

Anuario **2010** y Estadísticas de **Operación**

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE



CDEC-SING

Contenido

Capítulo 1.	4	Capítulo 6.	21	Capítulo 9.	39
Carta Presidente del Directorio		Gestión Direcciones CDEC-SING 2010		Estadísticas de Operación 2010	
Capítulo 2.	6	Capítulo 7.	27	I. SING: Capacidad Instalada de Generación.....	40
Carta Director Ejecutivo		Proyectos SING: Realizados 2010 y Previstos 2011		II. SING: Generación de Energía.....	41
Capítulo 3.	9	Principales Proyectos Realizados en 2010	28	III. Combustibles: Consumos y Precios SING 2001-2010.....	46
Entorno Energético 2010		Proyectos Previstos para 2011 en el SING	29	IV. Precios de Energía y Potencia.....	49
Capítulo 4.	13	Capítulo 8.	31	V. Ventas Anuales de Energía SING 2001-2010	53
¿Quiénes Somos?		Instalaciones y Clientes del SING		VI. Transferencias de Energía y Potencia SING 2001-2010	55
Directorio.....	15	Diagrama Unilineal Simplificado del SING.....	32	VII. Peajes: Pagos por uso de sistemas de Transmisión del SING.....	57
Direcciones CDEC-SING	16	Unidades Generadoras del SING 2010	33	VIII. Demanda de Energía y Potencia SING 2001-2010.....	59
Capítulo 5.	19	Líneas de Transmisión del SING 2010	34	IX. Energía Renovables No Convencionales (ERNC).....	63
CDEC-SING: Misión, Visión y Valores		Principales Clientes del SING 2010.....	37	X. Presupuesto CDEC-SING.....	64

Anuario **2010**
y Estadísticas de
Operación



Empresas **Integrantes** del CDEC-SING

AES Gener S.A.
Atacama Agua y Tecnología Ltda.
Atacama Minerals Chile S.C.M.
Cavancha S.A.
Codelco Chile
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.
Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM.
Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.
Compañía Minera Xstrata Lomas Bayas
Compañía Minera Zaldívar S.A.
E-CL S.A.
Edelnor Transmisión S.A.
Electroandina S.A.
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
Empresa Eléctrica Angamos S.A.
Enaex S.A.
Enorchile S.A.
Gasatacama Chile S.A.
Grace S.A.

Haldeman Mining Company S.A.
INACAL S.A.
Minera El Tesoro
Minera Escondida Ltda.
Minera Esperanza
Minera Gaby S.A.
Minera Meridian Ltda.
Minera Michilla S.A.
Minera Rayrock Ltda.
Minera Spence S.A.
Moly-Cop Chile S.A.
Norgener S.A.
Sociedad Anglo American Norte S.A.
Sociedad Contractual Minera El Abra
Sociedad GNL Mejillones S.A.
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.
Transec Norte S.A.
Xstrata Copper - Altonorte
Central Termoeléctrica Andina S.A.
Inversiones Hornitos S.A.

1 ■

Carta **Presidente** del Directorio

“En el año 2010, en el SING se ha logrado despejar la incertidumbre en la operación vivida años atrás producto de la escasez de gas natural proveniente de Argentina.”



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 2010. En él, podrán encontrar los resultados operacionales del año 2010 y la estadística del sistema, correspondiente al decenio 2001-2010.

En el año 2010, en el SING se ha logrado despejar la incertidumbre en la operación vivida años atrás producto de la escasez de gas natural proveniente de Argentina. Ello, gracias a la llegada del gas natural licuado en condiciones de entrega continua y segura con la puesta en marcha del Terminal de Regasificación en Mejillones a partir del mes de abril de 2010, el cual ha permitido desplazar los significativos consumos de combustible diesel que se estaban utilizando en el parque generador en el período previo. Por otra parte, la operación estuvo marcada por condiciones de normalidad de abastecimiento, con márgenes de reserva adecuados.

En lo que respecta a la organización del CDEC-SING, en el mes de noviembre de 2010 se constituyó su nuevo Directorio, que permanecerá hasta el 9 de noviembre de 2012. Con ocasión de esta nueva elección, todas las empresas integrantes del Sistema Interconectado del Norte Grande, refrendamos nuestro compromiso con el capital humano y técnico de este CDEC 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.

Como perspectiva para el año 2011, se espera la materialización de proyectos de generación que en conjunto aportarán más de 800 MW a la capacidad instalada del SING, y obras en infraestructura de transmisión, todo lo cual permite asegurar un suministro seguro y confiable de la demanda en los próximos años. Con esto, el SING se encuentra preparado para enfrentar el desafío de atender una demanda con ventas que han aumentado desde los 8.900 GWh en 2001 hasta los 13.790 GWh en 2010.

Esperamos que el presente Anuario 2010, 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.



ENZO QUEZADA ZAPATA

Presidente Directorio CDEC-SING

2.

Carta **Director Ejecutivo**

“El año 2011 se proyecta como el año de la adaptación física o normalización del abastecimiento, apareciendo nuevos desafíos relacionados con la seguridad y búsqueda de mayores niveles de eficiencia en la operación”



Tengo el agrado de presentar a ustedes el Anuario del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SING, el cual comprende la estadística, indicadores y elementos más relevantes de la operación del SING para el período 2001 - 2010.

El año 2010 del SING será recordado como el de la salida de la crisis de abastecimiento originada a partir de las restricciones de suministro de gas natural argentino desde el año 2004 en adelante. Lo anterior ha sido posible gracias al Terminal de Regasificación de Mejillones y la disponibilidad de gas natural licuado, GNL.

La llegada de GNL permitió contar con 450 MW en base a este insumo, de manera ininterrumpida, y con ello se redujo la utilización intensiva de diesel para generación. A lo anterior, se suma el inicio de las pruebas de las unidades en base a carbón que se encuentran en construcción, lo cual permite proyectar un sustantivo mejoramiento en las condiciones de abastecimiento a partir del año 2011.

Como símbolo de nuestro compromiso permanente con la industria y población que atendemos, a partir del año 2010, el CDEC-SING cuenta con un Sitio de Respaldo alternativo al Sitio Principal del Centro de Despacho y Control, lo cual sumado al simulacro del Plan de Recuperación de Servicio, ha permitido mejorar las capacidades y recursos para enfrentar emergencias.

En el ámbito organizacional, la autoridad ha calificado a CDEC-SING como empresa estratégica, denominación que representa un importante reconocimiento a la crucial tarea que realiza la organización para el normal funcionamiento de la economía, y la seguridad de la industria y población del norte grande del país. Junto con lo anterior, se ha puesto en marcha el plan estratégico de la organización, representado por la visión, misión y valores que guían el quehacer del CDEC-SING.

También durante el año 2010, se instalaron capacidades para abordar la planificación de transmisión. En este contexto, se realizó un seguimiento de los procesos de valorización y expansión de transmisión dirigidos por la Comisión Nacional de Energía, y se presentó una propuesta de expansión para el sistema de transmisión principal.

Por todo lo expuesto anteriormente, en el ámbito operacional, el año 2011 se proyecta como el año de la adaptación física o normalización del abastecimiento, apareciendo nuevos desafíos relacionados con la seguridad y búsqueda de mayores niveles de eficiencia en la operación. En el ámbito organizacional, el 2011 tendrá un marcado énfasis en el mejoramiento y reforzamiento de nuestras capacidades, a través de la revisión y certificación de las competencias y procesos más críticos.

Junto con poner a disposición de ustedes el Anuario del CDEC-SING, hago un público agradecimiento por la colaboración y compromiso de las empresas representadas en el CDEC-SING, así como también por la entrega y profesionalismo de quienes integran nuestro equipo de trabajo, lo cual estoy seguro permitirá abordar con éxito los desafíos venideros.



DANIEL SALAZAR JAQUE

Director Ejecutivo / Director de Operación y Peajes
CDEC-SING



3

Entorno Energético 2010

“Durante el año 2010 el CDEC-SING recibió la calificación de empresa estratégica, en virtud de su rol y relevancia en el funcionamiento del país.”



El año 2010 Chile celebró su bicentenario marcado por situaciones que afectaron profundamente al país. Ya sea en términos políticos, económicos y sociales, todas fueron materias que tuvieron o tienen importantes efectos en el sector energético.

En lo político, asumió una nueva administración con nuevos nombres en la dirección del sector Energía. En lo económico el país alcanzó un gran reconocimiento internacional al ser aceptado como miembro pleno de la OCDE, y convirtiéndose así en el primer país sudamericano en integrar dicha organización; además, según cifras del Banco Central, el país alcanzó un crecimiento de un 5,2 %, distinguiéndose en materia de crecimiento a nivel latinoamericano. Pero, sin lugar a dudas, lo que más marcó el bicentenario fue la madrugada del día 27 de febrero 2010.

Un terremoto grado 8,8 en la escala de Richter y un posterior maremoto afectó la zona centro-sur de Chile, provocando cuantiosas pérdidas humanas y materiales, remeciendo al país y al mundo que observó atónito uno de los terremotos más grandes en la historia mundial.

A pesar que el área geográfica que cubre el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, no fue afectada directamente por la catástrofe, la repercusión -debido a la preocupación por la prevención y seguridad en las instalaciones eléctricas ante eventos de dicha naturaleza- se instaló fuertemente en el debate de la industria eléctrica durante todo el año.

En materia estrictamente energética, el año 2010 trajo consigo el estreno de una nueva institucionalidad: la creación del Ministerio de Energía. Ello, junto al cambio de mando en el poder Ejecutivo, significó que asumieran nuevas autoridades sectoriales y que se incluyeran nuevos cargos de representación energética, para las distintas zonas del país.

En lo que respecta al SING, el año 2010 debe ser distinguido como aquél en el cual se superó totalmente la crisis que afectó al sistema debido a la escasez de gas natural.

La crisis del gas natural –una de las principales apuestas en generación del país– produjo durante la segunda mitad de la última década, un momento de alta complejidad y tensión en todo el SING. Las empresas del sector tuvieron que movilizar importantes recursos

para sustituir la falta de gas natural y asegurar el suministro de sus clientes, permitiendo de esta manera resolver la principal urgencia del sistema, esto es, el equilibrio entre oferta y demanda producto del déficit de generación, y pudiendo así abordar las otras prioridades del sistema, como son por ejemplo aquellas relativas a la infraestructura de transmisión.

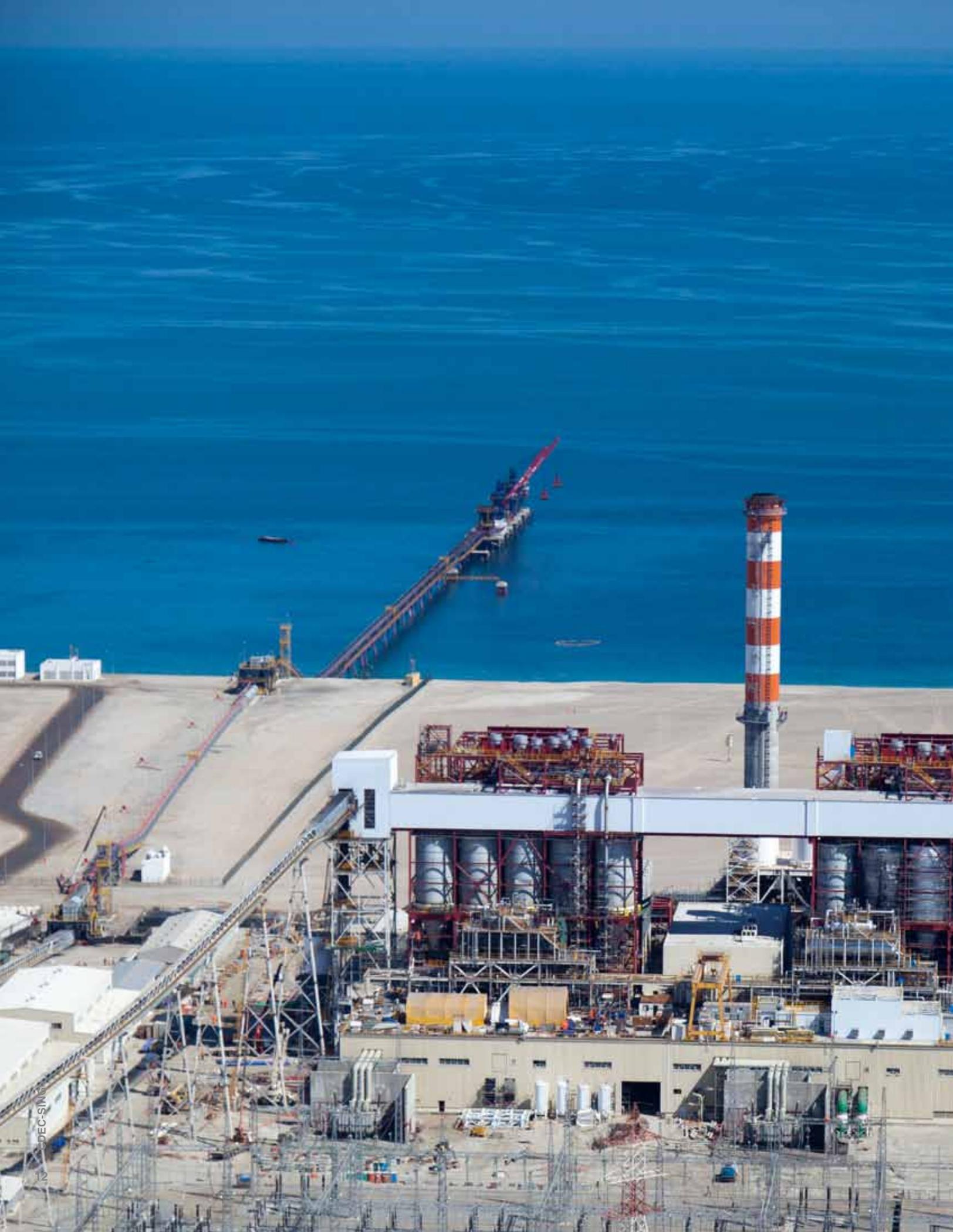
Durante el año 2010 el SING tuvo avances que destacar, por ejemplo: duplicó su Centro de Despacho y Control, habilitando así un sitio de respaldo que garantiza la continuidad y seguridad del sistema. Revisó y actualizó su plan de recuperación de servicio en maniobras de simulacro, y trabajó en la obtención de mejores y más expeditos canales de comunicación. En este contexto, recibió la calificación de empresa estratégica, en virtud de su rol y relevancia para el funcionamiento del país. Desde su conocimiento especializado, aportó



al análisis técnico y económico de las necesidades de infraestructura de transmisión y garantizó la operación segura, a través de un oportuno análisis de las condiciones de operación del sistema.

El desarrollo eléctrico de Chile durante las próximas dos décadas exigirá inversiones significativas tanto en generación como transmisión y distribución. La tasa de crecimiento de la demanda observada y proyectada para los próximos 10 años, se estima alcance valores de entre 5% y 6% por año, y para ser atendida se estima que se requerirán aproximadamente 10 GW de capacidad adicional de generación, a lo que es necesario agregar los reforzamientos y nuevas obras de transmisión asociadas a dichos desarrollos. A todo ello están convocados todos los actores de la industria eléctrica del país, y para ello se prepara el CDEC-SING.



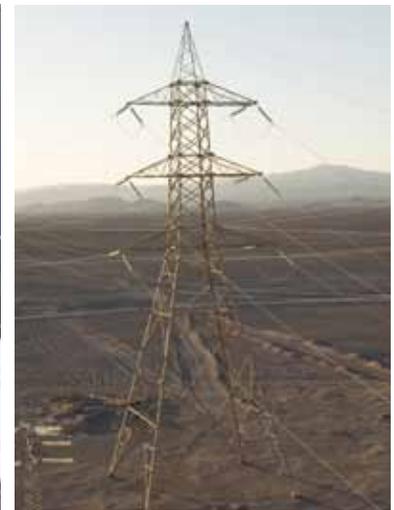


© 2013 SPECTRUM

4

¿Quiénes **Somos?**

Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (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 que funcionan interconectadas entre sí en dicho sistema, cumpliendo el rol de preservar la seguridad y calidad de servicio.

El CDEC-SING es reconocido por el Estado de Chile como un organismo estratégico debido a la función pública que cumple; al concentrar en su actividad no sólo el abastecimiento eléctrico, sino que la seguridad de la población, de la industria y de la economía del país.

Las instrucciones de coordinación que emanan del CDEC-SING son obligatorias para las 40 empresas propietarias de las instalaciones del sistema e interconectadas entre sí para generar, transportar y

distribuir energía eléctrica en el SING, el que abarca el territorio de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental.

El SING es el sistema encargado de aportar y asegurar el suministro al principal sector productivo del país, la minería, que representa casi el 15% del PIB nacional; un tercio del total de la inversión extranjera materializada; más del 60% del valor total de las exportaciones del país.

El CDEC-SING está conformado por 40 empresas Integrantes que operan en los segmentos de generación, transmisión troncal, subtransmisión y clientes libres, representadas a través de un Directorio de 10 miembros.

