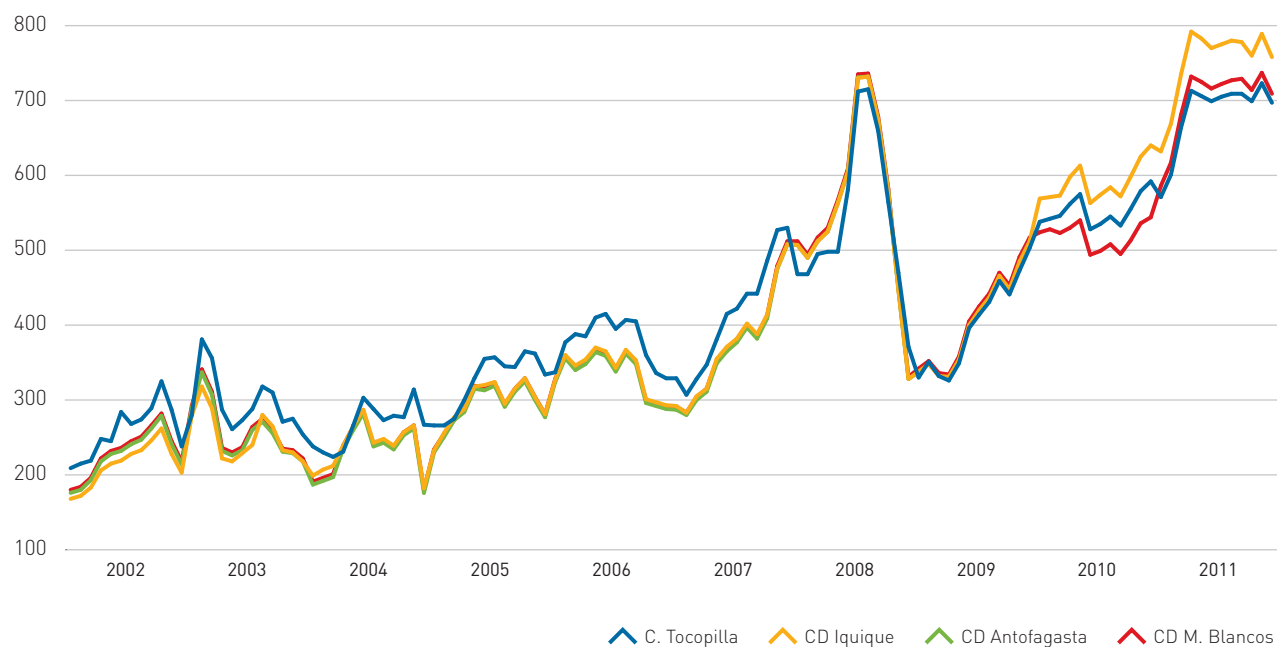
## PRECIO DEL GAS NATURAL US\$ / MMBTU



## PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL US\$ / m<sup>3</sup>



## PRECIO DEL FUEL OIL N°6 US\$ / Ton



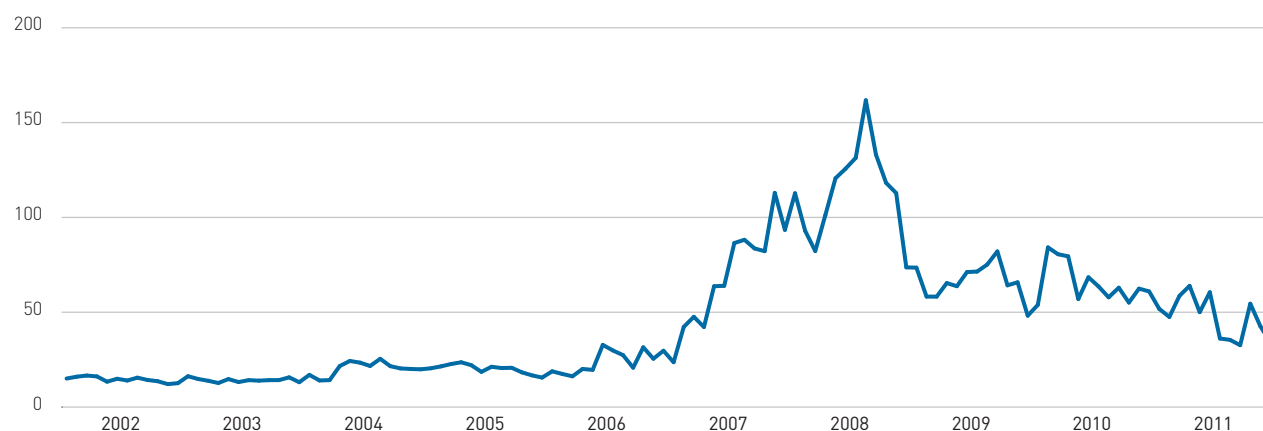
## IV. Precios de Energía y Potencia

### COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV PERÍODO 2002 - 2011

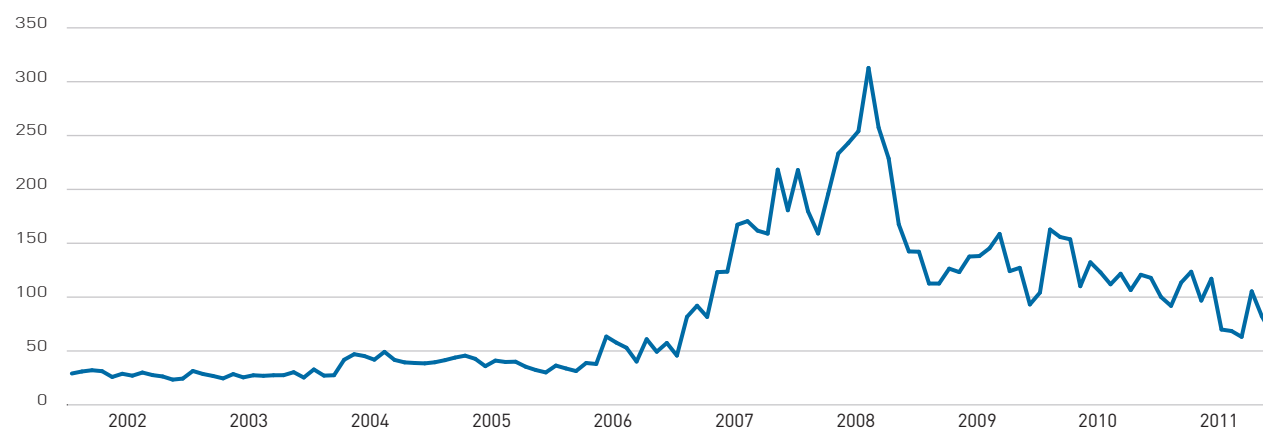
Mes \ Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	10,7	12,0	12,6	15,5	14,8	19,2	98,3	69,6	50,4	49,7
Febrero	11,4	11,0	10,4	16,3	13,8	34,2	81,4	54,5	78,9	45,7
Marzo	11,9	10,4	10,6	17,3	12,9	38,7	72,6	54,4	75,6	56,9
Abril	11,6	9,5	16,2	18,2	16,0	34,5	89,8	61,1	74,9	62,2
Mayo	9,7	11,0	18,3	17,1	15,7	52,5	108,2	59,4	53,9	48,9
Junio	10,7	9,8	17,7	14,4	26,4	53,1	114,4	66,6	64,7	59,2
Julio	10,1	10,6	16,4	16,6	24,2	72,7	120,9	66,5	60,5	35,4
Agosto	11,3	10,4	19,3	16,1	22,2	74,9	150,3	69,6	55,0	34,8
Septiembre	10,5	10,6	16,4	16,4	16,9	71,9	125,0	76,9	60,1	32,2
Octubre	10,1	10,6	15,5	14,5	25,5	70,8	112,0	60,2	52,6	54,0
Noviembre	8,9	11,7	15,3	13,2	20,6	98,3	106,7	61,4	59,7	42,3
Diciembre	9,3	9,7	15,1	12,3	24,0	81,5	68,9	44,8	58,4	33,9
<b>Promedio</b>	<b>10,5</b>	<b>10,6</b>	<b>15,3</b>	<b>15,6</b>	<b>19,4</b>	<b>58,5</b>	<b>104,0</b>	<b>62,1</b>	<b>62,1</b>	<b>46,3</b>

Notas: Promedios mensuales en \$/kWh.

### COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO \$/ kWh



### COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO US\$/MWh





## COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV - AÑO 2011

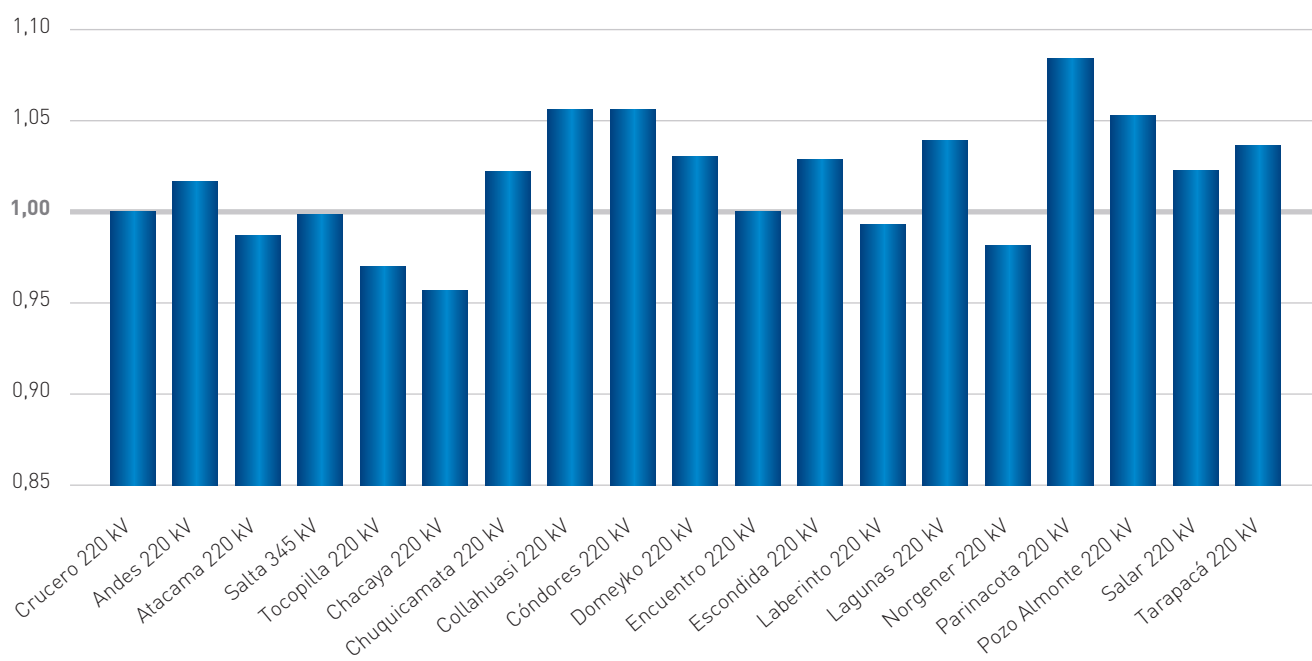
Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	36,4	71,0	42,0	70,7	60,1	39,5	28,7	23,2	38,3	36,9	35,1	31,7
2	23,5	63,6	44,1	66,4	79,9	28,7	60,0	26,4	29,5	32,2	56,0	32,0
3	32,9	68,9	57,2	41,6	55,0	37,4	66,2	26,3	45,2	35,6	36,6	30,6
4	29,5	59,6	40,2	52,7	48,4	29,9	73,3	26,5	30,5	54,4	57,7	32,6
5	51,6	31,1	70,3	38,3	85,9	70,5	70,6	30,7	29,8	60,7	51,9	33,3
6	60,5	25,6	55,0	73,5	53,8	48,5	59,3	28,2	38,3	79,9	55,6	33,1
7	64,3	25,1	49,4	38,3	41,0	48,1	41,4	29,4	28,3	84,9	53,2	31,4
8	54,2	24,0	35,1	52,2	77,2	80,2	28,1	52,7	29,2	88,8	32,0	32,8
9	59,8	41,2	83,9	58,0	40,5	71,9	28,7	77,1	27,9	86,2	34,9	33,7
10	75,1	49,2	82,6	48,1	30,6	45,4	26,6	32,6	29,6	37,9	38,8	33,4
11	35,2	64,0	101,1	78,9	29,7	52,7	26,5	49,3	30,6	51,2	40,3	33,2
12	40,3	67,8	37,3	77,2	36,1	59,4	26,4	38,5	57,4	74,8	35,7	33,3
13	23,9	64,3	87,0	29,2	50,1	53,5	27,6	30,9	48,1	47,8	48,3	44,9
14	35,4	46,5	71,7	32,5	31,0	62,2	28,9	54,3	25,3	42,1	92,8	32,5
15	41,2	33,0	66,9	78,4	43,1	57,3	30,4	37,3	28,6	32,6	40,5	31,2
16	53,7	30,9	79,1	82,8	84,8	78,8	29,4	30,7	29,2	32,2	34,0	29,2
17	46,2	58,7	59,7	42,2	62,6	69,4	28,8	26,8	30,2	48,5	31,3	30,9
18	24,9	29,2	69,1	29,3	61,4	45,3	49,7	28,6	30,6	30,9	31,8	31,9
19	25,7	53,4	56,5	95,7	49,9	108,7	44,3	26,4	29,5	56,9	31,8	31,9
20	59,3	32,7	33,2	86,5	61,5	80,7	42,6	27,4	28,9	33,5	35,0	33,1
21	65,8	28,4	50,1	63,0	46,4	32,4	32,1	29,5	28,2	61,1	31,4	32,3
22	59,6	42,3	34,1	49,1	30,2	79,4	27,7	30,0	30,8	33,7	58,8	32,2
23	51,5	45,2	28,9	69,0	30,5	78,2	25,8	30,0	34,5	43,3	89,1	33,0
24	63,1	54,8	37,8	70,1	31,0	86,6	27,8	60,7	30,2	72,0	32,7	33,0
25	54,3	48,1	83,4	98,3	30,6	74,4	25,7	28,2	30,6	44,1	31,5	32,6
26	44,2	31,3	63,9	46,6	33,4	31,8	27,1	26,6	30,6	65,8	32,1	41,9
27	57,5	60,2	68,0	55,5	90,1	45,6	26,9	27,0	28,5	84,3	30,5	35,3
28	54,8	30,0	49,0	74,4	43,8	45,6	21,8	29,2	30,1	48,3	29,8	40,5
29	81,3		65,4	82,8	34,9	69,7	23,3	29,5	28,3	31,6	29,8	51,1
30	69,1		31,3	83,7	31,3	65,2	20,3	47,6	28,2	45,5	30,3	31,5
31	67,0		30,5		30,2		21,6	36,2		96,6		31,2
<b>Promedio</b>	<b>49,7</b>	<b>45,7</b>	<b>56,9</b>	<b>62,2</b>	<b>48,9</b>	<b>59,2</b>	<b>35,4</b>	<b>34,8</b>	<b>32,2</b>	<b>54,0</b>	<b>42,3</b>	<b>33,9</b>

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

## FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2011

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Crucero 220 kV	1,00000	1,00000	1,00000
Andes 220 kV	1,01681	1,03354	0,99138
Atacama 220 kV	0,98677	0,99377	0,97863
Salta 345 kV	0,99859	1,02563	0,96215
Tocopilla 220 kV	0,97019	0,97690	0,96275
Chacaya 220 kV	0,95694	0,97274	0,94028
Chuquicamata 220 kV	1,02188	1,03545	1,01833
Collahuasi 220 kV	1,05641	1,06742	1,04749
Cóndores 220 kV	1,05634	1,07070	1,04711
Domeyko 220 kV	1,03010	1,04156	1,00626
Encuentro 220 kV	0,99997	0,99999	0,99997
Escondida 220 kV	1,02858	1,04028	1,00546
Laberinto 220 kV	0,99283	1,00875	0,97746
Lagunas 220 kV	1,03912	1,05099	1,03212
Norgener 220 kV	0,98169	0,98324	0,98108
Parinacota 220 kV	1,08405	1,09747	1,07403
Pozo Almonte 220 kV	1,05294	1,06380	1,04592
Salar 220 kV	1,02293	1,03970	1,01897
Tarapacá 220 kV	1,03661	1,05107	1,02842