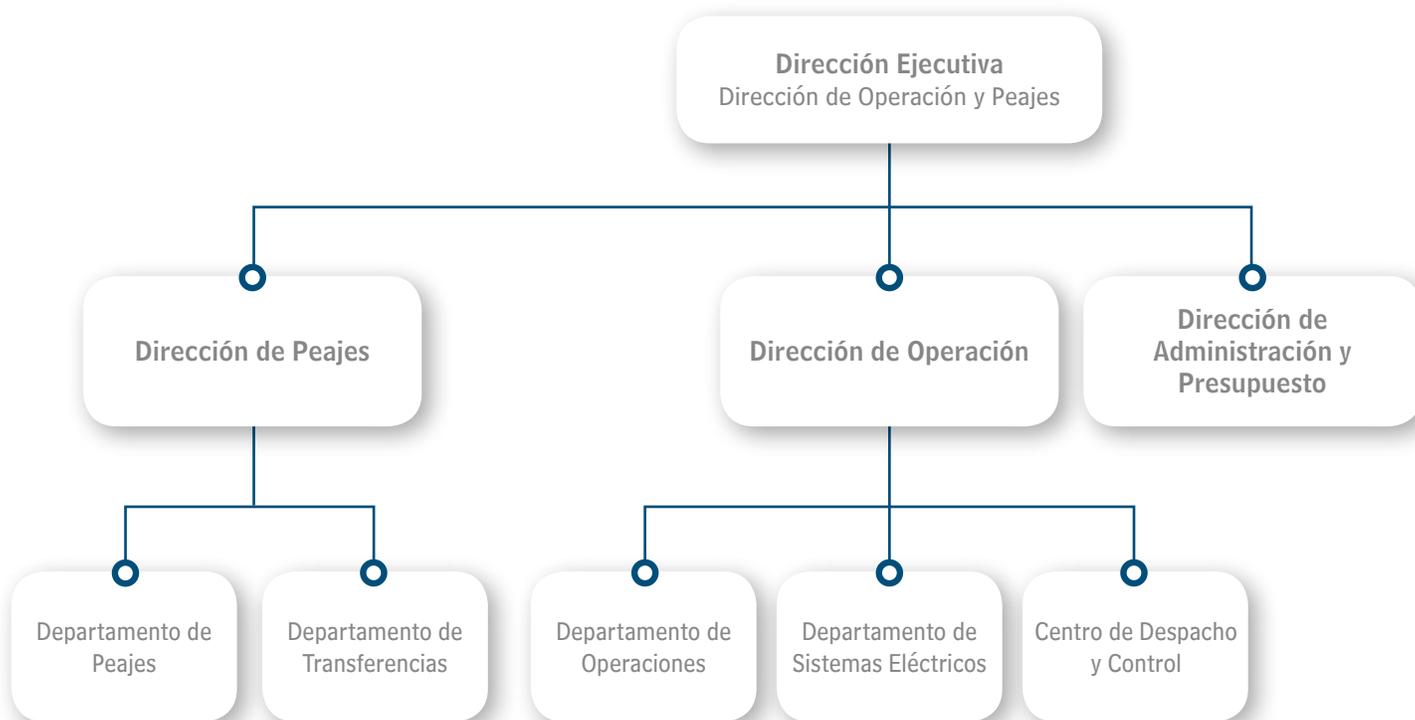
Para llevar a cabo sus objetivos, cuenta en su estructura con tres Direcciones Técnicas: la Dirección de Operación, la Dirección de Peajes, y la Dirección de Administración y Presupuesto. Parte fundamental del CDEC-SING es el Centro de Despacho y Control que depende de la Dirección de Operación.

Actualmente el CDEC-SING tiene una dotación de 46 personas, que dividen sus funciones en la ciudad de Antofagasta y Santiago y que rigen su desempeño profesional bajo los valores de: profesionalismo, proactividad, lealtad, confianza y responsabilidad.

De acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos al CDEC-SING le corresponde:

- Preservar la seguridad global del Sistema Eléctrico;
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del Sistema Eléctrico;
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión;
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión adicionales de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 77° de la Ley;
- Determinar las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC; y
- Elaborar los estudios e informes requeridos por la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o el Ministerio de Energía.

Organigrama



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 Enzo Quezada Zapata, secundado en sus funciones por don Carlos Aguirre Pallavicini.

SEGMENTO A

Eduardo Soto Trincado
Juan Pablo Cárdenas Pérez

SEGMENTO B

Pedro de la Sotta Sánchez
Carlos Aguirre Pallavicini
Enzo Quezada Zapata

SEGMENTO C

Rodrigo López Vergara
Raúl Valpuesta Araya

SEGMENTO D

Robin Cuevas Canales
Alfredo Cárdenas Ocampo

SEGMENTO E

Carlos Finat Díaz

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.



DIRECCIONES CDEC-SING

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. Los profesionales responsables de las distintas direcciones y departamentos, son los siguientes:

**DIRECTOR EJECUTIVO
(DIRECTOR DE OPERACIÓN Y PEAJES)**
Daniel Salazar J.

**DIRECTOR DE ADMINISTRACIÓN
Y PRESUPUESTO**
Alvaro Grondona C.

SUBDIRECTOR DE OPERACIÓN
Raúl Moreno T.

SUBDIRECTORA DE PEAJES
Claudia Carrasco A.

JEFE CENTRO DE DESPACHO Y CONTROL
Marco Urrutia U.

JEFE DEPARTAMENTO DE OPERACIONES
Patricio Valenzuela V.

JEFE DEPARTAMENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS
Felipe Morales S.

JEFE DEPARTAMENTO DE PEAJES
José Arévalo A.

JEFE DEPARTAMENTO DE TRANSFERENCIAS
Fiorella Roncagliolo D.





DIRECCIÓN DE OPERACIÓN

La Dirección de Operación es la encargada de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande, que interconectadas entre sí, permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica, preservando la seguridad y la eficiencia económica del sistema.

La Dirección de Operación cuenta con un equipo de profesionales que se agrupan en 3 equipos o departamentos: el Centro de Despacho y Control, el Departamento de Operaciones y el Departamento de Sistemas Eléctricos.

Centro de Despacho y Control

El Centro de Despacho y Control tiene la responsabilidad de supervisar y coordinar la operación del SING en tiempo real, de acuerdo a los estándares, políticas y criterios que permiten mantener una operación segura y económica en el SING. Cuenta con un equipo de 15 profesionales, de los cuales 11 son despachadores que desarrollan la función de supervisión y coordinación en turnos rotativos y continuos, durante las 24 horas de todos los días del año.

El equipo del Centro de Despacho y Control toma las decisiones de operación, teniendo a la vista las variables eléctricas que proporciona una de las principales herramientas del CDEC-SING, esto es, el sistema SCADA. Al mismo tiempo, se comunican a través de los canales de voz, dedicados exclusivamente a la operación en tiempo real, con los Centros de Control de las empresas propietarias de las instalaciones sujetas a coordinación, preservando que la operación se realice de acuerdo a lo previsto en los programas de generación que elabora el Departamento de Operaciones.

Departamento de Operaciones

El Departamento de Operaciones tiene la tarea de programar la coordinación de operación del SING, de acuerdo a los estándares, políticas y criterios establecidos en la normativa vigente, tendientes a mantener una operación segura y económica en el SING.

El equipo de 6 profesionales que conforma este Departamento tiene entre sus principales funciones elaborar el predespacho para establecer el programa óptimo de operación diaria que permite cubrir las necesidades de demanda del sistema; programar y coordinar los trabajos de mantenimiento y reparación de instalaciones solicitados por las empresas; y, desarrollar los análisis que permiten programar la operación del SING, en consistencia con los criterios y políticas de operación que elabora el Departamento de Sistemas Eléctricos.

Departamento de Sistemas Eléctricos

El Departamento de Sistemas Eléctricos es el que desarrolla los análisis y estudios tendientes a contar con criterios y políticas de operación que permitan realizar una coordinación de la operación segura y económica en el SING.

El equipo de 6 profesionales que conforma este Departamento tiene como principales tareas, la elaboración de los criterios y políticas de operación, y el diseño y evaluación de los esquemas de control y de protección, orientados a mantener una operación segura y económica del SING. Al mismo tiempo, realiza el estudio y análisis de los informes y antecedentes técnicos de las instalaciones que modifican, se incorporan, o retiran del sistema.

Además, desarrolla distintos estudios establecidos en la normativa vigente, entre los cuales se incluyen los que analizan las contingencias que derivan en desconexión de instalaciones de generación, transmisión, o consumos.

DIRECCIÓN DE PEAJES

La Dirección de Peajes es la encargada de la administración de las transferencias económicas entre las empresas presentes en el Sistema Interconectado del Norte Grande, sujetas a la coordinación del CDEC-SING, y la responsable de garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión o adicional, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

La Dirección de Peajes cuenta con un equipo de profesionales que se agrupan en 2 equipos o departamentos, estos son: el Departamento de Transferencias y el Departamento de Peajes.

Departamento de Transferencias

El Departamento de Transferencias es el que debe determinar las transferencias físicas y económicas que se producen entre las empresas propietarias de medios de generación, a partir de las transferencias o intercambio de energía y potencia horaria que se produce en la operación real del sistema.

El equipo de 4 profesionales que conforma este Departamento tiene como principales funciones determinar los balances físicos y precios para cada transferencia, una vez ocurrida la operación real, a través de la emisión mensual, o anual de los informes y balances de las transferencias de energía, potencia y energía renovable no convencional.

Adicionalmente, debe determinar las reliquidaciones entre las concesionarias de servicio público producto de la aplicación de los precios de nudo de largo plazo, así como determinar las transferencias asociadas a la prestación de servicios complementarios una vez que éstos entren en vigencia.

Departamento de Peajes

El Departamento de Peajes tiene dentro de sus tareas principales la de garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión o adicional del SING, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

El equipo de 4 profesionales que conforma este Departamento es el encargado de determinar los pagos por peajes que aplican a las instalaciones del sistema de transmisión del SING. En particular, desarrolla los estudios y análisis orientados a recomendar la infraestructura necesaria para la expansión del sistema de transmisión troncal y, en el caso de obras nuevas que se decidan, es el responsable de llevar a cabo los procesos de licitación internacional para la construcción y explotación de tales proyectos.

En el segmento de subtransmisión determina la distribución de los ingresos regulados entre las empresas que operan en este segmento. Y, adicionalmente, debe emitir informes de calidad de suministro, calidad de producto e indisponibilidad de instalaciones.

DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO

La Dirección de Administración y Presupuesto tiene como misión, elaborar, administrar, y ejecutar el presupuesto anual del CDEC-SING. Debe también calcular y percibir los montos de los aportes al presupuesto que le corresponde realizar, mensualmente, a cada empresa integrante, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

En el ámbito de la administración, le corresponde fijar y controlar las políticas de contrataciones y remuneraciones del personal de las Direcciones, contratar las asesorías técnicas requeridas, elaborar y administrar las políticas de adquisiciones y pagos a proveedores y de gastos generales.

5

CDEC-SING: Misión, Visión y Valores

Nuestra Misión

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

Nuestra Visión

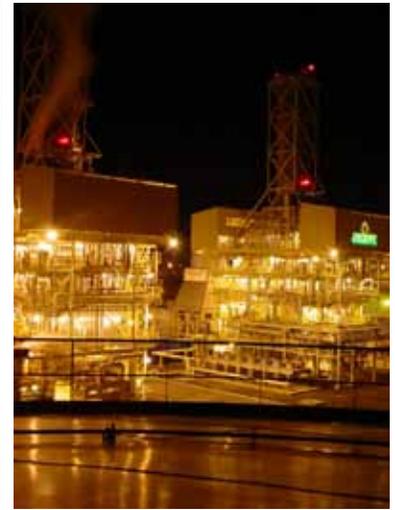
“Ser un referente técnico del sector eléctrico chileno, ofreciendo los servicios de coordinación de la operación y desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande, siendo confiables y eficientes para nuestros clientes; contando con un equipo poli-funcional que orienta su trabajo a la excelencia,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





6

Gestión Direcciones **CDEC-SING 2010**



GESTIÓN DE LA DIRECCIÓN DE OPERACIÓN

La Dirección de Operación del CDEC-SING, a través de los tres equipos que la conforman: el Centro de Despacho y Control (CDC), el Departamento de Operaciones y, el Departamento de Sistemas Eléctricos, desarrollaron durante el año 2010 una gestión que estuvo guiada por la permanente revisión de las condiciones de operación del Sistema y orientada por los objetivos de seguridad y eficiencia económica que aplican al CDEC-SING. Al mismo tiempo, se alcanzaron importantes avances en el desarrollo y conexión de la infraestructura eléctrica asociada a los proyectos de generación, transmisión y consumo del SING.

También, los equipos tuvieron un quehacer marcado por el desarrollo de diversos Procedimientos. Destacan entre ellos, los exigidos por la normativa vigente, y los impulsados por la propia Dirección. Todos han tenido como propósito formalizar y objetivar las reglas y los tratamientos de detalle con que se abordan los distintos ámbitos de la operación del SING.

Centro de Despacho y Control

En el marco del plan integral de contingencias que la Dirección de Operación definió, correspondió al CDC liderar la realización de dos talleres prácticos de comunicaciones de voz en situaciones de estrés. En ellos participaron los profesionales del CDC y de los Centros de Control del SING.

Además, atendiendo la necesidad de reforzar la capacidad de respuesta ante emergencias, el CDC habilitó un sitio de respaldo para la operación del sistema, alternativo al sitio principal. Este sitio tiene como objetivo dar continuidad a las funciones del CDC en la eventualidad de que por motivos de emergencia se requiera abandonar el sitio principal. El respaldo cuenta con canales de data y voz, independientes, lo que aumenta la redundancia de los sistemas de comunicación del CDC.

Asimismo, y con el propósito de revisar el Plan de Recuperación de Servicio y estrenar el uso del sitio de respaldo, se realizó un simulacro de Apagón Total con la participación de todos los Centros de Control de las empresas integrantes del CDEC-SING. El éxito del ejercicio permitió levantar recomendaciones, mejorar las capacidades y los recursos del organismo para enfrentar emergencias.

En otro ámbito, en materias relacionadas al SCADA, durante 2010 el CDC prosiguió con la integración de empresas coordinadas que se conectaron al SING, y también, con la actualización de los datos de los Coordinados existentes. Todo ello ha permitido desarrollar diversas aplicaciones apoyadas en la herramienta SCADA, como por ejemplo: la incorporación de elementos de control y supervisión de políticas de operación, señales auxiliares que permiten al CDC revisar las transferencias y limitaciones de transmisión, supervisar el control de tensión, y realizar otras estimaciones que apoyan la operación en tiempo real.

Finalmente, es importante destacar que el CDC ha realizado la coordinación de la operación en tiempo real de acuerdo a altos estándares, sorteando exitosamente los distintos desafíos presentados durante el año 2010, como fue la coordinación de

las pruebas y puesta en servicio de un número importante de instalaciones nuevas, y modificaciones de las ya existentes.

Departamento de Operaciones

La programación de la operación del Sistema se realizó durante el 2010 atendiendo las restricciones de seguridad, y maximizando los niveles de eficiencia en la operación.

La transparencia alcanzada en la programación de la operación, permite hoy la total reproducción de los resultados obtenidos, y está disponible tanto para las empresas coordinadas por el CDEC-SING como para cualquier usuario interesado. En el año 2010 se obtuvo un total de más de 600 programas de operación emitidos para la programación diaria, semanal y redespachos. Al examinar los resultados, es posible afirmar que los procesos asociados a la programación de la operación cuentan con un avanzado nivel de madurez debido a la inversión realizada durante los últimos años en la materia.

Por otra parte, la proyección de las condiciones de abastecimiento y la programación de mantenimientos realizada por el Departamento de Operaciones, se constituyó, al igual que en años anteriores, en información de consulta frecuente y obligada para proyectar las condiciones del año 2010. Esta actividad se desarrolló en forma permanente con el propósito de no degradar los índices de confiabilidad del abastecimiento esperado, ello fue posible de alcanzar gracias a las gestiones llevadas adelante por la Dirección de Operación y las empresas integrantes del CDEC-SING, y manteniendo oportuna y permanentemente informada a la autoridad sectorial.



Por último, la incorporación del Gas Natural Licuado, GNL, como fuente de generación en el SING representó un importante aporte a la mejor condición de abastecimiento de la demanda del SING, e implicó asumir desafíos en el ámbito de la información de precios de combustibles, disponibilidad y, programación de la operación, los que fueron sorteados exitosamente durante el año 2010.

Departamento de Sistemas Eléctricos

El Departamento de Sistemas Eléctricos, creado el año 2010 a partir de lo que anteriormente fue el Departamento de Estudios, tuvo su agenda marcada por el análisis y evaluación de la información y estudios de gran cantidad de nuevos proyectos de generación, transmisión y consumos, que se interconectaron al SING, superando por lejos la actividad anual de los últimos 10 años en esta materia. Todo ello, junto al análisis y estudio establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, representan un destacado logro de los objetivos formulados para el ejercicio 2010.

Fue así que durante el año se analizaron los antecedentes, estudios sistémicos, y coordinación de protecciones, de veintiún proyectos. A partir de este análisis, y las diversas recomendaciones de mejoras y adecuaciones entregadas a los diseños originales, se obtuvieron reformas significativas en términos de seguridad y calidad de servicio en la incorporación de estos proyectos al sistema.

En el ámbito del análisis y estudio de las fallas y contingencias ocurridas durante el año 2010, el balance arrojó 67 estudios y análisis de falla, a partir de los cuales se adoptaron medidas y acciones, correctivas y preventivas, en coordinación con las distintas empresas involucradas.

Por otra parte, y al igual que en años anteriores, la definición y revisión de las políticas de operación que se aplican a diversas zonas del SING, se constituyó en una de las principales actividades del Departamento de Sistemas Eléctricos. En este contexto es que durante el año 2010 se definieron y aplicaron políticas de operación específicas para atender las principales restricciones de operación identificadas en el sistema, como el abastecimiento de la zona norte, el control de tensión en la zona cordillera, el abastecimiento del área Capricornio, y las inyecciones en la subestación Chacaya. En todos estos casos se maximizaron esfuerzos por encontrar soluciones, de manera de permitir un abastecimiento seguro y económico de acuerdo a las diversas condiciones de operación de cada caso.

GESTIÓN DE LA DIRECCIÓN DE PEAJES

La Dirección de Peajes del CDEC-SING, a través de los dos equipos que la conforman: el Departamento de Transferencias y el Departamento de Peajes, llevaron adelante las diversas transferencias económicas entre las empresas coordinadas por el CDEC-SING, con altos estándares de calidad y oportunidad.

Durante el año 2010, en materia normativa, se conocieron y observaron dos proyectos de reglamentos, uno fue el Reglamento de Servicios Complementarios y el otro, el de Transmisión Troncal, los dos elaborados por la Comisión Nacional de Energía. En ambos casos se hicieron diversos aportes y recomendaciones para la consideración de la autoridad al momento de definir los textos finales de dichos reglamentos.

En este mismo ámbito, la Dirección de Peajes desarrolló varios Procedimientos durante el año 2010. Un avance en este sentido lo constituye el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía





para el Procedimiento DP “Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses”, que permite mejorar y hacer más eficientes las reglas que norman las transferencias económicas al interior del CDEC-SING. Por otra parte, la Dirección de Peajes lideró el rediseño del nuevo sitio Web del CDEC-SING. Con este nuevo sitio, más moderno, sencillo y de una navegación más centrada en el usuario, se perfeccionó la plataforma mediante la cual se ha dado cabal cumplimiento a las obligaciones de información dispuestas en la normativa para el CDEC-SING.

Por último, durante el ejercicio 2010, y con motivo del inicio de la aplicación de la Ley N° 20.257 respecto de la generación con fuentes de energías renovables no convencionales, ERNC, se realizó un trabajo coordinado con la Dirección de Peajes del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), a fin de revisar y evaluar la correcta aplicación de la normativa.

Departamento de Transferencias

Las transferencias económicas que determina el Departamento de Transferencias fueron realizadas bajo altos estándares de calidad, cumpliendo oportunamente con los plazos y compromisos establecidos, de manera de asegurar la continuidad y certeza en la cadena de pago de las empresas que participan en las transferencias del CDEC-SING.

En el año 2010 no se presentaron diferencias o discrepancias en las valorizaciones realizadas en los balances de energía y potencia, sorteando así, de manera exitosa, todos los procesos de valorización que correspondió realizar durante el año. En este contexto, se hicieron diversas revisiones de la consistencia y pertinencia de los precios que se aplican en las transferencias de energía, las que permitieron perfeccionar la definición de los precios que se aplican en el caso de congestión o desacoplamiento del sistema.

Con el propósito de mejorar y elevar los estándares de eficiencia en la gestión administrativa y comercial que se deriva de las transferencias determinadas en el CDEC-SING, se redujeron y concentraron las reliquidaciones de pagos entre las empresas, privilegiando agrupar las reliquidaciones originadas durante el año, de manera de reducir los costos administrativo y las ineficiencias que este tipo de proceso generaban. Esta decisión ha significado un avance sustantivo, respecto al ejercicio de años anteriores.

Departamento de Peajes

El régimen de peajes de transporte que se aplica a los distintos segmentos del sistema de transmisión, a través de los procesos de valorización y expansión conducidos por la autoridad, así como la



determinación de usos de las instalaciones, representan la principal función a cargo del Departamento de Peajes. Fue así que se realizó la revisión de los procesos de fijación de precio de nudo conducidos por la Comisión Nacional de Energía, replicando la simulación de las bases que soportan cada informe técnico en el SING, tanto en la fijación correspondiente a los meses de abril y octubre 2010, aportando observaciones tendientes a mejorar la modelación y representación del SING.

En el marco de los procesos de valorización y expansión de transmisión troncal y subtransmisión, durante el ejercicio 2010 se participó activamente en el desarrollo del Estudio de Transmisión Troncal correspondiente al cuatrienio 2011-2014, y en los principales hitos del proceso de subtransmisión correspondiente al cuatrienio 2010-2014. Junto a ello, se desarrollaron e instalaron capacidades orientadas al proceso de planificación del sistema de transmisión, proceso en el cual se continúa trabajando con el propósito de liderar el ejercicio de planificación de la transmisión principal del SING, correspondiente a 220 kV.

Finalmente, un importante logro constituye la elaboración del Informe Anual de Expansión del Sistema de Transmisión, puesto a disposición de las empresas integrantes del SING y de la autoridad sectorial. Dicho informe corresponde a un análisis técnico y económico de las necesidades de infraestructura para la transmisión principal en el SING, de 220 kV; y entrega recomendaciones de las obras que deberían desarrollarse para mantener tanto la economía del sistema, como la seguridad y calidad del mismo. El informe contiene un importante análisis que contribuye de manera decidida a la toma de decisiones de los distintos actores del sistema, y por lo mismo, su generación es un insumo relevante para la Dirección de Peajes.

GESTIÓN DE LA DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO.

Una de las materias importantes llevada a cabo durante el año 2010 por la Dirección de Administración y Presupuesto fue la de liderar –junto con una empresa externa- el estudio de remuneraciones, beneficios y prácticas asociadas a la gestión de recursos humanos, que tuvo como objetivo central contar con indicadores medibles para analizar y comparar los cargos específicos de las Direcciones Técnicas del CDEC-SING con los de la industria en que se encuentra inserto. Para la realización de este estudio se tomaron como referentes seis empresas del sector eléctrico, definidas como representativas de la industria, lo que permitió obtener información relevante en cuanto a remuneraciones, perfil de cargos y competencias.

Las diferencias detectadas y definidas, permitieron aplicar una tabla de remuneración y evaluación de desempeño en carácter de línea base, de manera de proceder a una nivelación –en los casos que se requiera- tanto de remuneraciones como de capacitaciones; estas últimas serán atendidas a través de un plan que será llevado adelante a contar del año 2011.

Durante el año 2010, y como consecuencia del terremoto ocurrido en el país, la antigua sede que ocupaba CDEC-SING en Santiago, quedó con daños en pisos y muros, lo que implicó realizar un cambio de dependencias. La tarea estuvo liderada por la Dirección de Administración y Presupuesto (DAP), quien luego de un acucioso período de búsqueda y posterior proceso de habilitación, pudo poner a disposición de los integrantes del CDEC-SING de Santiago, las nuevas dependencias, las que fueron inauguradas el día 8 de noviembre de 2010, con la presencia de diversas autoridades y representantes de empresas del sector eléctrico.



7.

Proyectos **SING**: Realizados **2010** y Previstos **2011**



En este capítulo se presentan todos los proyectos de infraestructura energética puestos en servicio y con operación comercial durante el año 2010, así como las perspectivas para el año 2011.

PRINCIPALES PROYECTOS REALIZADOS EN 2010

Proyectos de Infraestructura

Empresa	:	Sociedad GNL Mejillones S.A.
Proyecto	:	Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado.
Operación comercial	:	18 de junio de 2010.
Características	:	Capacidad nominal de regasificación hasta 5,5 millones de metros cúbicos diarios.

Proyectos de Transmisión

Empresa	:	E-CL
Proyecto	:	Línea Chacaya – GNL Mejillones.
Características	:	Línea de transmisión en 110 kV, con 11,13 km de longitud y capacidad nominal de 121,94 MVA.

Empresa	:	Minera Esperanza
Proyecto	:	Línea Chacaya – Muelle.
Características	:	Línea de transmisión en 110 kV, con 54,9 km de longitud y capacidad nominal de 95,26 MVA

Empresa	:	Minera Esperanza
Proyecto	:	Línea Muelle - Guayaques.
Características	:	Línea de transmisión en 110 kV, con 50 km de longitud y capacidad nominal de 19,05 MVA

Empresa	:	Empresa Eléctrica Angamos
Proyecto	:	Línea Angamos - Laberinto.
Características	:	Línea de transmisión en 220 kV en doble circuito, con 142 km de longitud y capacidad nominal de 539,95 MVA por circuito.

Empresa	:	Minera Escondida
Proyecto	:	Seccionamiento y aumento de capacidad Línea Crucero - Escondida.
Características	:	Línea de transmisión 1x220 kV Crucero – Escondida de 236 km de longitud y capacidad nominal de 183 MVA, se secciona en subestaciones Laberinto y Nueva Zaldívar y se aumenta su capacidad por tramo, generándose las nuevas líneas: <ul style="list-style-type: none">• Crucero – Laberinto N°1, con 132,7 km de longitud y capacidad nominal de 293,03 MVA.• Laberinto – Nueva Zaldívar N°1, con 94,5 km de longitud y capacidad nominal de 293,03 MVA.• Nueva Zaldívar – Escondida N°1, con 14 km de longitud y capacidad nominal de 293,03 MVA.

Empresa	:	Minera Esperanza
Proyecto	:	Línea El Cobre - Esperanza.
Características	:	Línea de transmisión 2x220 kV El Cobre - Esperanza de 81,3 km de longitud y capacidad nominal de 179,09 MVA por circuito.

Empresa	:	E-CL
Proyecto	:	Seccionamiento Línea Laberinto - Gaby
Características	:	Línea de transmisión 1x220 kV Laberinto – Gaby de 60 km de longitud y capacidad nominal de 189 MVA, se secciona en subestación El Cobre, generándose las nuevas líneas: <ul style="list-style-type: none">• Laberinto – El Cobre, con 3 km de longitud y capacidad nominal de 228,63 MVA.• El Cobre - Gaby, con 57 km de longitud y capacidad nominal de 73,16 MVA.

Empresa	:	Minera Esperanza
Proyecto	:	Línea El Tesoro - Esperanza.
Características	:	Línea de transmisión 1x220 kV El Tesoro - Esperanza de 12,5 km de longitud y capacidad nominal de 85,36 MVA.

Proyectos de Generación

Empresa : Enernuevas
Proyecto : PMGD Alto Hospicio.
Operación comercial : Noviembre de 2010.
Características : PMGD Hidroeléctrico de Pasada con 1,1 MW de capacidad bruta instalada.

Empresa : Enernuevas
Proyecto : PMGD El Toro.
Operación comercial : Noviembre de 2010.
Características : PMGD Hidroeléctrico de Pasada con 1,1 MW de capacidad bruta instalada.

PROYECTOS PREVISTOS PARA 2011 EN EL SING

Para 2011 se espera la puesta en servicio y operación comercial de los siguientes proyectos:

Proyectos de Transmisión

Empresa : E-CL
Proyecto : Línea Chacaya – El Cobre.
Características : Línea de transmisión 2x220 kV Chacaya – El Cobre de 144 km de longitud y capacidad nominal de 350,57 MVA por circuito.

Empresa : Transemel
Proyecto : Línea Salar - Calama.
Características : Línea de transmisión 1x110 kV Salar - Calama de 16,5 km de longitud y capacidad nominal de 55,06 MVA.

Proyectos de Generación

Empresa : Empresa Eléctrica Angamos
Proyecto : Central Termoeléctrica Angamos.
Operación comercial : Unidad 1, prevista para abril de 2011. Unidad 2, prevista para octubre de 2011.
Características : Central Termoeléctrica Vapor – Carbón con 264 MW de capacidad bruta instalada por cada unidad.

Empresa : Central Termoeléctrica Andina S.A.
Proyecto : Central Termoeléctrica Andina.
Operación comercial : Prevista para junio de 2011.
Características : Central Termoeléctrica Vapor – Carbón con 165 MW de capacidad bruta instalada.

Empresa : Inversiones Hornitos S.A.
Proyecto : Central Termoeléctrica Hornitos.
Operación comercial : Prevista para junio de 2011.
Características : Central Termoeléctrica Vapor – Carbón con 165 MW de capacidad instalada.



8

Instalaciones y Clientes del **SING**



En este capítulo se presentan las instalaciones que conforman el Sistema Interconectado del Norte Grande, indicando características técnicas, además de datos de propiedad de las mismas. Lo anterior tanto para centrales generadoras como para líneas de transmisión. Asimismo, se presenta un listado de los principales clientes del SING a diciembre de 2010.

DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL SING



UNIDADES GENERADORAS DEL SING 2010

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	Hidro pasada	1967
		Diesel Arica	M1AR	3	2,997	Arica 66 kV	Motor Diesel
	Diesel Iquique	M2AR	2	2,924	Arica 66 kV	Motor Diesel	1961-63
		GMAR	4	8,400	Arica 66 kV	Motor Diesel	1973
		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
	Termoeléctrica Mejillones	MSIQ	1	6,200	Iquique 66 kV	Motor FO 6	1985
		CTM1	1	165,900	Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1995
		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
	Cavancha (9)	CAVA	1	2,8	Tap Off Cavancha	Hidro	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	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
Gasatamarca 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
Inacal	Diesel Inacal	INACAL	4	6,800	La Negra 23 kV	Motor FO 6	2009

TOTAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

3.696,061

Unidades Generadoras PMGD a Diciembre del 2010

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 (8)	CAVA	1	2,8	Tap Off Cavancha	Hidro	1995
Enernuevas	Minihidro Alto Hospicio	MHAH	1	1,100	Alto Hospicio 13.8 kV	Hidro	2010
Enernuevas	Minihidro El Toro N° 2	MHT2	1	1,100	Alto Hospicio 13.8 kV	Hidro	2010

TOTAL PMGD AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

5,000

TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

3.701,061

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 Gasatamarca hasta Mayo 2007. A partir de Junio 2007 es representada por E-CL.
- (5) Las turbinas a gas TG11 y TG12 de la unidad CC Salta, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho (OED) de la República Argentina, pueden 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) La Central Cavancha desde el 3 de Noviembre de 2010 corresponde a PMGD.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SING 2010

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud		Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
				Aprox. (km)	Capacidad (MVA)		
AES GÉNER	Andes - Tap Off Oeste	220	1	38	229	Adicional	1998
	Andes - Nueva Zaldívar. Circuito N°1	220	1	63	365,8	Adicional	1999
	Andes - Nueva Zaldívar. Circuito N°2	220	1	63	274,4	Adicional	1999
	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70	290	Adicional	1999
	Nueva Zaldívar - Zaldívar	220	1	0,20	330	Adicional	1994
	Central Salta - Andes	345	1	408	777	Adicional	1999
ANGAMOS	Angamos - Laberinto	220	2	142x2	540x2	Adicional	2010
CODELCO NORTE	Chuquicamata - 10	100	1	7	83,1	Adicional	1988
	Chuquicamata - 10A	100	1	8	90,9	Adicional	1988
	Chuquicamata - A	100	2	0,8x2	99,9x2	Adicional	1988
	Chuquicamata - Chamy	100	1	12	62,4	Adicional	1990
	Chuquicamata - K1	100	1	6	90,9	Adicional	1988
	Chuquicamata - KM6	100	1	11	100	Adicional	1988
	K1 - 10	100	1	1	90,9	Adicional	1985
	KM6 - 10A	100	1	6	90,9	Adicional	1988
	KM6 - Sopladores	100	1	2	58,9	Adicional	1993
	Salar - km6	100	2	2,2x2	62x2	Adicional	2005
	Salar - Calama	110	1	14	44	Subtransmisión	1982
E-CL	Arica - Pozo Almonte	110	1	216	34,3	Subtransmisión	1987
	Capricornio - Alto Norte	110	1	44	120	Adicional	2000
	Capricornio - Antofagasta	110	1	28	91,5	Subtransmisión	2000
	Capricornio - Sierra Miranda	110	1	25	22,9	Adicional	2007
	Chacaya - GNL Mejillones	110	1	11	122	Adicional	2010
	Chacaya - Mejillones	110	1	1,4	34,3	Subtransmisión	1987
	Mejillones - Antofagasta	110	1	63	91,5	Subtransmisión	1987
	Chacaya - Crucero	220	1	153	304,8	Adicional	1987
	Chacaya - Mantos Blancos	220	1	66	304,8	Adicional	1996
	Chacaya - Mejillones	220	1	1,4	365,8	Subtransmisión	1987
	Crucero - Lagunas N°1	220	1	174	182,9	Adicional	1987
	Lagunas - Pozo Almonte	220	1	70	182,9	Adicional	1987
	Central Chapiquiña - Arica	66	1	84	20,6	Adicional	1967
	Central Diesel Arica - Arica	66	1	7	20,6	Subtransmisión / Adicional	1964
	Central Diesel Iquique - Iquique	66	1	2	41,2	Adicional	1970
	Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°1	66	1	44	27,4	Subtransmisión	1964
	Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°2	66	1	39	27,4	Subtransmisión	1987
Pozo Almonte - Tamarugal	66	1	21	9,1	Subtransmisión	1968	