*Nota: Valores promedios correspondientes a la programación semanal.*

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA - AÑO 2011  
Promedio

## PRECIO POTENCIA DE PUNTA NUDO CRUCERO 220 kV

Año	Fijación Tarifaria	Vigencia		Precio Potencia [\$ /kW-mes]
		Desde	Hasta	
2001	oct-00	01/01/01	05/03/01	3.581,24
	abr-01	05/04/01	08/30/01	3.717,30
	abr-01 (index ago-01)	08/31/01	11/04/01	4.023,03
	oct-01	11/05/01	12/31/01	4.407,20
2002	oct-01	01/01/02	05/03/02	4.407,20
	abr-02	05/04/02	11/03/02	3.970,10
	oct-02	11/04/02	12/31/02	4.132,90
2003	oct-02	01/01/03	05/04/03	4.132,90
	abr-03	05/05/03	12/21/03	4.263,54
	oct-03	12/22/03	12/31/03	3.895,71
2004	oct-03	01/01/04	01/28/04	3.895,71
	oct-03 (index ene-04)	01/29/04	04/30/04	3.586,78
	abr-04	05/01/04	10/31/04	3.637,22
	oct-04	11/01/04	12/31/04	3.713,71
2005	oct-04	01/01/05	04/30/05	3.713,71
	abr-05	05/01/05	10/31/05	3.696,46
	oct-05	11/01/05	12/31/05	3.594,48
2006	oct-05	01/01/06	04/30/06	3.594,48
	abr-06	05/01/06	06/26/06	3.662,67
	abr-06 (index jun-06)	06/27/06	10/19/06	3.672,49
	abr-06 (index oct-06)	10/20/06	10/31/06	3.769,31
	oct-06	11/01/06	12/31/06	3.734,15
2007	oct-06	01/01/07	04/30/07	3.734,15
	abr-07	05/01/07	07/16/07	3.840,04
	abr-07 (index jul-07)	07/17/07	09/15/07	3.795,11
	abr-07 (index sep-07)	09/16/07	10/31/07	3.792,04
	oct-07	11/01/07	12/31/07	3.835,63
2008	oct-07	01/01/08	02/15/08	3.835,63
	oct-07 (index feb-08)	02/16/08	04/30/08	3.692,18
	abr-08	05/01/08	08/15/08	3.455,74
	abr-08 (index ago-08)	08/16/08	10/15/08	3.882,18
	abr-08 (index oct-08)	10/16/08	10/31/08	4.124,06
	oct-08	11/01/08	12/31/08	4.198,66
2009	oct-08	01/01/09	01/18/09	4.198,66
	oct-08 (index ene-09)	01/19/09	04/30/09	5.053,92
	abr-09	05/01/09	08/15/09	5.054,71
	abr-09 (index ago-09)	08/16/09	10/31/09	4.762,80
	oct-09	11/01/09	12/31/09	4.662,80
2010	oct-09	01/01/10	04/15/10	4.662,80
	oct-09 (index abr-10)	04/16/10	04/30/10	4.571,04
	abr-10	05/01/10	10/31/10	4.520,17
	oct-10	11/01/10	12/31/10	4.373,28
2011	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
	oct-10	11/01/10	12/31/10	4.373,28



# V. Ventas Anuales de Energía SING 2002-2011

## VENTAS ANUALES DEL SING

PERÍODO 2002-2011

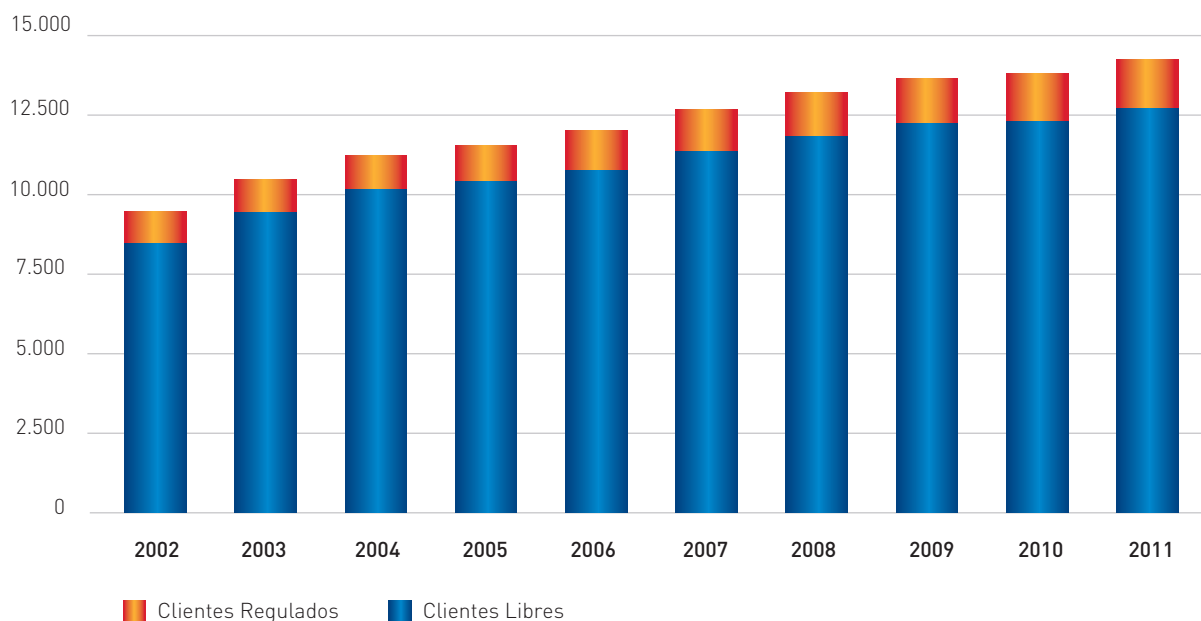
Año	Ventas [GWh]			Anual	Crecimiento	
	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total		Promedio Acumulado	Acumulado
2002	8.473	1.009	9.482	5,5%	2,7%	5,5%
2003	9.433	1.047	10.480	10,5%	5,3%	16,6%
2004	10.164	1.075	11.240	7,2%	5,8%	25,0%
2005	10.401	1.159	11.560	2,8%	5,2%	28,6%
2006	10.774	1.256	12.029	4,1%	5,0%	33,8%
2007	11.343	1.332	12.674	5,4%	5,1%	41,0%
2008	11.832	1.387	13.219	4,3%	5,0%	47,0%
2009	12.240	1.417	13.656	3,3%	4,8%	51,9%
2010	12.297	1.496	13.792	1,0%	4,4%	53,4%
2011	12.703	1.560	14.263	3,4%	4,3%	58,6%