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud		Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
				Aprox. (km)	Capacidad (MVA)		
ELECTROANDINA	El Cobre - Gaby	220	1	57	73	Adicional	2010
	Laberinto - El Cobre	220	1	3	229	Adicional	2010
	Central Diesel Tamaya - A	110	1	127	65	Adicional	2009
	Central Diesel Tamaya - Salar	110	1	138	65	Adicional	2009
	Central Tocopilla - A	110	2	141x2	65x2	Adicional	1910
	Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya	110	2	14x2	65x2	Adicional	2009
	Central Tocopilla - Crucero	220	2	71,4x2	365,8x2	Adicional	1986
	Crucero - Chuquicamata	220	1	70	274	Adicional	1986
	Crucero - El Abra	220	1	101	182,9	Adicional	1995
	Crucero - Radomiro Tomic	220	1	82	182,9	Adicional	1996
	Crucero - Salar (1)	220	1	75	365,8	Adicional	2005
	Salar - Chuquicamata (2)	220	1	13	274,4	Adicional	2005
	Tap Off El Loa - El Loa	220	1	8	91,5	Adicional	2000
EMELARI	Parinacota - Quiani	66	1	7	12,6	Subtransmisión	2002
	Tap Off Quiani - Quiani	66	1	0,5	12,6	Subtransmisión	1998
GRACE	Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	110	1	27	57,16	Adicional	2006
HALDEMAN	Pozo Almonte - Sagasca	66	1	55	3,4	Adicional	1971
MINERA CERRO COLORADO	Pozo Almonte - Cerro Colorado	110	1	61	68,6	Adicional	1993
MINERA COLLAHUASI	Encuentro - Collahuasi	220	1	201	109	Adicional	2004
	Lagunas - Collahuasi	220	2	118x2	109x2	Adicional	1996
MINERA EL TESORO	Encuentro - El Tesoro	220	1	90	125	Adicional	2000
MINERA ESCONDIDA	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	245,8x2	Adicional	1999
	Crucero - Laberinto. Circuito N°1	220	1	133	293	Adicional	2010
	Domeyko - Escondida	220	1	7	245,8	Adicional	1999
	Domeyko - Laguna Seca	220	1	13	245,8	Adicional	2001
	Domeyko - Planta Óxidos	220	1	1	182,9	Adicional	1998
	Domeyko - Sulfuros	220	1	1	293	Adicional	2005
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°1	220	1	95	293	Adicional	2010
	Mejillones - O'Higgins	220	1	73	182,9	Adicional	2006
	Nueva Zaldívar - Escondida	220	1	14	293	Adicional	2010
	Nueva Zaldívar - Sulfuros	220	1	13	293	Adicional	2006
	O'Higgins - Coloso	220	1	32	91,5	Adicional	1993
O'Higgins - Domeyko	220	1	128	182,9	Adicional	1999	
Zaldívar - Escondida (3)	220	1	14	293	Adicional	1995	
MINERA ESPERANZA	Chacaya - Muelle	110	1	55	95	Adicional	2010
	Muelle - Guayaques	110	1	50	19	Adicional	2010
	El Cobre - Esperanza	220	2	81,3x2	179x2	Adicional	2010
	El Tesoro - Esperanza	220	1	13	85,4	Adicional	2010

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud		Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
				Aprox. (km)	Capacidad (MVA)		
MINERA MERIDIAN	Tap Off Palestina - El Peñón	66	1	66	27,4	Adicional	1999
MINERA MICHILLA	Mejillones - El Lince	110	1	74	34,3	Adicional	1991
MINERA QUEBRADA BLANCA	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18	68,6	Adicional	2002
MINERA RAYROCK	Tap Off Pampa - Iván Zar	66	1	17	1	Adicional	1994
MINERA SPENCE	Encuentro - Spence	220	1	67	274,4	Adicional	2005
MINERA ZALDIVAR	Crucero - Laberinto. Circuito N°2	220	1	133	330	Adicional	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°2	220	1	95	228,6	Adicional	1994
MOLY-COP	Chacaya - Molycop	220	1	1	45,7	Adicional	2004
NORGENER	Tap Off Oeste - Minsal	110	1	33	34,3	Adicional	1997
	Laberinto - Lomas Bayas	220	1	10	91,5	Adicional	1997
	Tap Off Oeste - Laberinto	220	1	85	228,63	Adicional	1998
	Norgener - Crucero	220	2	72x2	304,8x2	Adicional	1997
TRANSELEC NORTE	Atacama - Encuentro	220	2	153x2	386x2	Adicional	1999
	Atacama - Esmeralda	220	1	69	197,4	Subtransmisión	2001
	Crucero - Encuentro. Circuito N°1	220	1	1	304,8	Troncal	1999
	Crucero - Encuentro. Circuito N°2	220	1	1	304,8	Troncal	2000
	Crucero - Lagunas N°2	220	1	173	121,9	Adicional	1998
	Cóndores - Parinacota	220	1	222	72	Subtransmisión	2002
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70	182,9	Subtransmisión	2002
	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	152,4x2	Adicional	1998
TRANSEMEL	Cóndores - Cerro Dragón	110	1	5	34,3	Subtransmisión	2001
	Cóndores - Pacífico	110	1	11	34,3	Subtransmisión	2002
	Cóndores - Palafitos	110	1	9	34,3	Subtransmisión	2002
	Esmeralda - Centro	110	1	1	67,1	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - La Portada	110	1	17	34,3	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	7	34,3	Subtransmisión	2002
	Esmeralda - Uribe	110	1	17	68,6	Subtransmisión	2001
	Tap Off Alto Hospicio - Alto Hospicio	110	1	0	34,3	Subtransmisión	2001
	Parinacota - Chinchorro	66	1	4	21	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	4	42,1	Subtransmisión	2002
XSTRATA COPPER - ALTONORTE	Antofagasta - Alto Norte	110	1	24	68,6	Subtransmisión / Adicional	1993
Total Líneas 66 kV				349	266		
Total Líneas 100 kV				58	992		
Total Líneas 110 kV				1.367	1.669		
Total Líneas 220 kV				4.676	14.730		
Total Líneas 345 kV				408	777		
TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010				6.857	18.434		

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING 2010

CLIENTE	CATEGORÍA	BARRA DE SUMINISTRO	SUMINISTRADOR
ACF Minera	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
Atacama Agua y Tecnología	Industrial	Antofagasta 110 kV	E-CL
Atacama Minerals	Minería	Mejillones 220 kV	E-CL
Camiña	Distribuidora	Dolores 110 kV	E-CL
Cerro Colorado	Minería	Pozo Almonte 220 kV	E-CL
Cerro Dominador - Sierra Gorda	Minería	Encuentro 220 kV	E-CL
Cerro Dominador - Santa Margarita	Minería	Calama 110 kV	Electroandina
Cía. Portuaria Mejillones	Industrial	Mejillones 110 kV	E-CL
Codelco - Chuquicamata	Minería	Crucero 220 kV - Chuquicamata 220 kV - Salar 220 kV - Salar 100 kV - S/E A 100 kV	Electroandina
Codelco - Radomiro Tomic	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
Collahuasi	Minería	Collahuasi 220 kV	Celta - Gasatamarca
Collahuasi Puerto	Industrial	Tarapacá 220 kV	Celta
Cosayach	Minería	Pozo Almonte 23 kV - Dolores 110 kV - Tamarugal 66 kV	E-CL
El Abra	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
El Tesoro	Minería	Encuentro 220 kV	Gasatamarca
Elecda	Distribuidora	Esmeralda 220 kV - Calama 110 kV - Tocopilla 5 kV - La Negra 23 kV - Mejillones 23 kV - Antofagasta 13,8 kV	Gasatamarca
Eliqsa	Distribuidora	Cóndores 220 kV - Pozo Almonte 23 kV - Tamarugal 66 kV	Gasatamarca
Emelari	Distribuidora	Parinacota 220 kV	Gasatamarca
Enaex	Industrial	Mejillones 110 kV	E-CL
Gaby	Minería	El Cobre 220 kV	E-CL
GNL Mejillones	Industrial	Chacaya 110 kV	E-CL
Grace	Minería	Barriles 220 kV	AES Gener
Haldeman	Minería	Pozo Almonte 66 kV	E-CL
Inacesa	Industrial	La Negra 23 kV	Enorchile
Interacid	Industrial	Tarapacá 220 kV	Celta
Lomas Bayas	Minería	Laberinto 220 kV	E-CL
Mall Plaza Antofagasta	Industrial	CD Antofagasta 13,8 kV	E-CL
Mamiña	Minería	Pozo Almonte 220 kV	E-CL
Mantos Blancos	Minería	Mantos Blancos 220 kV	E-CL
Megapuerto	Industrial	Mejillones 23 kV	E-CL
Michilla	Minería	Mejillones 110 kV	E-CL
Minera Escondida	Minería	Mejillones 220 kV - Zaldívar 220 kV - Crucero 220 kV - Atacama 220 kV	Norgener - Gasatamarca
Minera Esperanza	Minería	El Cobre 220 kV - Chacaya 110 kV	Electroandina
Minera Meridian	Minería	C. Atacama 220 kV	Gasatamarca
Molycop	Industrial	Chacaya 220 kV	E-CL
Molynor	Industrial	Mejillones 23 kV	E-CL
Polpaico	Industrial	Mejillones 23 kV	E-CL
Quebrada Blanca	Minería	Collahuasi 220 kV	Gasatamarca
Quiborax	Minería	El Águila 66 kV	E-CL
Rayrock	Minería	Pampa 110 kV	E-CL
Spence	Minería	Encuentro 220 kV	E-CL
SQM El Loa	Minería	El Loa 220 kV	Electroandina
SQM Iris (ex DSM)	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
SQM Minsal	Minería	Oeste 220 kV	Norgener
SQM Nitratos	Minería	La Cruz 220 kV	Norgener
SQM Nva.Victoria	Minería	Nva.Victoria 220 kV	Electroandina
SQM Salar	Minería	El Negro 110 kV	Electroandina
Xstrata Copper - Altonorte	Industrial	Alto Norte 110 kV	E-CL
Zaldívar	Minería	Zaldívar 220 kV	E-CL



9



Estadísticas de **Operación 2010**

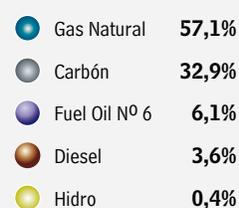
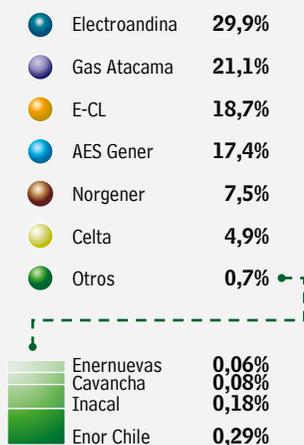


I. SING: Capacidad Instalada de Generación

CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN PERIODO 2001-2010

En Unidades Físicas (MW)

Combustible	Empresa	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Hidro	E-CL	13	13	13	13	13	13	13	13	13	10
	Cavancha										3
	Enernuevas										2
Subtotal		13	15								
Carbón	Celta	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
	E-CL	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341
	Electroandina	429	429	429	429	429	429	429	438	440	440
	Norgener	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
Subtotal		1.206	1.214	1.216	1.216						
Diesel	Celta	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	E-CL	62	62	62	62	62	62	65	48	48	48
	Electroandina	42	42	50	50	50	50	50	50	50	50
	Gasatacama	3	3	3	3	3	3				
	Enorchile							6	6	11	11
Subtotal		130	130	138	138	138	138	144	127	132	132
Fuel Oil	E-CL	53	53	53	53	53	53	53	53	41	41
	Electroandina	120	120	120	75	75	75	75	75	179	179
	Inacal									7	7
Subtotal		173	173	173	128	128	128	128	128	226	226
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	588	781	781	781	781	781	781	781	781	781
	Electroandina	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438
Subtotal		1.919	2.112								
TOTAL		3.440	3.633	3.641	3.596	3.596	3.596	3.602	3.593	3.699	3.701



II. SING: Generación de Energía

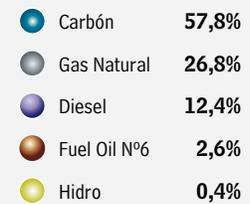
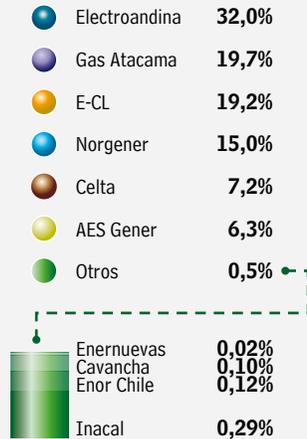
GENERACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2010

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
ELECTROANDINA													
U10 - U11	2,9	6,1	9,8	12,1	1,1	1,2	4,8	4,1	0,5	1,9	0,0	0,0	44,6
U12 - U13	99,7	50,5	75,3	101,1	98,3	107,4	104,6	103,7	109,4	98,5	107,7	111,3	1.167,5
U14 - U15	173,3	161,6	164,9	165,2	161,7	158,8	174,6	161,0	83,7	140,3	168,0	175,3	1.888,4
U16	80,1	6,1	66,3	72,4	136,2	172,8	184,5	119,6	177,7	157,4	177,3	176,4	1.526,8
TG1	0,4	0,5	0,3	0,5	0,4	0,0	0,2	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	2,8
TG2	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	1,1
TG3	1,6	3,7	1,9	1,9	1,1	1,4	0,3	0,5	3,0	3,6	0,0	0,6	19,6
SUTA	21,4	38,3	12,1	11,1	4,1	13,1	22,0	19,8	23,7	14,0	0,2	7,3	187,1
Total Gen. Bruta	379,7	267,0	330,6	364,4	402,8	454,6	491,1	409,3	398,5	415,8	453,3	470,9	4.838,0
Consumos Propios	24,6	19,1	22,5	24,6	24,5	25,8	29,3	25,5	20,4	24,6	25,7	27,0	293,5
Total Gen. Neta	355,1	247,9	308,2	339,8	378,3	428,8	461,8	383,8	378,2	391,2	427,7	443,9	4.544,5
E-CL													
CHAPIQUIÑA	4,3	3,6	3,6	3,5	3,6	3,5	3,4	3,6	3,2	3,3	3,0	3,6	42,3
CAVA (1)	1,5	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	0,0	0,0	12,9
CD ARICA	1,5	2,2	2,3	1,9	1,1	1,9	2,5	2,3	2,9	1,9	1,9	2,3	24,7
CD IQUIQUE	2,3	4,2	4,6	4,2	1,6	3,3	3,9	4,9	2,8	3,1	3,3	4,3	42,5
CD MANTOS BLANCOS	6,4	10,5	8,1	10,9	3,5	7,2	10,7	8,6	7,4	5,9	3,6	5,4	88,2
CTM3	42,6	49,1	94,6	92,1	13,6	0,0	0,2	45,9	0,3	0,0	0,0	28,5	366,7
CTM2	66,8	109,1	120,4	39,0	107,7	108,4	113,6	114,7	101,8	114,3	110,4	113,7	1.219,8
CTM1	107,4	102,8	111,4	109,6	108,9	101,4	109,7	110,1	107,6	89,0	0,0	56,5	1.114,5
CD ENAEX	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,5
Total Gen. Bruta	232,8	282,9	346,4	262,4	241,4	226,8	245,4	291,3	227,3	218,9	122,3	214,3	2.912,1
Consumos Propios	15,7	18,2	21,3	15,0	17,6	17,0	18,0	19,6	16,6	16,4	8,4	15,4	199,1
Total Gen. Neta	217,1	264,7	325,1	247,4	223,7	209,9	227,4	271,7	210,7	202,5	113,9	198,9	2.713,0
CELTA													
CTTAR	71,5	93,9	50,4	84,7	81,5	101,7	104,0	99,0	97,1	100,6	101,9	89,8	1.076,3
TGTAR	0,8	1,1	1,0	0,2	0,5	0,6	1,1	0,8	0,7	0,7	1,0	1,0	9,6
Total Gen. Bruta	72,3	95,1	51,5	84,9	82,0	102,3	105,1	99,8	97,9	101,3	102,8	90,8	1.085,9
Consumos Propios	6,0	7,8	4,3	6,8	6,7	8,0	8,3	8,1	7,6	8,1	8,0	7,1	86,5
Total Gen. Neta	66,3	87,3	47,2	78,2	75,3	94,4	96,9	91,8	90,2	93,2	94,9	83,7	999,4
NORGENER													
NT01	93,7	87,7	98,4	96,9	95,2	94,9	100,2	96,3	87,4	51,2	95,9	101,1	1.098,9
NT02	100,6	83,8	100,1	97,1	100,7	97,4	100,9	98,0	97,4	101,3	93,8	99,3	1.170,5
Total Gen. Bruta	194,3	171,5	198,5	194,0	196,0	192,2	201,1	194,3	184,8	152,5	189,7	200,4	2.269,3
Consumos Propios	12,7	12,4	12,9	12,6	12,7	12,5	13,1	12,6	12,0	9,9	12,5	13,1	149,0
Total Gen. Neta	181,7	159,1	185,6	181,4	183,2	179,7	188,0	181,6	172,8	142,6	177,2	187,4	2.120,3
GASATACAMA													
CC1	55,4	0,7	14,1	17,0	149,8	122,8	117,0	139,7	178,7	116,8	163,3	168,6	1.243,8
CC2	132,6	189,2	178,9	199,1	39,6	114,5	128,5	154,8	153,6	162,7	99,6	175,7	1.728,9
Total Gen. Bruta	188,0	189,9	193,1	216,1	189,4	237,3	245,5	294,5	332,3	279,5	262,9	344,3	2.972,7
Consumos Propios	6,4	4,7	5,4	6,0	6,8	7,1	7,0	8,3	8,6	8,2	7,7	9,0	85,1
Total Gen. Neta	181,6	185,2	187,7	210,0	182,6	230,2	238,5	286,1	323,7	271,3	255,2	335,3	2.887,6
AES GENER													
Central Salta	140,7	114,1	137,4	122,8	116,1	46,3	0,0	0,0	27,9	92,2	129,3	31,2	958,1
Total Gen. Bruta	140,7	114,1	137,4	122,8	116,1	46,3	0,0	0,0	27,9	92,2	129,3	31,2	958,1
Consumos Propios	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,2	0,0	0,0	0,1	0,5	0,7	0,2	4,9
Total Gen. Neta	140,0	113,5	136,7	122,2	115,5	46,1	0,0	0,0	27,8	91,7	128,7	31,0	953,2
CAVANCHA													
CAVA (2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,3	2,5
Total Gen. Bruta	0,0	1,2	1,3	2,5									
Consumos Propios	0,0												
Total Gen. Neta	0,0	1,2	1,3	2,5									