*Nota:*

*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.*

## EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)

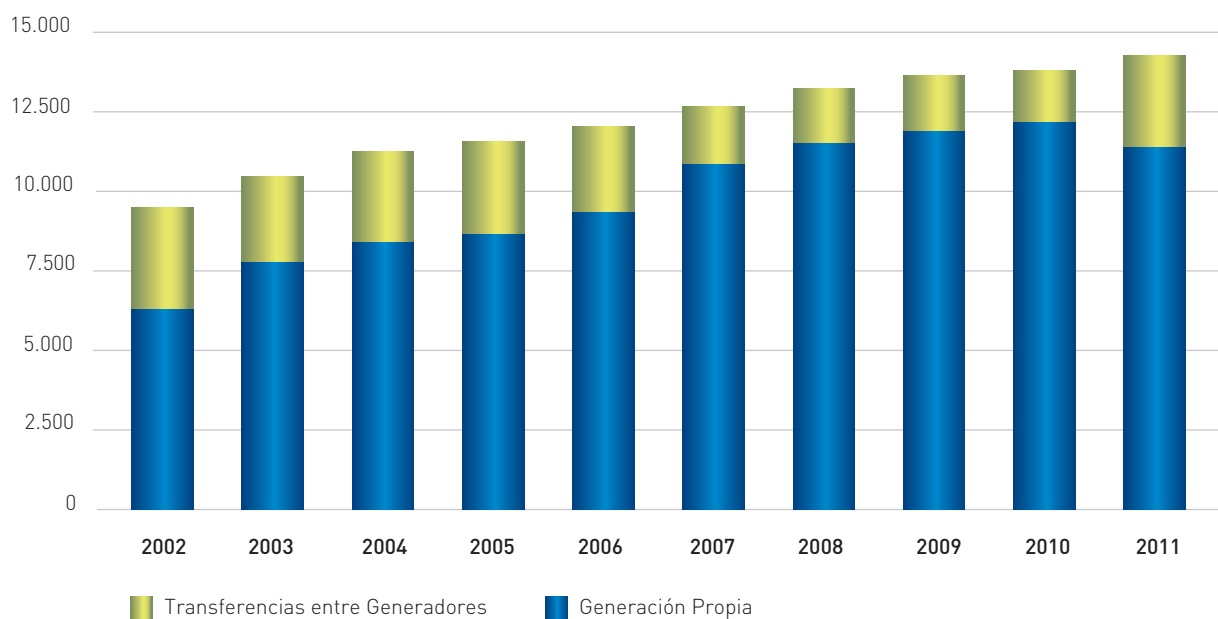


## COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING

PERÍODO 2002-2011

Año	Ventas de Energía (GWh)	Generación Propia (GWh)	Transferencias entre Generadores (GWh)	Porcentaje Transferencias /Ventas (%)
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%

## COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)



# VI. Transferencias de Energía y Potencia

## SING 2002-2011

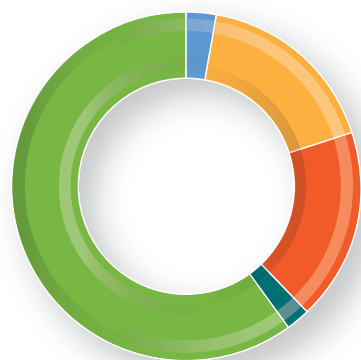
### TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL SING (GWh)

AÑO 2011

EMPRESA		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	NETO
AES GENER	Compras					9,6	9,9	17,8	9,2					46,5	
	Ventas	88,2	115,5	88,7	55,4					40,6	57,7	119,9	77,3	643,3	596,8
ANDINA	Compras										49,8	31,9		81,7	
	Ventas		5,5	37,8	26,9	86,2	78,1	30,6	3,9	2,8			10,8	282,6	200,9
ANGAMOS	Compras														
	Ventas	21,5	69,7	80,3	128,4	148,2	164,0	130,2	86,8	180,8	180,1	126,2	160,2	1.476,4	1.476,4
CAVANCHA	Compras														
	Ventas	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,3	1,2	1,3	14,5	14,5
CELTA	Compras			6,1	18,0		25,3		5,8	22,0			61,6	138,8	76,2
	Ventas	14,9	2,3			9,1		8,4			10,2	17,7		62,6	
E-CL	Compras		36,4	60,6	48,2	65,9	57,1	65,0	7,7			32,3	60,7	433,9	415,3
	Ventas	1,2								2,4	15,0			18,6	
ELECTROANDINA	Compras	67,8	55,0	67,5		37,9	42,9	41,5	11,8	69,4	47,1	33,0		473,9	453,8
	Ventas				20,1									20,1	
ENERNUEVAS	Compras														
	Ventas	1,3	1,3	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	16,6	16,6
ENORCHILE	Compras	2,3	2,6	3,0	3,0	4,5	4,5	7,4	4,0	3,2	4,5	4,4	3,3	46,7	46,7
	Ventas														
EQUIPOS DE GENERACION S.A.	Compras														
	Ventas	2,9	3,1	2,8	3,6	1,6	2,6	1,0	1,4	1,1	1,6	0,9	0,5	23,1	23,1
GASATACAMA	Compras	76,8	119,2	95,1	108,0	154,8	89,6	109,4	131,3	151,2	159,9	160,5	161,8	1.517,6	1.517,6
	Ventas														
HORNITOS	Compras				24,0	0,2	32,4	0,9				5,6		63,1	
	Ventas			4,1					26,5	8,0	33,7		29,1	101,4	38,3
NORGENER	Compras				35,8						39,8			75,6	
	Ventas	15,7	14,5	15,9		25,2	14,6	69,4	48,6	7,8		0,6	6,7	219,0	143,4

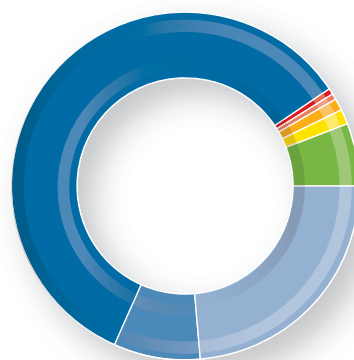
Nota: Los montos indicados no incluyen las operaciones de compra-venta contratadas entre generadores.

### COMPRAS NETAS DE ENERGÍA EN EL CDEC-SING



CELTA	3%
E-CL	17%
ELECTROANDINA (1)	18%
ENORCHILE	2%
GASATACAMA	60%

### VENTAS NETAS DE ENERGÍA EN EL CDEC - SING



AES GENER	23,8%	ENERNUEVAS	0,7%
ANDINA	8,0%	E. GENERACIÓN	0,9%
ANGAMOS	58,8%	HORNITOS	1,5%
CAVANCHA	0,6%	NORGENER	5,7%



## TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh)

PERIODO 2002 - 2011

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CELTA	Compras	390,8	601,4	663,2	628,5	343,1	160,0	162,0	102,0	64,7	138,8
	Ventas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	45,2	162,0	119,8	85,1	62,6
E-CL	Compras	0,0	0,0	0,0	0,0	26,2	0,0	115,0	189,2	548,6	433,9
	Ventas	801,1	1.263,8	1.637,3	1.522,8	1.057,6	714,9	695,0	193,5	75,4	18,6
ELECTROANDINA	Compras	1.109,5	831,7	1.000,1	968,1	540,8	382,3	740,0	663,6	158,5	473,9
	Ventas	0,0	0,0	18,9	0,0	23,0	69,8	41,0	89,8	418,3	20,1
AES GENER	Compras	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	121,0	13,0	0,0	17,5	46,5
	Ventas	997,8	1.088,9	1.050,3	1.335,6	1.357,0	812,2	676,0	1.201,4	836,0	643,3
GASATACAMA	Compras	24,0	3,5	430,2	806,1	1.638,1	1.126,2	617,0	594,0	795,0	1.517,6
	Ventas	792,7	350,1	126,3	36,1	0,0	0,0	29,0	66,9	19,9	0,0
NORGENER	Compras	1.067,2	1.266,1	739,2	503,1	150,3	104,4	60,0	217,3	40,6	75,6
	Ventas	0,0	0,0	0,0	11,3	260,7	251,7	103,0	82,7	150,2	219,0
INACAL	Compras								0,0	0,0	0,0
	Ventas								12,1	42,4	23,1
ANGAMOS	Compras									1,5	0,0
	Ventas									0,0	1.476,4
ENORCHILE	Compras									12,2	46,7
	Ventas									5,5	0,0
CAVANCHA	Compras									0,0	0,0
	Ventas									2,5	14,5
ANDINA	Compras									0,0	81,7
	Ventas									0,4	282,6
ENERNUEVAS	Compras									0,0	0,0
	Ventas									2,9	16,6
HORNITOS	Compras										63,1
	Ventas										101,4

## POTENCIA FIRME Y DEMANDA DE POTENCIA EN HORAS DE PUNTA POR EMPRESA-AÑO 2011

POTENCIA FIRME	TOTAL SING	AES GENER	ANGAMOS	C.T. ANDINA	C.T. HORNITOS	CAVANCHA	CELTA	E_ GENERACION (**)	E-CL (*)	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	NORGENER
Potencia Firme [MW]	2.001,7	74,4	132,4	34,2	30,7	2,2	104,8	4,6	1.009,6	1,6	8,0	444,2	155,1
Demanda Neta HP [MW]	1.929,3	11,4	32,6	69,8	88,5	0,0	115,6	0,0	836,4	0,0	12,0	496,5	266,6
Pérdidas [MW]	72,4												

BALANCE DE POTENCIA FIRME	AES GENER	ANGAMOS	C.T. ANDINA	C.T. HORNITOS	CAVANCHA	CELTA	E_ GENERACION (**)	E-CL (*)	ENERNUEVAS	ENORCHILE	GASATACAMA	NORGENER
Compras [MW]			35,5	57,8		10,8				4,0	52,3	111,5
Ventas [MW]	62,9	99,8			2,2		4,6	173,1	1,6			

(\*) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, Electroandina se considera de propiedad de E-CL.

(\*\*) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, INACAL se considera como E\_ GENERACION.

## TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW)

PERIODO 2002 - 2011

		E-CL[*]		ELECTROANDINA[*]		NORGENER		CELTA		GASATACAMA		AES GENER		E_GENERACION[**]		ENORCHILE		CAVANCHA		ENERNUEVAS		C.T.ANDINA		C.T.HORNITOS		ANGAMOS	
		Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
2002																											
Enero - Marzo		145,8	138,0			69,4		48,5		73,0		183,2															
2002																											
Abril - Diciembre		141,7	174,0			81,7		55,1		9,8		178,9															
2003		123,9	117,5			83,1		52,9		34,9		164,4															
2004		132,3	119,3			84,2		65,5		43,0		179,6															
2005		140,1	124,2			82,7		56,4		61,4		184,6															
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	84,9			106,7	96,0	11,6		27,7		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					99,8		

(\*) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, Electroandina se considera de propiedad de E-CL.

(\*\*) A partir del cálculo de Potencia Firme Definitivo de 2011, INACAL se considera como E\_ GENERACION.

## VII. Peajes: Pago por uso de Sistemas de Transmisión del SING

### PEAJES POR EL SISTEMA TRONCAL - AÑO 2011

PAGOS DESDE GENERADORES A EMPRESAS TRONCALES [MILES DE \$] - AÑO 2011

DE/A	ETSA			E-CL			TRANSELEC			TOTAL
	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE (*)	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE (*)	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE (*)	
AES GENER	291	17	-1.101	4.036	97	-9.404	278.886	6.763	-18.539	261.048
ANDINA	508	150	0	37	372	0	4.253	26.150	0	31.470
ANGAMOS	1.255	1.557	0	1.823	335	0	129.799	28.340	0	163.109
CELTA	686	1.343	2.384	6.146	-816.358	20.368	537.733	-560.939	40.155	-768.483
E-CL	7.398	3.274	3.740	592	-461.750	31.954	65.870	-287.479	62.996	-573.407
ELECTROANDINA	34.726	944	737	0	-46.663	6.300	118.012	336.548	12.421	463.024
ENORCHILE	0	9	-596	0	9	-5.092	0	617	-10.038	-15.090
GASATACAMA	3.622	6.250	-2.353	35.161	-1.158.775	-20.105	2.433.053	9.096	-39.636	1.266.313
HORNITOS	482	618	-1.102	84	166	-9.415	7.400	13.501	-18.561	-6.828
INACAL	10	0	0	3	0	0	228	0	0	240
NORGENER	18.410	2.685	-1.709	0	13	-14.607	62.563	9.997	-28.797	48.555
<b>TOTAL</b>	<b>67.387</b>	<b>16.847</b>	<b>0</b>	<b>47.881</b>	<b>-2.482.556</b>	<b>0</b>	<b>3.637.798</b>	<b>-417.406</b>	<b>0</b>	<b>869.951</b>

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

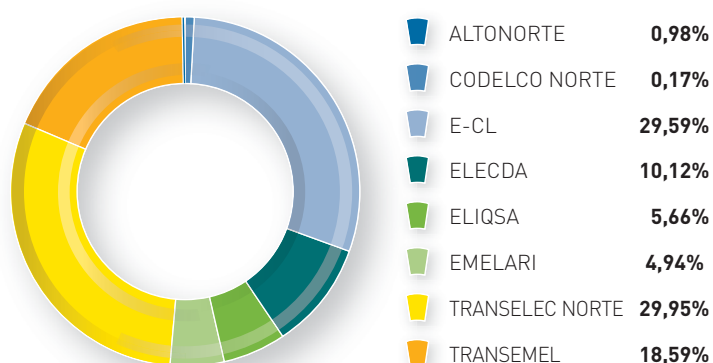


## PEAJES POR EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 2011

PAGOS DE VASTX DESDE GENERADORES A SUBTRANSMISORES [MILES DE \$] – AÑO 2011

A/ DE	E-CL	ELECTROANDINA	ENORCHILE	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL
ALTO NORTE	19.875	134	8.617	129.616	20	158.261
CODELCO NORTE	3.380	24	1.444	22.044	4	26.895
E-CL	601.638	4.053	260.752	3.922.854	595	4.789.891
ELECDA	205.788	1.385	89.220	1.342.044	203	1.638.640
ELIQSA	115.045	774	49.878	750.262	114	916.072
EMELARI	100.510	676	43.576	655.476	99	800.339
TRANSELEC NORTE	608.940	4.098	264.007	3.971.188	601	4.848.833
TRANSEMEL	377.882	2.538	163.943	2.465.067	372	3.009.803
<b>Total general</b>	<b>2.033.058</b>	<b>13.681</b>	<b>881.436</b>	<b>13.258.550</b>	<b>2.007</b>	<b>16.188.731</b>

### RECAUDACIÓN POR VASTX - AÑO 2011

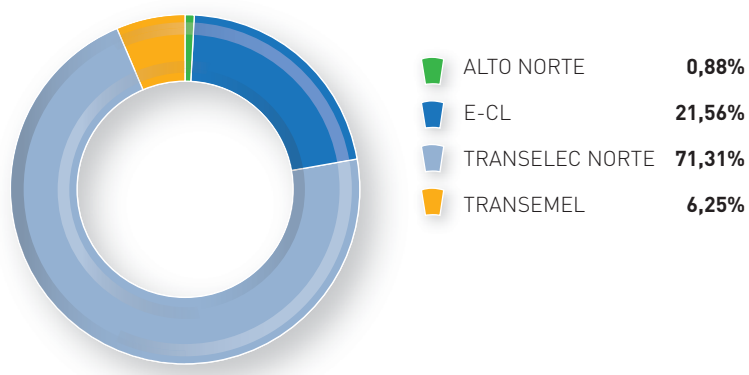


### PAGOS DESDE SUBTRANSMISORES A GENERADORES POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

[MILES DE \$] – AÑO 2011

DE/A	E-CL	ELECTROANDINA	ENORCHILE	GASATACAMA	NORGENER	Total general
ALTO NORTE	3.283	79	455	11.221	333	15.371
E-CL	80.424	2.098	10.391	278.885	6.380	378.178
TRANSELEC NORTE	265.005	6.908	33.585	924.238	21.365	1.251.102
TRANSEMEL	23.832	892	2.754	78.684	3.565	109.727
<b>Total general</b>	<b>372.544</b>	<b>9.978</b>	<b>47.185</b>	<b>1.293.029</b>	<b>31.643</b>	<b>1.754.378</b>