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
ENORCHILE													
CD ZOFRI	0,4	0,5	0,4	0,2	0,2	0,4	0,8	0,8	0,9	0,8	0,7	0,7	6,8
ESTANDARTES	0,6	1,1	1,1	0,8	0,5	0,7	0,9	0,9	1,4	0,9	0,8	0,9	10,6
Total Gen. Bruta	1,1	1,6	1,5	1,0	0,7	1,1	1,7	1,7	2,3	1,7	1,4	1,6	17,5
Consumos Propios	0,0	0,2											
Total Gen. Neta	1,1	1,6	1,5	1,0	0,7	1,1	1,7	1,7	2,3	1,7	1,4	1,6	17,2
INACAL													
INACAL1 - 4	2,6	4,0	4,4	4,1	3,2	4,1	4,0	3,0	3,0	3,6	3,8	4,3	44,1
Total Gen. Bruta	2,6	4,0	4,4	4,1	3,2	4,1	4,0	3,0	3,0	3,6	3,8	4,3	44,1
Consumos Propios	0,0												
Total Gen. Neta	2,6	4,0	4,4	4,1	3,2	4,1	4,0	3,0	3,0	3,6	3,8	4,3	44,1
ANDINA													
CTA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Total Gen. Bruta	0,0	0,6	0,6										
Consumos Propios	0,0												
Total Gen. Neta	0,0	0,6	0,6										
ANGAMOS													
ANG1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
Total Gen. Bruta	0,0	0,2	0,2										
Consumos Propios	0,0												
Total Gen. Neta	0,0	0,2	0,2										
ENERNUEVAS													
MHAH - MHT2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,3	2,8
Total Gen. Bruta	0,0	0,1	1,3	1,3	2,8								
Consumos Propios	0,0												
Total Gen. Neta	0,0	0,1	1,3	1,3	2,8								
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.211,5	1.126,1	1.263,2	1.249,8	1.231,6	1.264,8	1.294,0	1.293,8	1.274,0	1.265,6	1.268,1	1.361,2	15.103,8
Consumos Propios	66,0	62,8	67,1	65,7	69,0	70,6	75,6	74,1	65,3	67,6	62,9	71,6	818,2
Generación Neta	1.145,6	1.063,3	1.196,2	1.184,2	1.162,6	1.194,2	1.218,3	1.219,8	1.208,7	1.198,0	1.205,2	1.289,6	14.285,6
Pérdidas de Transmisión	44,1	31,3	46,4	43,1	42,2	38,6	39,2	38,9	37,2	39,1	40,6	52,8	493,4
Ventas a clientes libres	979,7	916,3	1.019,5	1.015,3	991,2	1.029,1	1.047,9	1.055,9	1.053,0	1.034,8	1.042,6	1.111,4	12.296,7
Ventas a clientes regulados	121,8	115,7	130,3	125,8	129,2	126,5	131,2	125,0	118,5	124,1	122,0	125,4	1.495,5
Total Ventas	1.101,5	1.032,0	1.149,8	1.141,1	1.120,4	1.155,6	1.179,1	1.180,9	1.171,5	1.158,9	1.164,6	1.236,8	13.792,2
TOTAL SING (EN %)													
Generación Bruta	100%												
Consumos Propios	5%	6%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%
Generación Neta	95%	94%	95%	95%	94%	94%	94%	94%	95%	95%	95%	95%	95%
Pérdidas de Transmisión	4%	3%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	3%
Ventas a clientes libres	81%	81%	81%	81%	80%	81%	81%	82%	83%	82%	82%	82%	81%
Ventas a clientes regulados	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	10%	10%	9%	10%
Total Ventas	91%	92%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	92%	92%	92%	91%	91%

(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.



GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING 2001-2010

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ELECTROANDINA										
U10 - U11	29	1	0	7	0	19	187	322	112	45
U12 - U13	338	663	455	478	207	463	1052	1125	1.121	1.167
U14 - U15	664	1.266	1.304	1.409	1.549	1.688	1905	1784	1.820	1.888
U16	1.458	1.174	1.627	1.458	1.753	1.884	936	474	732	1.527
TG1 - TG2	16	7	2	2	1	0	12	25	12	4
TG3	43	4	11	91	43	12	40	56	33	20
SUTA									184	187
Total Generación Bruta	2.548	3.115	3.398	3.444	3.553	4.066	4.132	3.785	4.014	4.838
Consumos Propios	139	199	198	194	191	218	255	254	249	294
Total Generación Neta	2.409	2.917	3.201	3.250	3.361	3.848	3.877	3.531	3.764	4.545
E-CL										
CHAPIQUIÑA	53	54	51	51	45	55	53	53	47	42
CAVA (1)	12	13	14	15	15	15	15	15	15	13
CD ARICA	5	2	1	5	2	7	33	32	17	25
CD IQUIQUE	14	8	6	11	4	13	50	60	31	42
CD ANTOFAGASTA	5	2	2	7	2	15	32	6	0	0
CD MANTOS BLANCOS	7	6	7	16	4	25	7	0	69	88
CTM3	1.131	849	1.695	1.449	1.601	600	400	814	632	367
CTM2	774	918	575	1.003	849	1033	1188	1298	1.282	1.220
CTM1	257	18	144	498,7	446,6	880	1057	1202	1.191	1.114
CD ENAEX							1	0	1	1
Total Generación Bruta	2.257	1.870	2.495	3.054	2.970	2.643	2.837	3.480	3.285	2.912
Consumos Propios	131	111	113	162	159	169	200	230	225	199
Total Generación Neta	2.125	1.759	2.382	2.892	2.810	2.475	2.637	3.250	3.060	2.713
CELTA										
CTTAR	760	639	435	435	422	830	1012	981,0	1.065	1.076,3
TGTAR	3	1	1	1	0	2	14	17,9	11	9,6
Total Generación Bruta	763	640	436	436	423	832	1026	999	1.076	1.085,9
Consumos Propios	67	61	40	39	39	72	84	81	86	86,5
Total Generación Neta	696	579	397	398	383	760	941	918	990	999,4

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
NORGENER										
NT01	1	63	16	216	549	776	897	1.039	1.049	1.099
NT02	67	252	126	578	528	938	1.107	1.061	911	1.170
CD ZOFRI (3)							8	14		
Total Generación Bruta	68	315	142	794	1.077	1.714	2.011	2.113	1.960	2.269
Consumos Propios	7	32	14	66	91	125	138	145	134	149
Total Generación Neta	61	283	128	727	986	1.589	1.873	1.969	1.826	2.120
GASATACAMA										
CC1	1.462	1.431	1.434	1.168	1.144	411	1.002	2.331,3	1.405	1.244
CC2	1.368	1.216	1.568	1.530	1.338	1.285	1.311	639,6	1.801	1.729
CD ENAEX	0	0	0	0	0	0	0			
Total Generación Bruta	2.830	2.647	3.002	2.698	2.482	1.696	2.313	2.971	3.205	2.973
Consumos Propios	91	77	82	82	69	61	75	73	90	85
Total Generación Neta	2.739	2.570	2.920	2.615	2.413	1.635	2.237	2.898	3.116	2.888
AES GENER										
CC Salta	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348	958
Total Generación Bruta	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348	958
Consumos Propios	35	45	46	43	44	46	38	22	7	5
Total Generación Neta	1.351	1.768	1.904	1.860	2.110	2.239	1.590	1.132	1.341	953
CAVANCHA										
CAVA (2)										2
Total Generación Bruta										2
Consumos Propios										0
Total Generación Neta										2
ENORCHILE										
CD ZOFRI									6	7
Central Estandartes									0	11
Total Generación Bruta									6	17
Consumos Propios									0	0
Total Generación Neta									6	17
INACAL										
CD Inacal									13	44
Total Generación Bruta									13	44
Consumos Propios									0	0
Total Generación Neta									13	44
ANDINA										
CTA										1
Total Generación Bruta										1
Consumos Propios										0
Total Generación Neta										1
ANGAMOS										
ANGI										0
Total Generación Bruta										0
Consumos Propios										0
Total Generación Neta										0

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ENERNUEVAS										
MHAH - MHT2										3
Total Generación Bruta										3
Consumos Propios										0
Total Generación Neta										3
TOTAL SING										
Generación Bruta	9.851	10.400	11.424	12.330	12.657	13.236	13.946	14.502	14.907	15.104
Consumos Propios	471	524	492	587	594	692	790	804	792	818
Generación Neta	9.381	9.876	10.932	11.743	12.063	12.544	13.156	13.698	14.115	14.286
Pérdidas de Transmisión	390	394	452	503	503	515	481	479	459	493
Ventas a clientes libres	8.046	8.473	9.433	10.164	10.401	10.774	11.343	11.832	12.240	12.297
Ventas a clientes regulados	945	1.009	1.047	1.075	1.159	1.256	1.332	1.387	1.417	1.496
Total Ventas	8.991	9.482	10.480	11.240	11.560	12.029	12.674	13.219	13.656	13.792
TOTAL SING (%)										
Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	5%	5%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	5%
Generación Neta	95%	95%	96%	95%	95%	95%	94%	94%	95%	95%
Pérdidas de Transmisión	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
Ventas a clientes libres	82%	81%	83%	82%	82%	81%	81%	82%	82%	81%
Ventas a clientes regulados	10%	10%	9%	9%	9%	9%	10%	10%	10%	10%
Total Ventas	91%	91%	92%	91%	91%	91%	91%	91%	92%	91%

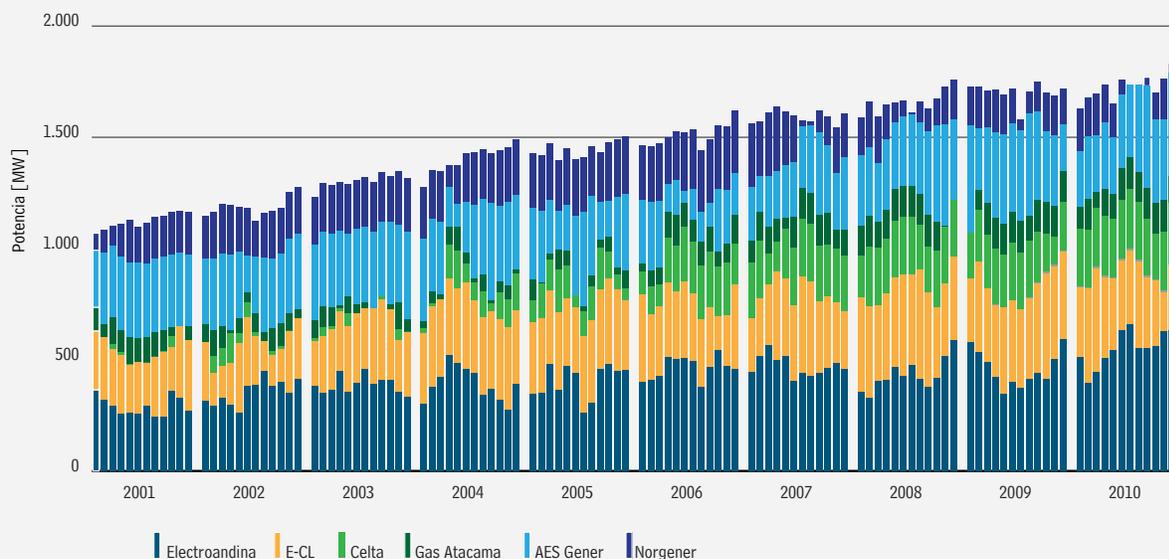
(1) Cavancha hasta 3 de Noviembre de 2010 representado en CDEC-SING por E-CL.

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

(3) CD ZOFRI hasta el año 2008 representada en CDEC-SING por NORGENER

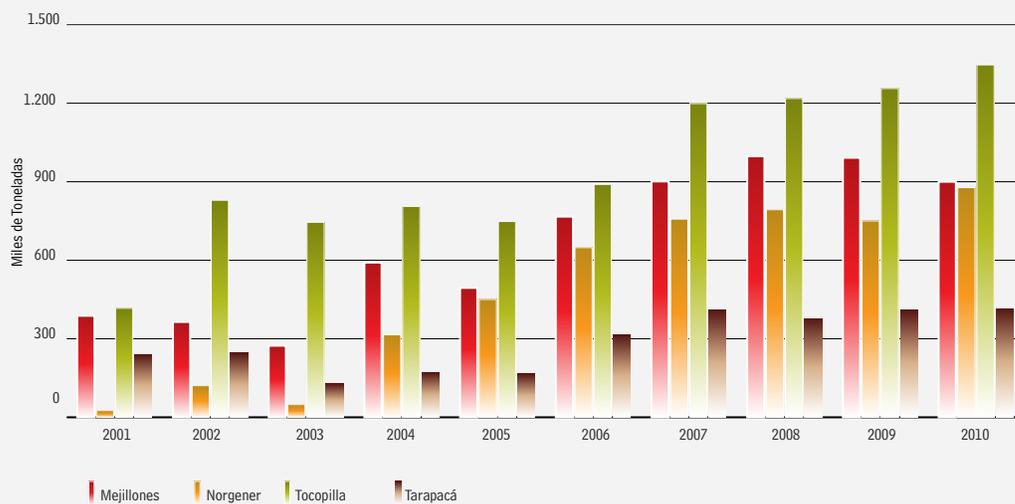
GENERACIÓN MEDIA HORARIA MENSUAL (MW)

Período 2001-2010

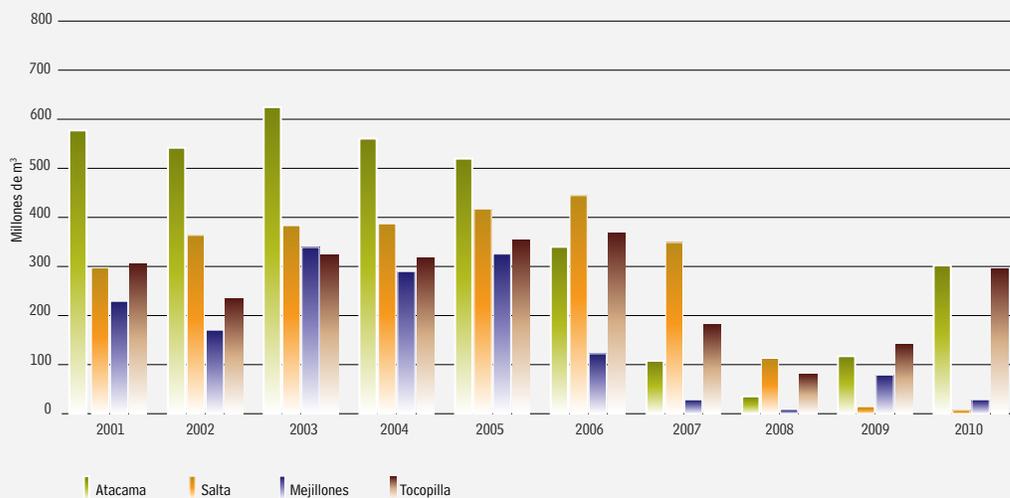


III. Combustibles: Consumos y Precios SING 2001-2010

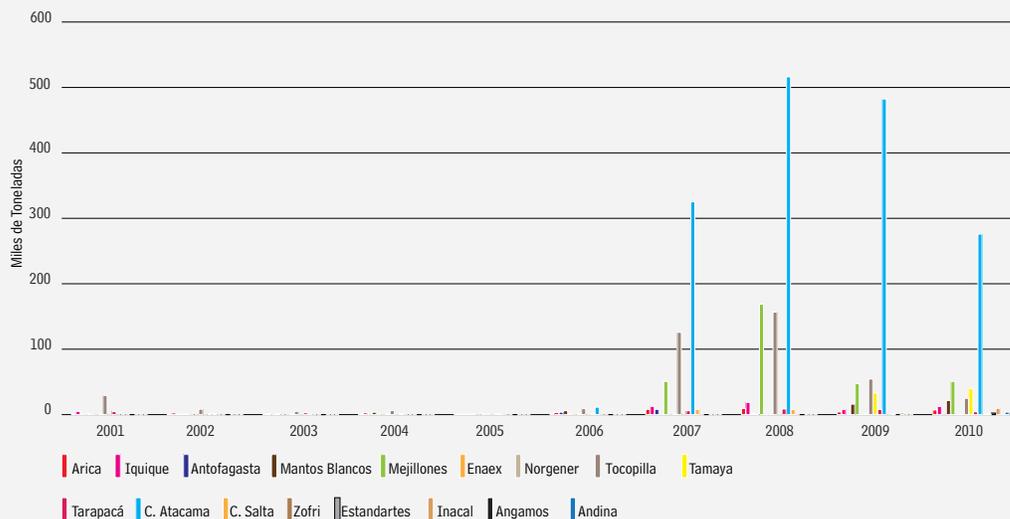
CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL



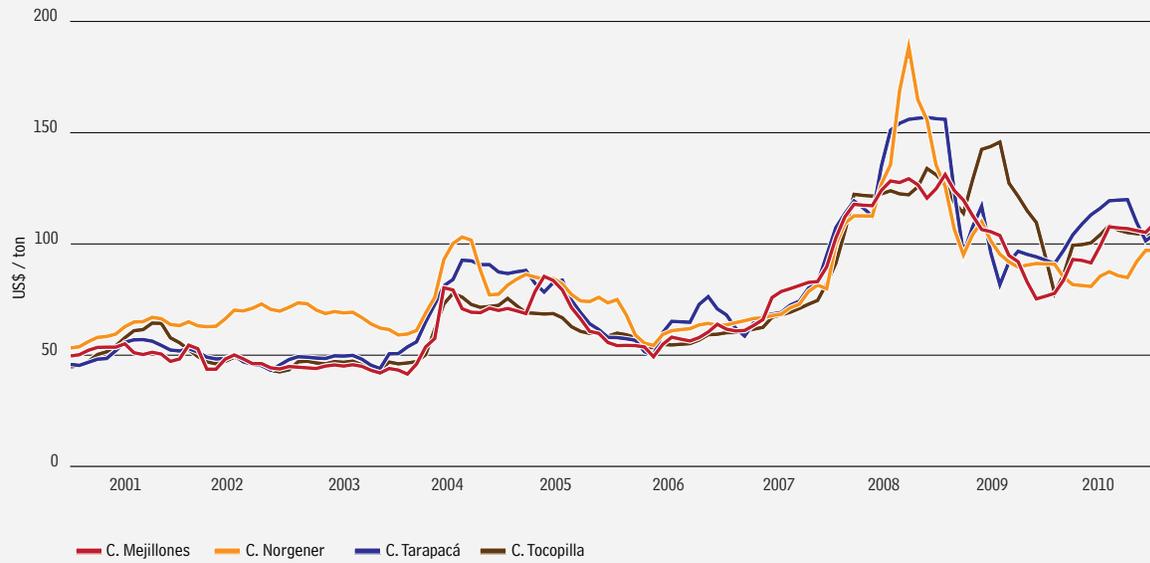
CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL



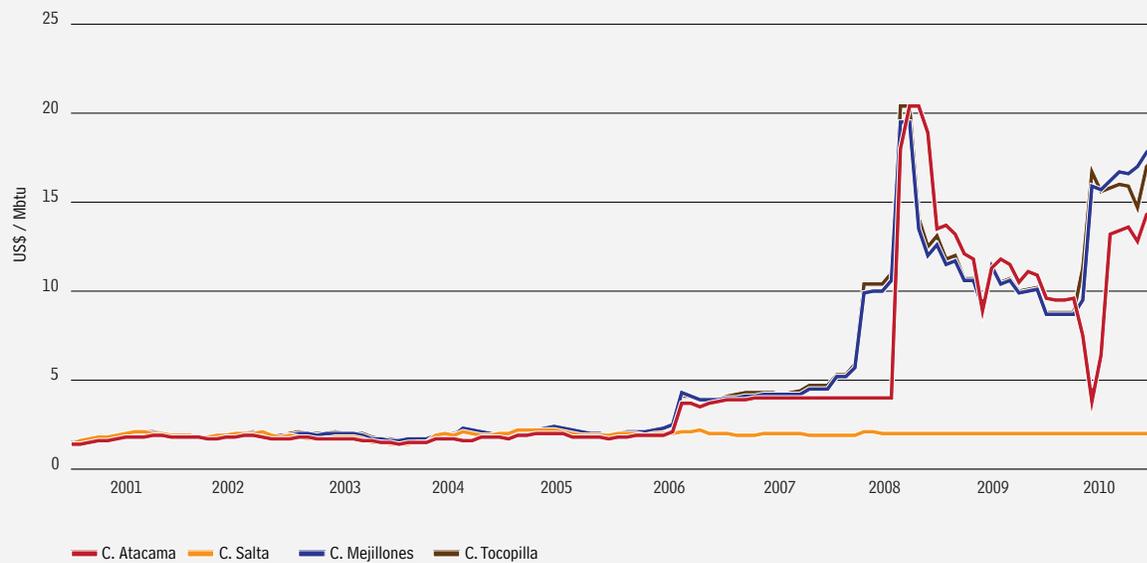
CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL



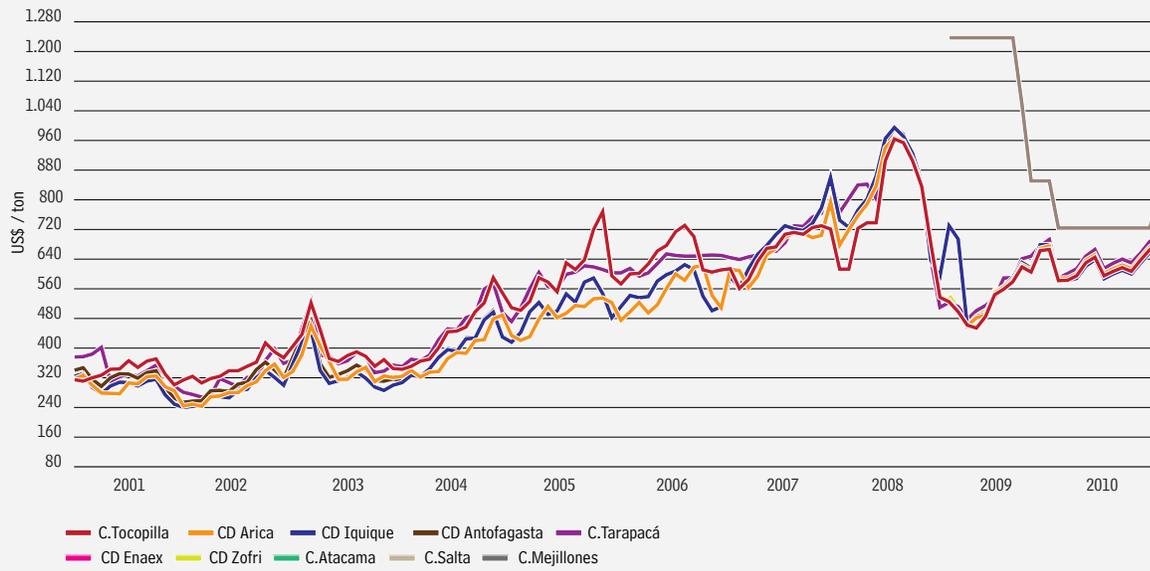
PRECIO DEL CARBÓN



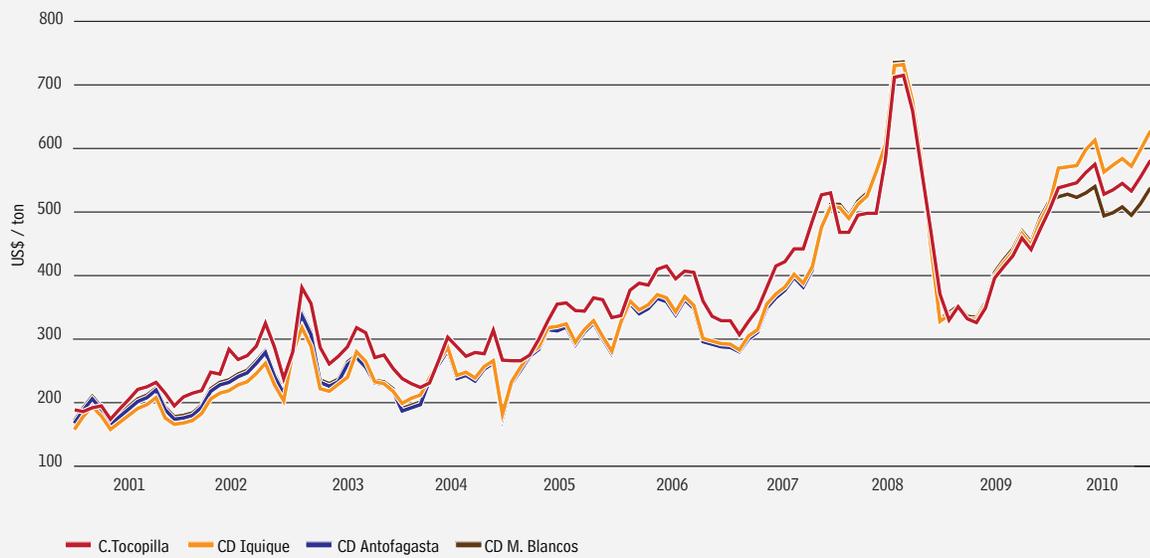
PRECIO DEL GAS NATURAL



PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL



PRECIO DEL PETRÓLEO FUEL OIL N°6



IV. Precios de Energía y Potencia

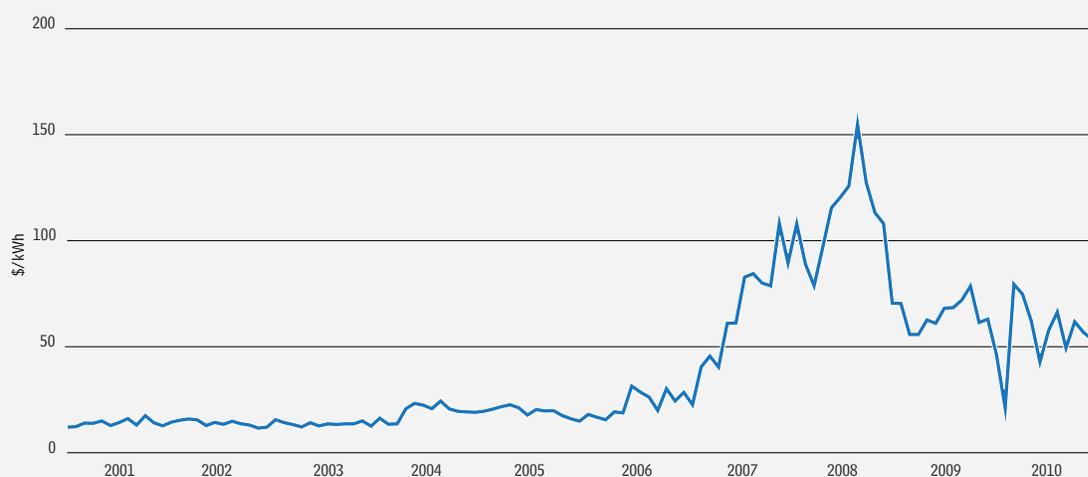
COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 KV PERÍODO 2001-2010

Mes \ Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	8,8	10,7	12,0	12,6	15,5	14,9	19,2	98,3	69,6	50,4
Febrero	8,9	11,4	11,0	10,4	16,3	13,8	34,2	81,4	54,5	78,9
Marzo	10,2	11,9	10,4	10,6	17,3	12,9	38,7	72,6	54,4	75,6
Abril	10,2	11,6	9,5	16,2	18,2	16,0	34,5	89,8	61,1	74,9
Mayo	11,0	9,7	11,0	18,3	17,1	15,7	52,5	108,2	59,4	53,9
Junio	9,5	10,7	9,8	17,7	14,4	26,4	53,1	114,4	66,6	64,7
Julio	10,5	10,1	10,6	16,4	16,6	24,2	72,7	120,9	66,5	60,5
Agosto	12,0	11,3	10,4	19,3	16,1	22,2	74,9	150,3	69,6	55,0
Septiembre	9,7	10,5	10,6	16,4	16,4	16,9	71,9	125,0	76,9	60,1
Octubre	13,1	10,1	10,6	15,5	14,5	25,5	70,9	112,0	60,2	52,6
Noviembre	10,6	8,9	11,7	15,3	13,2	20,6	98,1	106,7	61,4	59,7
Diciembre	9,5	9,3	9,7	15,1	12,3	24,0	81,5	68,9	44,8	58,4
Promedio	10,3	10,5	10,6	15,3	15,6	19,4	58,5	104,0	62,1	62,1

Nota:

Promedios mensuales en \$/KW por hora.

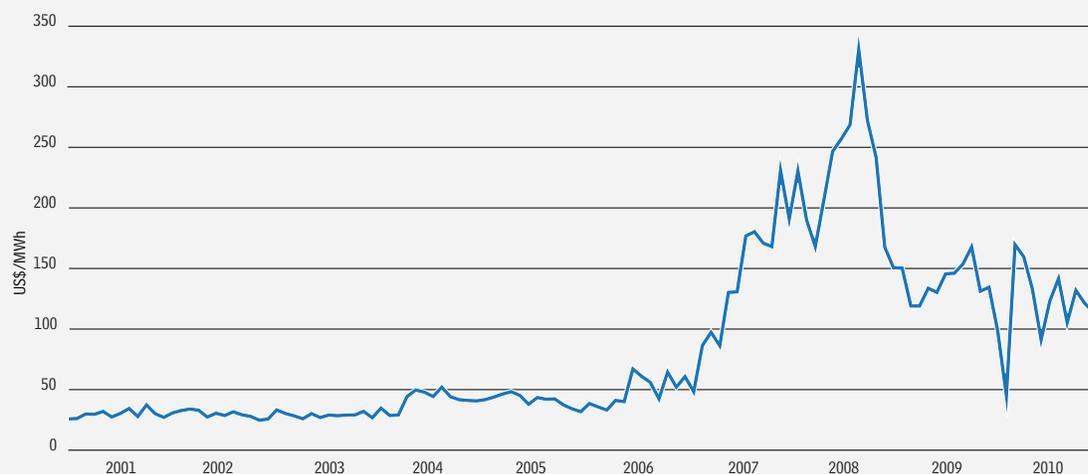
COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO



Nota:

Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2010.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL EN NUDO CRUCERO



Nota:

Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2010 y transformados a dólar americano usando la tasa de cambio dólar observado al 31 de diciembre de 2010.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 KV - AÑO 2010

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	21,7	82,2	78,8	78,5	96,3	47,8	75,8	61,1	60,4	60,6	62,5	48,6
2	30,9	81,6	65,7	87,2	58,7	69,7	71,4	39,4	61,9	61,3	64,9	60,0
3	41,6	82,0	61,9	88,6	65,9	65,4	67,2	42,7	54,0	63,2	54,2	65,1
4	30,0	82,4	52,4	82,1	77,5	64,8	68,6	31,0	51,3	57,3	60,4	36,8
5	24,5	66,1	80,9	73,6	30,7	67,1	68,9	54,5	65,0	60,6	51,0	61,4
6	45,8	65,3	80,7	51,3	33,7	68,6	65,1	43,7	51,8	60,8	48,0	58,5
7	20,6	77,8	73,3	61,2	42,2	57,0	65,9	49,0	61,6	56,7	53,3	62,6
8	23,7	81,0	82,3	50,2	26,2	72,5	55,8	55,0	48,8	38,2	60,4	68,1
9	28,2	77,4	56,6	85,4	51,6	65,1	66,5	59,9	64,9	57,8	60,0	69,2
10	21,1	75,3	60,6	85,3	29,2	65,9	64,5	50,0	61,0	61,5	59,0	64,1
11	26,3	77,1	71,5	87,7	26,7	66,0	68,7	53,3	60,4	60,9	58,1	74,7
12	32,7	58,1	56,3	85,4	45,5	52,4	67,5	37,3	62,1	58,2	62,6	65,5
13	31,2	61,1	75,9	94,5	35,1	54,4	64,6	45,1	60,0	37,3	62,0	65,3
14	30,8	88,1	74,0	94,7	48,2	61,6	64,2	48,0	60,1	51,6	64,2	65,0
15	45,6	107,2	56,1	86,1	56,6	64,6	52,3	36,1	58,1	31,8	61,4	40,8
16	46,2	81,0	64,3	87,4	62,1	59,1	61,1	69,7	62,3	32,3	50,8	39,5
17	31,6	79,0	56,2	86,1	71,8	61,3	66,3	45,3	61,2	51,6	51,4	69,6
18	66,3	90,5	86,0	89,4	66,7	63,7	60,9	61,4	59,0	58,5	48,9	38,4
19	68,7	91,1	83,7	90,5	45,5	73,7	44,4	62,4	40,9	51,7	63,7	33,2
20	68,4	87,3	86,7	86,4	77,9	74,3	61,1	68,6	61,9	29,4	68,8	42,1
21	68,9	78,8	89,1	88,7	72,3	69,5	46,7	66,6	59,8	40,2	63,8	64,9
22	76,7	74,5	87,5	53,6	60,5	56,5	48,0	65,3	58,6	40,6	67,7	58,7
23	74,0	69,0	71,4	88,6	37,9	66,2	65,8	43,9	64,1	61,5	65,0	59,5
24	66,6	76,7	78,0	46,2	55,5	58,7	80,4	69,4	70,5	45,2	63,1	61,8
25	73,8	78,4	90,5	37,3	59,0	65,6	63,4	69,0	58,2	47,5	59,7	58,3
26	74,2	75,9	89,5	62,7	37,7	64,9	57,5	75,0	47,3	57,6	66,7	74,7
27	76,8	74,9	82,2	46,0	43,6	70,1	52,2	56,4	63,3	62,6	64,8	69,8
28	76,2	89,4	87,5	81,5	72,7	70,7	44,8	57,1	70,6	66,5	66,8	65,6
29	77,4	90,0	52,8	66,4	69,4	60,4	62,5	76,8	45,1	55,3	60,0	
30	79,9	92,5	57,9	52,3	75,5	47,7	65,0	67,5	71,8	53,2	45,1	
31	81,2		81,4	63,7		29,2	62,4		52,1		62,8	
Promedio	50,4	78,9	75,6	74,9	53,9	64,7	60,5	55,0	60,1	52,6	59,7	58,4