### PAGOS POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA - AÑO 2011



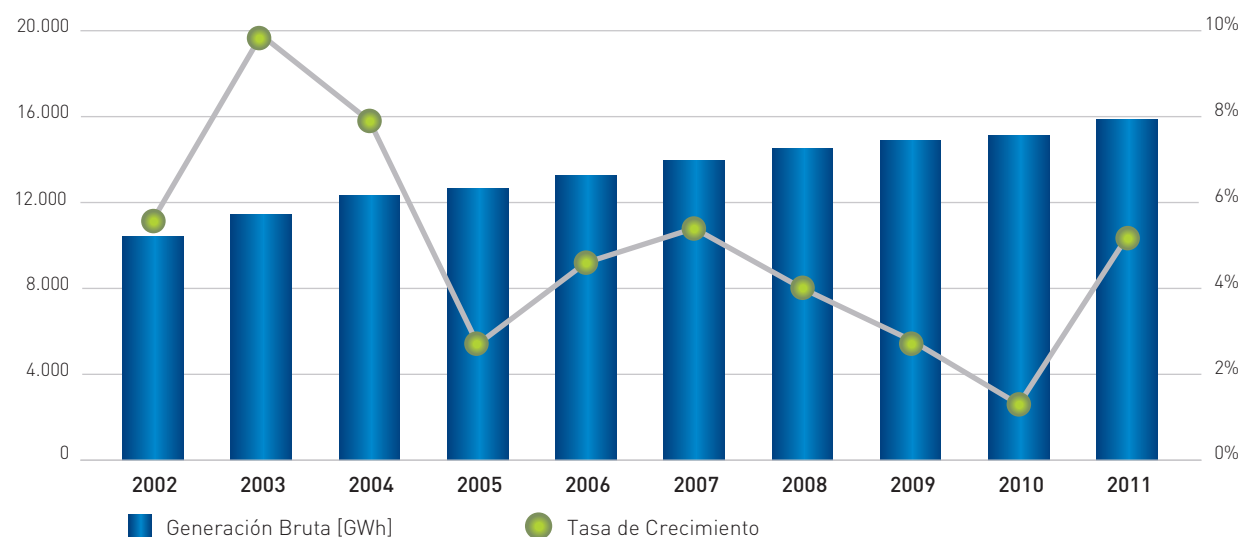
# VIII. Demanda de Energía y Potencia

## SING 2002-2011

### DEMANDA BRUTA DE ENERGÍA DEL SING

Año	Generación Bruta [GWh]	Tasa de Crecimiento
2002	10.399,6	5,6%
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%

### DEMANDA BRUTA DE ENERGÍA SING PERIODO 2002 - 2011





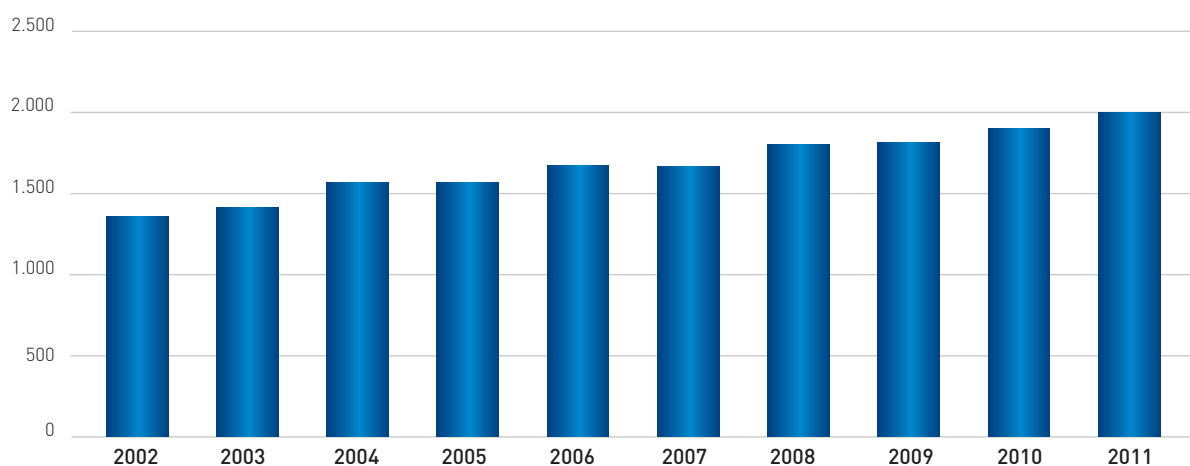
## DEMANDA MÁXIMA ANUAL DE POTENCIA DEL SING

PERÍODO 2002-2011

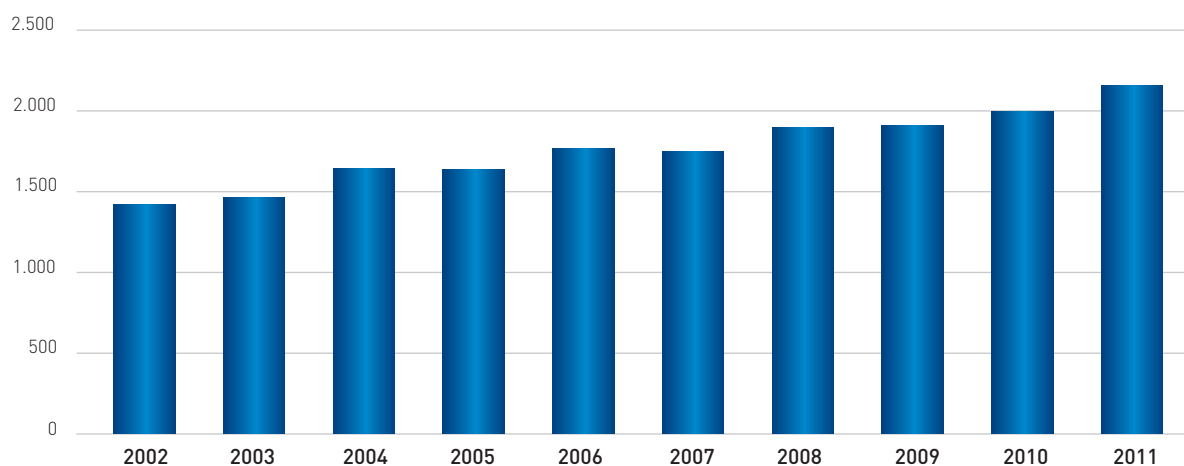
Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Neta (MW)
2002	23-dic-02	22	1.420	1.360
2003	14-dic-03	22	1.467	1.416
2004	19-dic-04	23	1.644	1.567
2005	27-nov-05	22	1.635	1.566
2006	15-dic-06	23	1.770	1.676
2007	24-abr-07	22	1.751	1.665
2008	21-dic-08	22	1.897	1.805
2009	27-sep-09	22	1.907	1.816
2010	26-dic-10	23	1.995	1.900
2011	23-dic-11	22	2.160	2.001

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

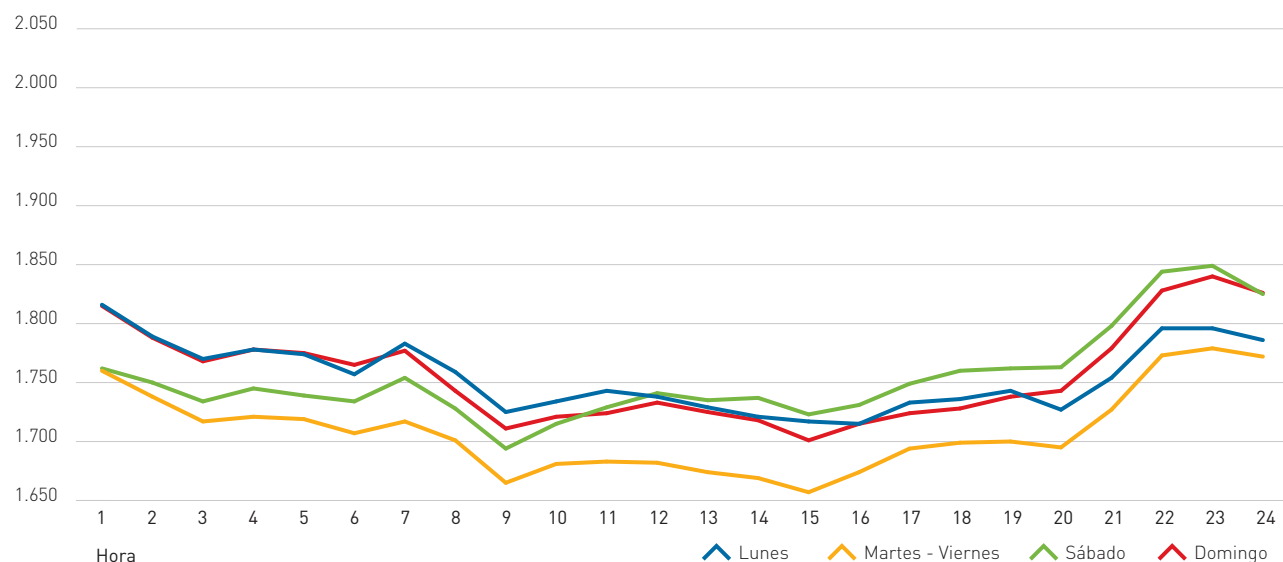
### DEMANDA MÁXIMA NETA (MW)