Nota:

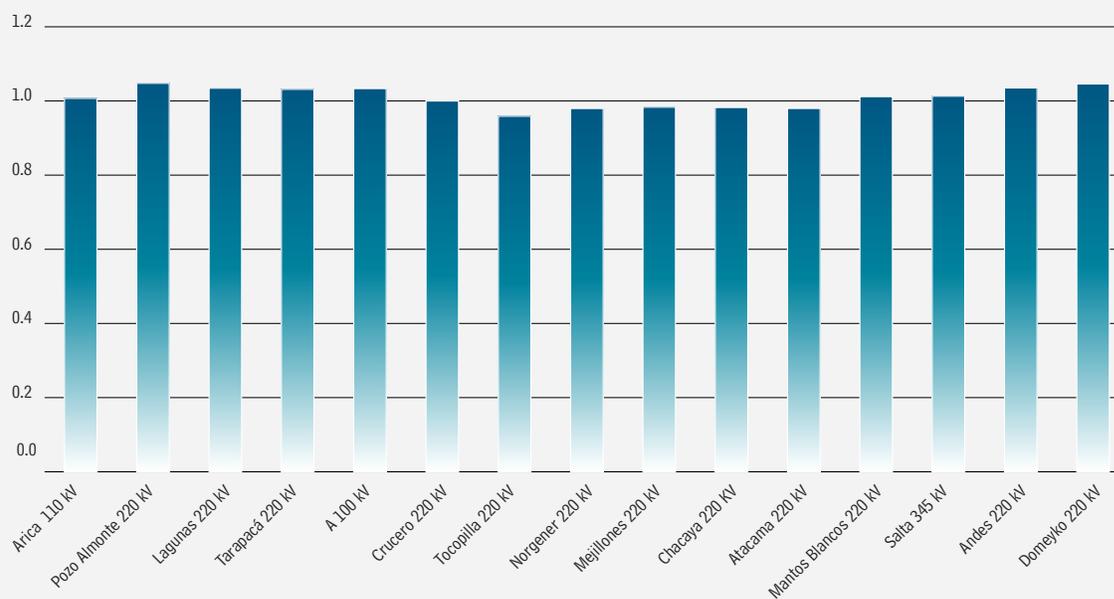
Promedios diarios en \$/KWh de cada día.

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2010

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Arica 110 kV	1,00703	1,03865	0,99366
Pozo Almonte 220 kV	1,04766	1,05637	1,04227
Lagunas 220 kV	1,03440	1,04599	1,02982
Tarapacá 220 kV	1,03138	1,04689	1,02640
A 100 kV	1,03333	1,03561	1,03053
Crucero 220 kV	1,00000	1,00000	1,00000
Tocopilla 220 kV	0,95885	0,96994	0,94978
Norgener 220 kV	0,97962	0,98466	0,96622
Mejillones 220 kV	0,98319	1,02413	0,94314
Chacaya 220 kV	0,98231	1,02360	0,94215
Atacama 220 kV	0,97978	0,98788	0,96862
Mantos Blancos 220 kV	1,01166	1,04124	0,97797
Salta 345 kV	1,01290	1,06140	0,96352
Andes 220 kV	1,03516	1,06600	1,00456
Domeyko 220 kV	1,04595	1,07198	1,02252

Nota: Valores promedios correspondientes a la programación semanal.

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA PROMEDIO MENSUAL AÑO 2010



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

V. Ventas Anuales de Energía SING 2001-2010

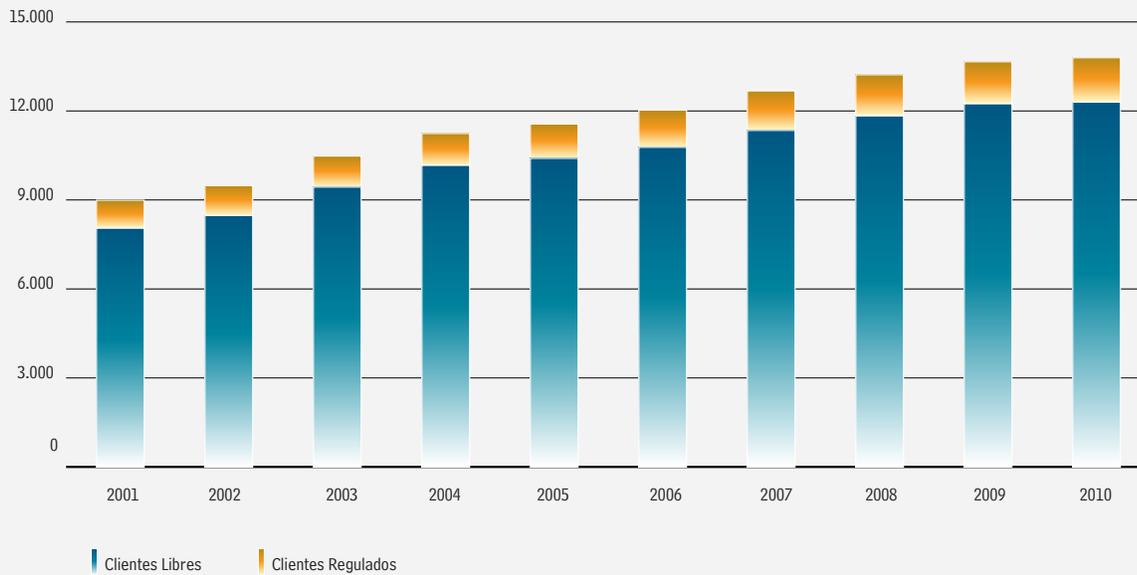
VENTAS ANUALES DEL SING

Período 2001-2010

Año	Ventas (GWh)			Anual	Crecimiento	
	Cientes Libres	Cientes Regulados	Total		Promedio Acumulado	Acumulado
2001	8.046	945	8.991	0,0%		
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%

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.

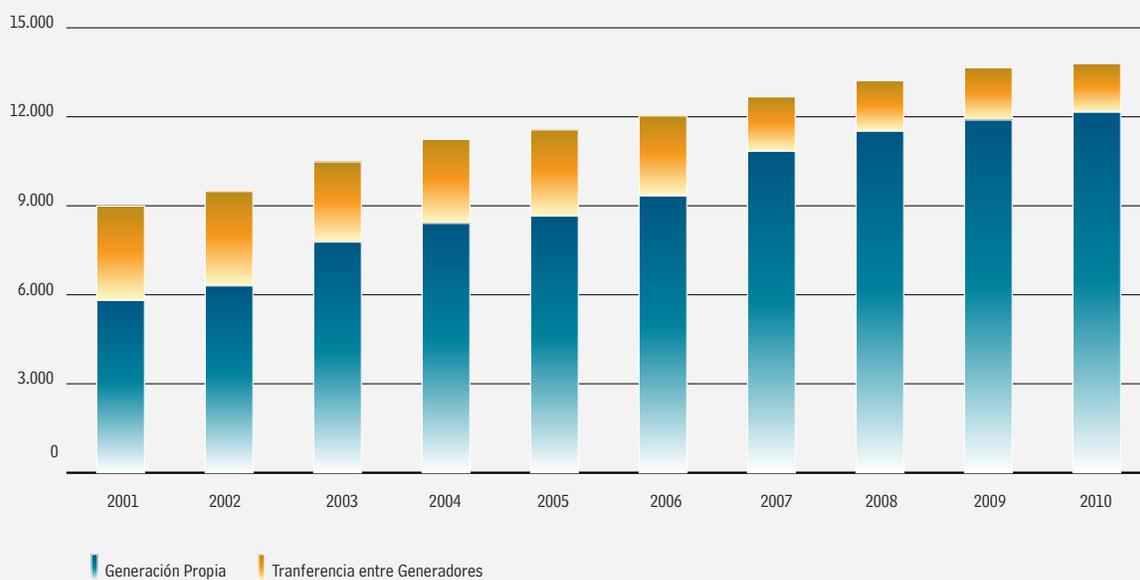
EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)



COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING Período 2001 - 2010

Año	Ventas de Energía (GWh)	Generación Propia (GWh)	Transferencias entre Generadores (GWh)	Porcentaje Transferencias/Ventas (%)
2001	8.991	5.808	3.183	35%
2002	9.482	6.299	3.183	34%
2003	10.480	7.777	2.703	26%
2004	11.240	8.407	2.832	25%
2005	11.560	8.654	2.905	25%
2006	12.029	9.332	2.698	22%
2007	12.674	10.838	1.836	14%
2008	13.219	11.513	1.706	13%
2009	13.656	11.890	1.766	13%
2010	13.792	12.154	1.639	12%

COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)



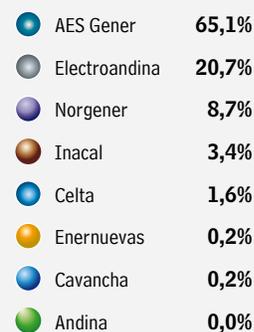
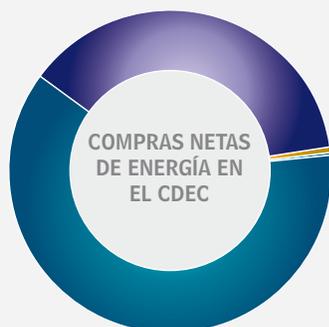
VI. Transferencias de Energía y Potencia SING 2001-2010

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

Año 2010

EMPRESA		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	NETO
CELTA	Compras	22,2		30,8	8,4								3,3	64,7	
	Ventas		10,8			1,5	7,3	10,7	18,2	9,1	11,6	15,9		85,1	20,4
E-CL	Compras	18,3			11,9	51,5	47,4	47,3	2,9	50,7	70,8	157,6	90,2	548,6	473,2
	Ventas		23,9	51,5										75,4	
ELECTROANDINA	Compras		83,7	60,5	14,3									158,5	
	Ventas	18,3				17,2	72,3	98,4	18,0	16,3	29,7	81,2	66,9	418,3	259,8
AES GENER	Compras							8,8	8,7					17,5	
	Ventas	124,7	100,4	122,9	110,1	104,3	36,9			18,4	81,5	117,5	19,3	836,0	818,5
GASATACAMA	Compras	120,5	78,3	112,3	94,8	109,8	83,7	77,9	30,5		22,0	65,2		795,0	775,1
	Ventas									13,9			6,0	19,9	
NORGENER	Compras									7,4	31,8		1,4	40,6	
	Ventas	14,9	21,9	24,0	14,6	34,8	10,0	20,1	5,1			4,8		150,2	109,6
INACAL	Compras														
	Ventas	2,5	3,8	4,2	3,9	3,0	3,9	3,9	2,9	2,9	3,5	3,8	4,1	42,4	42,4
ANGAMOS	Compras												1,5	1,5	1,5
	Ventas														
ENORCHILE	Compras								2,0	2,4	1,9	3,0	2,9	12,2	6,7
	Ventas	0,6	1,1	1,0	0,8	0,5	0,6	0,9						5,5	
CAVANCHA	Compras														
	Ventas										1,2	1,3		2,5	2,5
ANDINA	Compras														
	Ventas												0,4	0,4	0,4
ENERNUEVAS	Compras														
	Ventas										0,1	1,4	1,4	2,9	2,9

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



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

Período 2001 - 2010

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
CELTA	Compras	263,6	390,8	601,4	663,2	628,5	343,1	160,0	162,0	102,0	64,7
	Ventas	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	45,2	162,0	119,8	85,1
E-CL	Compras	54,9	0,0	0,0	0,0	0,0	26,2	0,0	115,0	189,2	548,6
	Ventas	292,1	801,1	1.263,8	1.637,3	1.522,8	1.057,6	714,9	695,0	193,5	75,4
ELECTROANDINA	Compras	1.497,4	1.109,5	831,7	1.000,1	968,1	540,8	382,3	740,0	663,6	158,5
	Ventas	0,0	0,0	0,0	18,9	0,0	23,0	69,8	41,0	89,8	418,3
AES GENER	Compras	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	121,0	13,0	0,0	17,5
	Ventas	629,2	997,8	1.088,9	1.050,3	1.335,6	1.357,0	812,2	676,0	1.201,4	836,0
GASATACAMA	Compras	0,0	24,0	3,5	430,2	806,1	1.638,1	1.126,2	617,0	594,0	795,0
	Ventas	2.251,5	792,7	350,1	126,3	36,1	0,0	0,0	29,0	66,9	19,9
NORGENER	Compras	1.364,7	1.067,2	1.266,1	739,2	503,1	150,3	104,4	60,0	217,3	40,6
	Ventas	0,0	0,0	0,0	0,0	11,3	260,7	251,7	103,0	82,7	150,2
INACAL	Compras									0,0	0,0
	Ventas									12,1	42,4
ANGAMOS	Compras										1,5
	Ventas										0,0
ENORCHILE	Compras										12,2
	Ventas										5,5
CAVANCHA	Compras										0,0
	Ventas										2,5
ANDINA	Compras										0,0
	Ventas										0,4
ENERNUEVAS	Compras										0,0
	Ventas										2,9

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING

Año 2010

Balance de Potencia Firme 2010	E-CL	ELECTROANDINA	NORGENER	CELTA	GASATACAMA	AES GENER	INACAL	ENORCHILE	CAVANCHA	ENERNUEVAS	TOTAL SING
Inyecciones (MW)	541,8	558,2	332,8	274,6	784,6	371,3	4,9	8,0	0,4	0,2	2.876,6
Retiros (MW)	626,7	451,5	428,8	286,2	812,3	265,4	0,0	5,8	0,0	0,0	2.876,6
Balance (MW)	-84,9	106,7	-96,0	-11,6	-27,7	105,9	4,9	2,2	0,4	0,2	0,0

Transferencias de Potencia Firme 2010	E-CL	ELECTROANDINA	NORGENER	CELTA	GASATACAMA	AES GENER	INACAL	ENORCHILE	CAVANCHA	ENERNUEVAS	TOTAL SING
COMPRAS (MW)	84,9	0,0	96,0	11,6	27,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	220,2
VENTAS (MW)	0,0	106,7	0,0	0,0	0,0	105,9	4,9	2,2	0,4	0,2	220,2

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

Período 2001 - 2010

	E-CL		ELECTROANDINA		NORGENER		CELTA		GASATACAMA		AES GENER		INACAL		ENORCHILE		CAVANCHA		ENERNUEVAS	
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
2001	33,5		146,6		85,3		59,4		172,8		152,0									
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

VII. Peajes: Pagos por uso de sistemas de Transmisión del SING

PEAJES POR USO DEL SISTEMA TRONCAL - AÑO 2010

Pagos desde Generadores a Empresas Troncales (Miles de \$) – Año 2010

DE/A	ETSA			TRANSELEC			TOTAL
	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE	
AES GENER	287	0	25	1.734	0	149	2.195
CAVANCHA	10	0	0	62	0	0	72
CELTA	570	0	1	3.440	0	8	4.020
E-CL	4.811	2.285	-29	29.053	13.799	-177	49.742
ELECTROANDINA	23.418	151	6	141.413	912	36	165.937
ENORCHILE	0	0	5	0	0	28	32
GASATACAMA	2.463	0	-7	14.872	0	-44	17.283
INACAL	29	0	0	178	0	0	207
NORGENER	8.450	379	0	51.026	2.288	0	62.143
TOTAL	40.039	2.815	0	241.778	16.999	0	301.631

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



PEAJE POR USO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 2010

Pagos de VASTx desde Generadores a Subtransmisores (miles de \$) – Año 2010

A / DE	AES GENER	E-CL	ELECTROANDINA	GASATACAMA	ENORCHILE	NORGENER	TOTAL
ALTO NORTE	742	18.071	186	124.050	3.406	25	146.480
CODELCO NORTE	33	813	8	5.583	153	1	6.593
E-CL	22.702	552.956	5.706	3.795.859	104.222	770	4.482.214
ELECDA	7.682	187.106	1.931	1.284.417	35.266	260	1.516.662
ELIQSA	4.294	104.600	1.079	718.046	19.715	146	847.881
EMELARI	3.752	91.385	943	627.331	17.224	127	740.762
TRANSELEC NORTE	22.730	553.657	5.713	3.800.668	104.354	771	4.487.893
TRANSEMEL	13.954	339.898	3.507	2.333.284	64.064	473	2.755.181
Total general	75.889	1.848.486	19.074	12.689.238	348.405	2.573	14.983.666