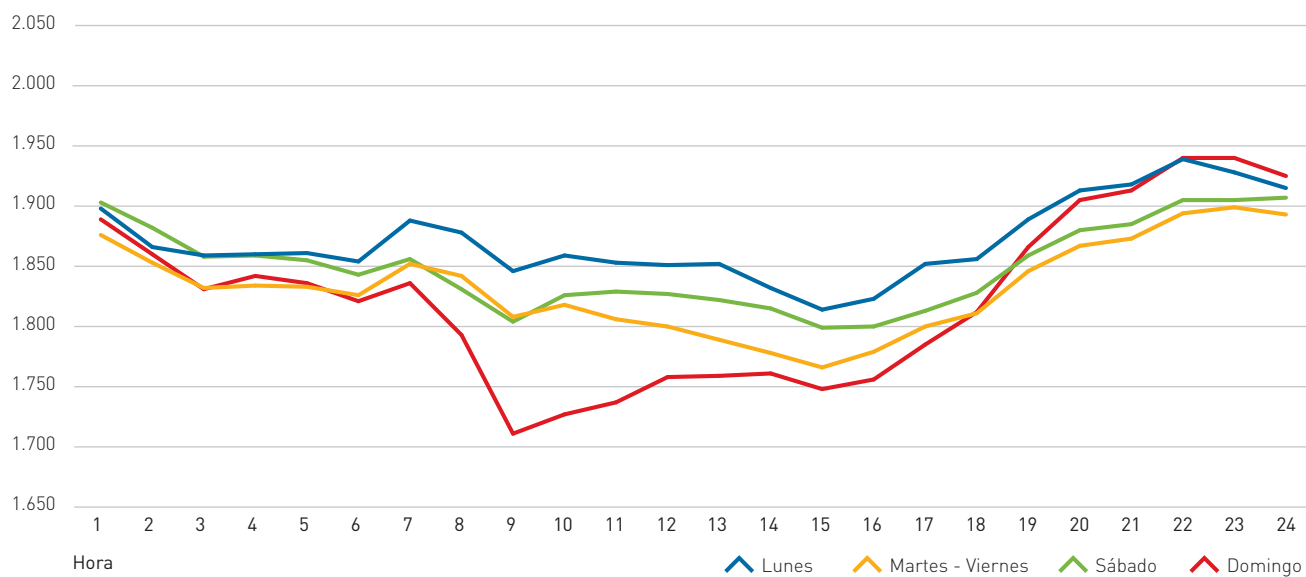
### GENERACIÓN MÁXIMA BRUTA ANUAL (MW)



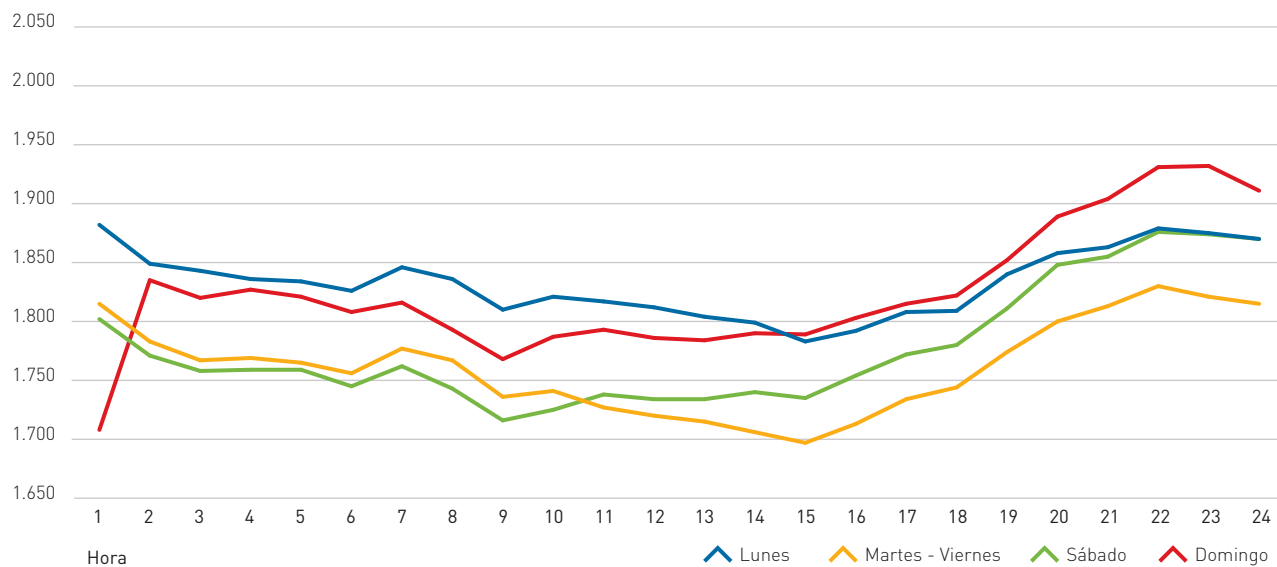
## GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2011 ENERO - MARZO (MW)



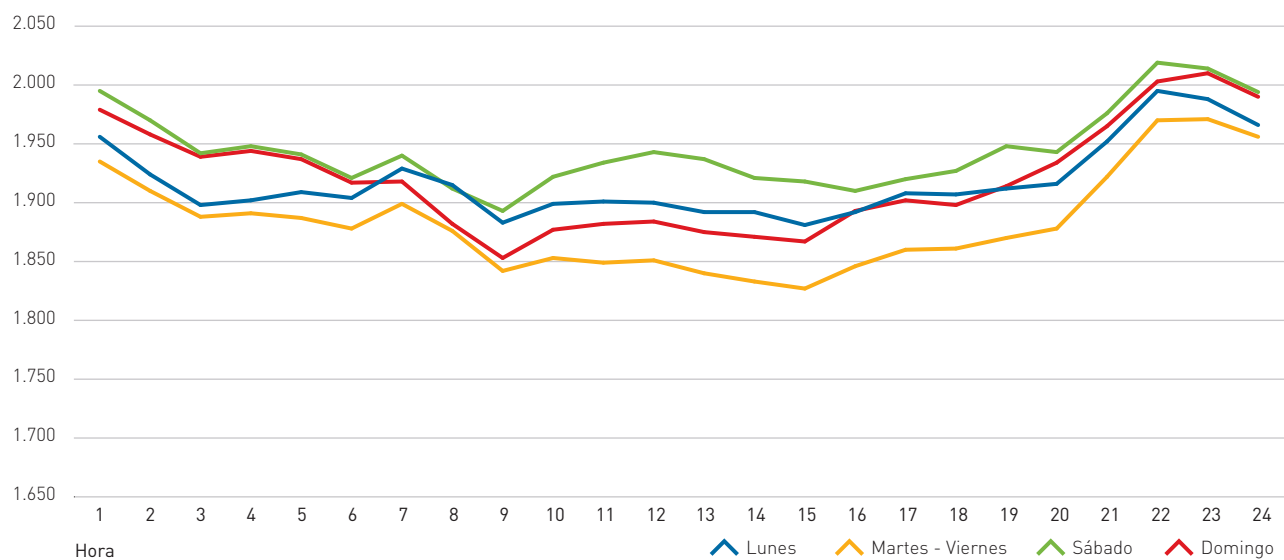
## GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2011 ABRIL - JUNIO (MW)



## GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2011 JULIO - SEPTIEMBRE (MW)



## GENERACIÓN BRUTA PROMEDIO HORARIA 2011 OCTUBRE - DICIEMBRE (MW)



# IX. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

## CUMPLIMIENTO LEY 20.257

Retiros Afectos a Obligación	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	20641,0
SING	3338,4
<b>Total</b>	<b>23979,4</b>

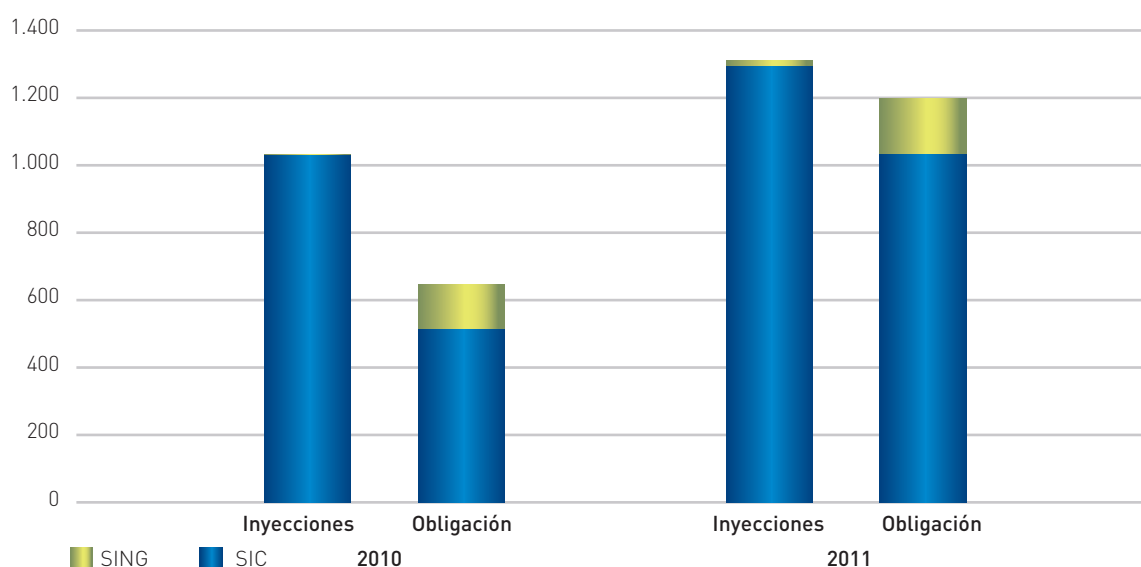
Inyecciones ERNC Reconocidas	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	1293,4
SING	16,6
<b>Total</b>	<b>1309,9</b>

Obligación ERNC (5% Retiros Afectos)	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	1032,1
SING	166,9
<b>Total</b>	<b>1199,0</b>

Excedente / Déficit ERNC Neto	
Sistema	Energía [GWh]
SIC	261,3
SING	-150,4
<b>Total</b>	<b>111,0</b>



## Balance ERNC 2010 - 2011 Energía (GWh)



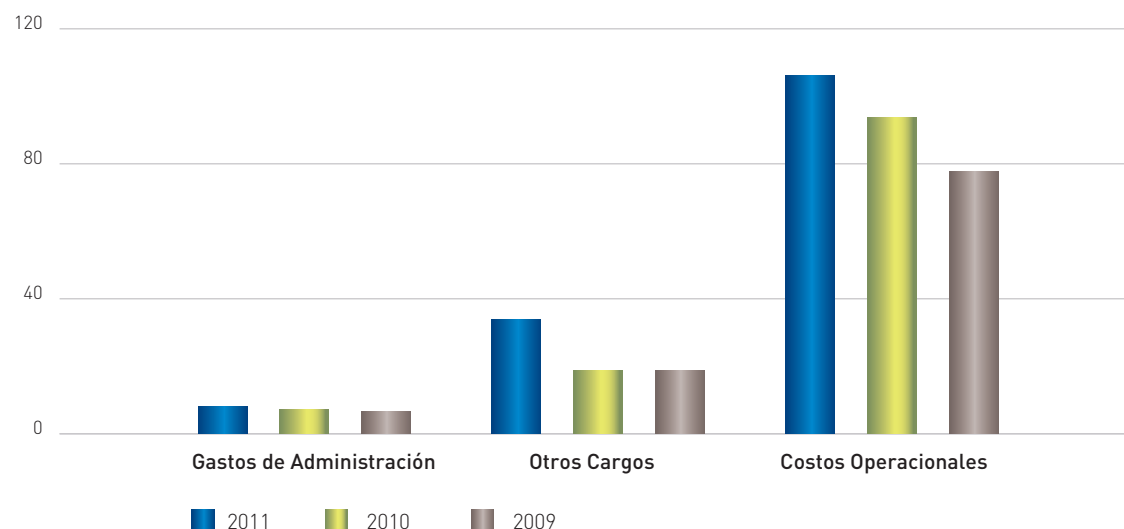


# X. Presupuesto CDEC-SING

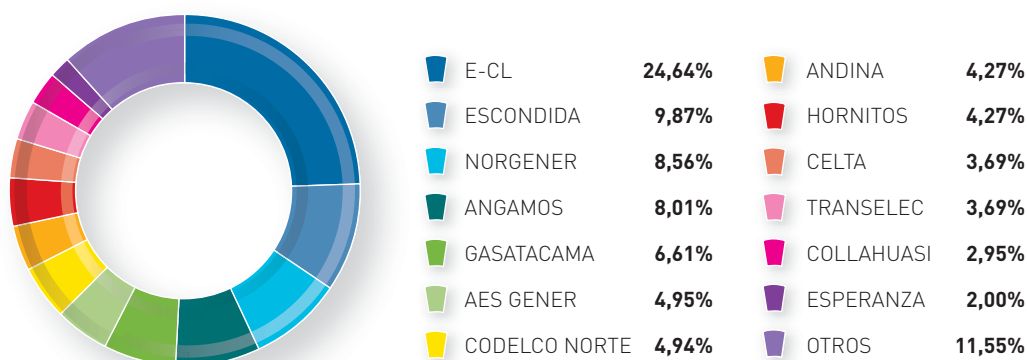
## PRESUPUESTO CDEC-SING

Presupuesto CDEC-SING [miles de UF]	2011	2010	2009	Variación UF	Variación %
Gastos de Administración	8,1	7,1	6,5	1,0	13,7%
Otros Cargos	33,9	18,8	18,6	15,1	80,7%
Costos Operacionales	106,2	93,8	77,7	12,4	13,2%
Remuneraciones y Otros Relacionados	72,5	63,2	57,8	9,3	14,7%
Arriendo Oficinas y Gastos Asociados	10,4	7,8	7,1	2,5	32,3%
Servicios y Asesorías Externas	2,9	2,7	2,2	0,2	8,2%
Arriendo Equipos, Software y Servicios	20,4	20,1	10,5	0,3	1,7%
<b>Total</b>	<b>148</b>	<b>120</b>	<b>103</b>	<b>28</b>	<b>23,79%</b>

## PRESUPUESTO CDEC-SING (miles de UF)



## PARTICIPACIÓN PRESUPUESTARIA INTEGRANTES CDEC-SING



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



## CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Certificamos que el Sistema de Gestión de Calidad de:

**CENTRO DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE  
CDEC - SING  
Av Apoquindo N° 4501, Piso 6, Las Condes,  
Santiago - Chile**

ha sido aprobado por Lloyd's Register Quality Assurance  
de acuerdo con la siguiente Norma de Sistemas de Gestión de Calidad:

**ISO 9001:2008**

El Sistema de Gestión de Calidad es aplicable a:

**Servicio de Coordinación de los trabajos de las Empresas  
Coordinadas del Sistema Interconectado del Norte Grande,  
según el Marco Legal Aplicable.**

Aprobación  
Certificado No: SAC 6013224

Aprobación Original: 30 de Enero, 2012

Certificado en Vigor: 30 de Enero, 2012

Caducidad del Certificado: 29 de Enero, 2015

Emitido por: Lloyd's Register Central & South America Limited  
en nombre de Lloyd's Register Quality Assurance Limited



001

Este documento está sujeto a los términos y condiciones que aparecen al dorso  
71 Fenchurch Street, London EC3M 4BS United Kingdom. Registration number 1879370  
Esta aprobación está condicionada a que la compañía mantenga el sistema de acuerdo con las normas establecidas, lo que será monitorizado por LRQA.  
El uso de la Marca de Acreditación UKAS indica Acreditación con respecto a aquellas actividades cubiertas por el Certificado de Acreditación 001.  
More Revision 13



**CDEC-SING**

Avenida Apoquindo 4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile, Teléfono: 56 (2) 367 2400, Fax: 378 9296  
Visítenos en: [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)