Pagos desde Subtransmisores a Generadores por Pérdidas de Energía y Potencia (miles de \$) – Año 2010

DE/A	E-CL	ELECTROANDINA	GASATACAMA	NORGENER	AES GENER	Total general
ALTO NORTE	1.406	69	5.017	208	28	6.729
E-CL	49.846	2.247	174.024	6.700	438	233.255
TRANSELEC NORTE	55.582	2.875	199.137	8.074	2.541	268.208
TRANSEMEL	198.368	8.806	710.739	23.008	4.672	945.593
Total general	305.203	13.997	1.088.916	37.990	7.678	1.453.785



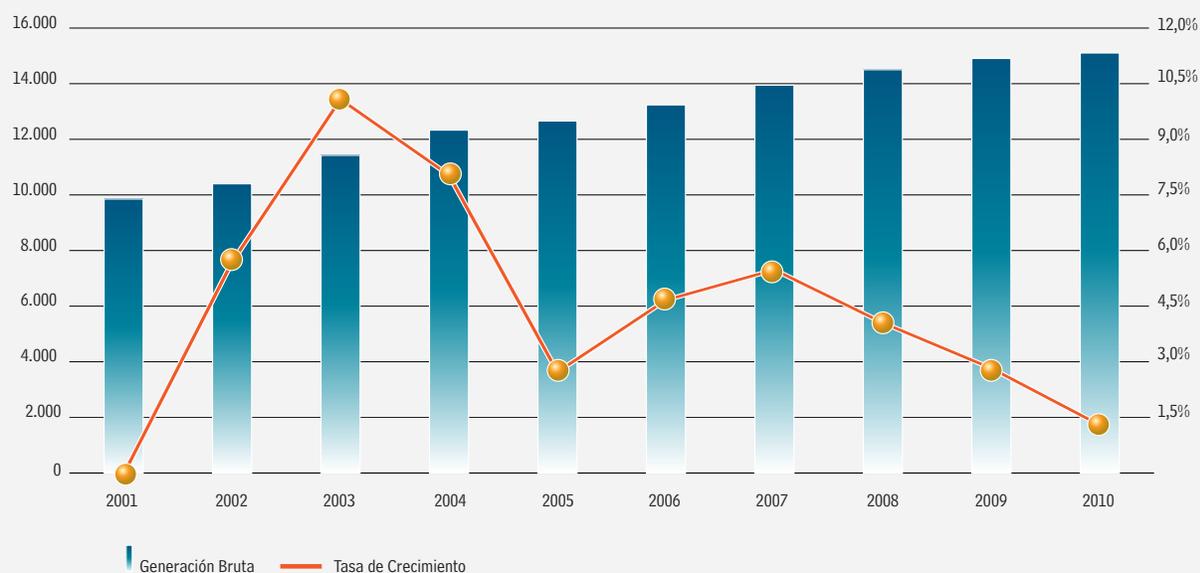
VIII. Demanda de Energía y Potencia SING 2001-2010

ENERGÍA

Año	Generación Bruta [GWh]	Tasa de Crecimiento
2001	9.852	0,0
2002	10.400	5,6%
2003	11.424	9,9%
2004	12.330	7,9%
2005	12.657	2,7%
2006	13.236	4,6%
2007	13.946	5,4%
2008	14.502	4,0%
2009	14.907	2,8%
2010	15.104	1,3%

GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA SING (GWh)

Periodo 2001 - 2010



DEMANDA ANUAL DEL SING

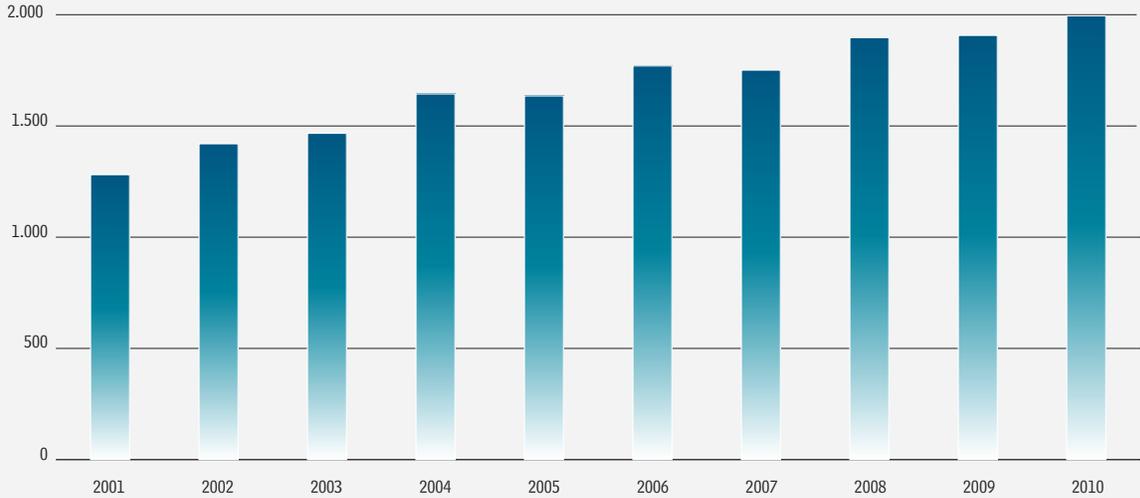
Periodo 2001 - 2010

Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Neta (MW)
2001	05-nov-01	22	1.281	1.221
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

Nota:

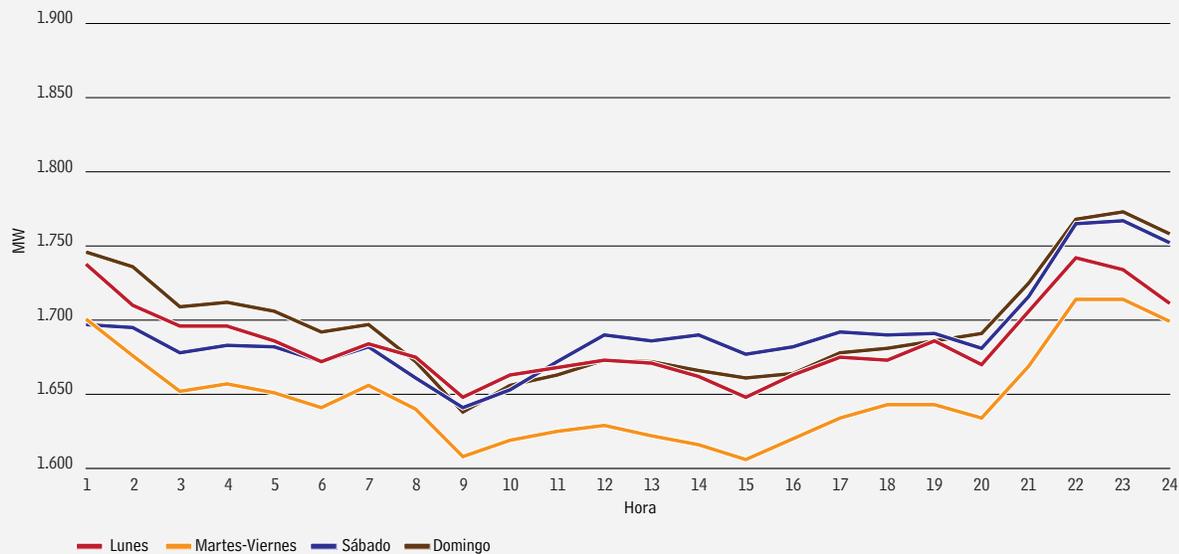
La Demanda Máxima Bruta se obtiene como la generación bruta menos los consumos propios de las centrales.

GENERACIÓN MÁXIMA BRUTA ANUAL (MW)

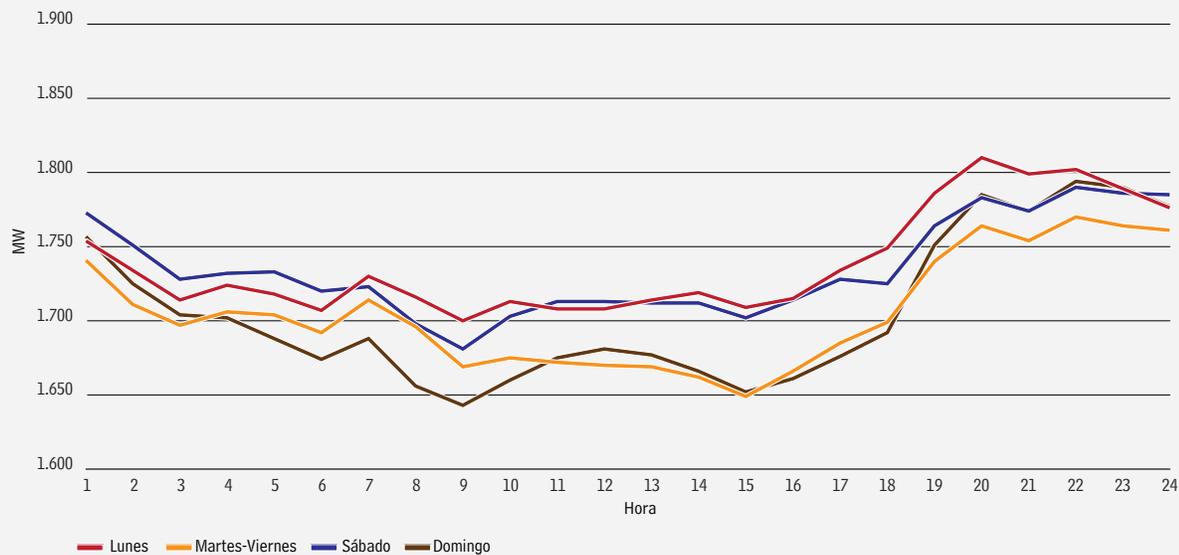


GENERACIÓN / DEMANDA BRUTA HORARIA. CURVAS DIARIAS TÍPICAS SING AÑO 2010.

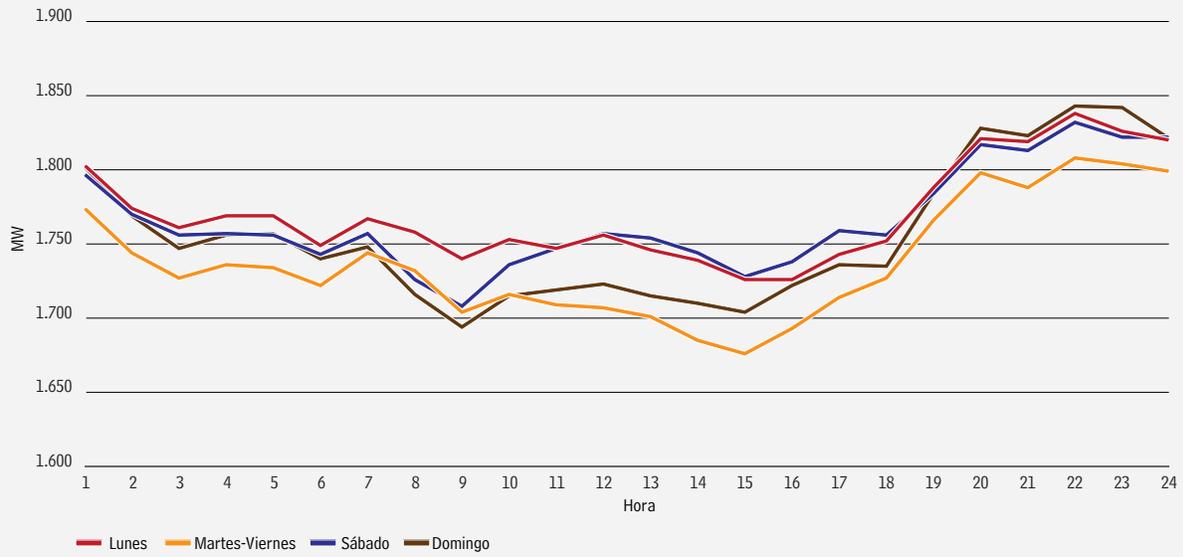
Generación Bruta Promedio Horaria 2010. Enero - Marzo



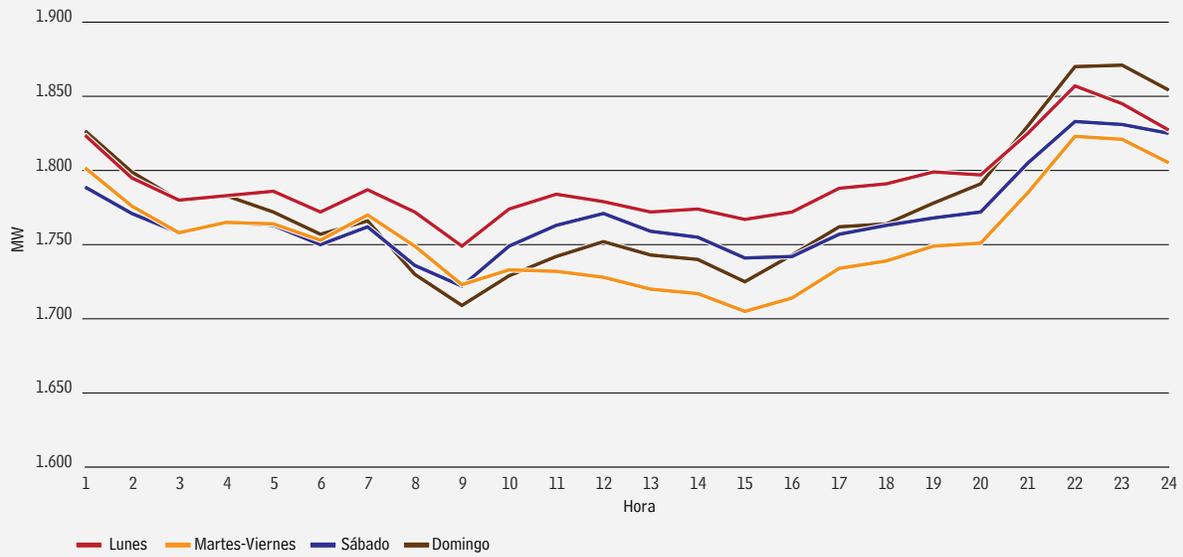
Generación Bruta Promedio Horaria 2010. Abril - Junio



Generación Bruta Promedio Horaria 2010. Julio - Septiembre



Generación Bruta Promedio Horaria 2010. Octubre - Diciembre



IX. Energía Renovables No Convencionales (ERNC)

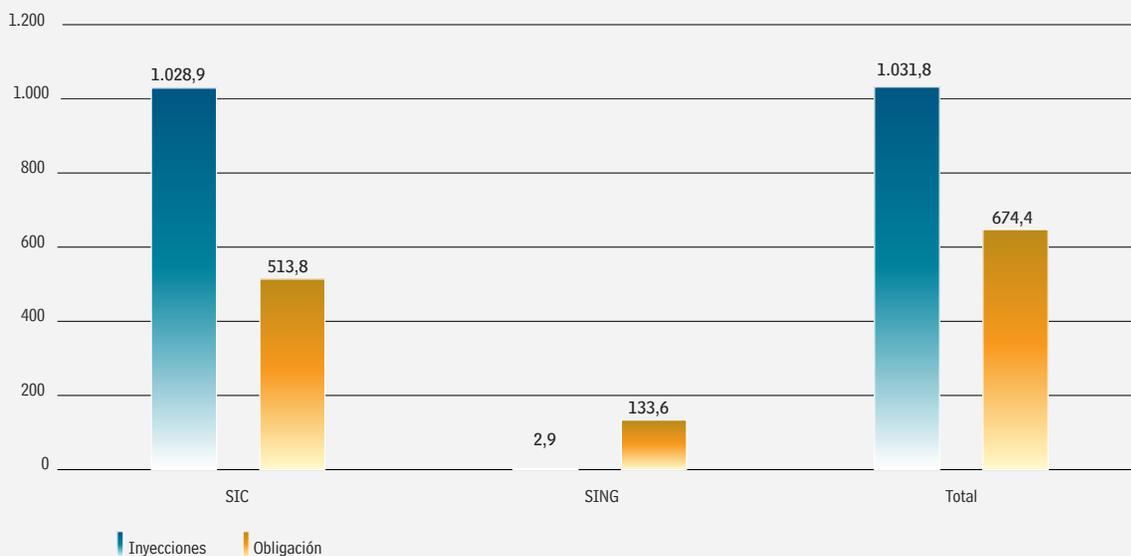
Retiros Afectos a Obligación	
Sistema	Energía (GWh)
SIC	10.276,4
SING	2.671,9
Total	12.948,3

Inyecciones ERNC Reconocidas	
Sistema	Energía (GWh)
SIC	1.028,9
SING	2,9
Total	1.031,8

Obligación ERNC (5% Retiros Afectos)	
Sistema	Energía (GWh)
SIC	513,8
SING	133,6
Total	647,4

Excedente / Déficit ERNC Neto	
Sistema	Energía (GWh)
SIC	515,1
SING	-130,7
Total	384,4

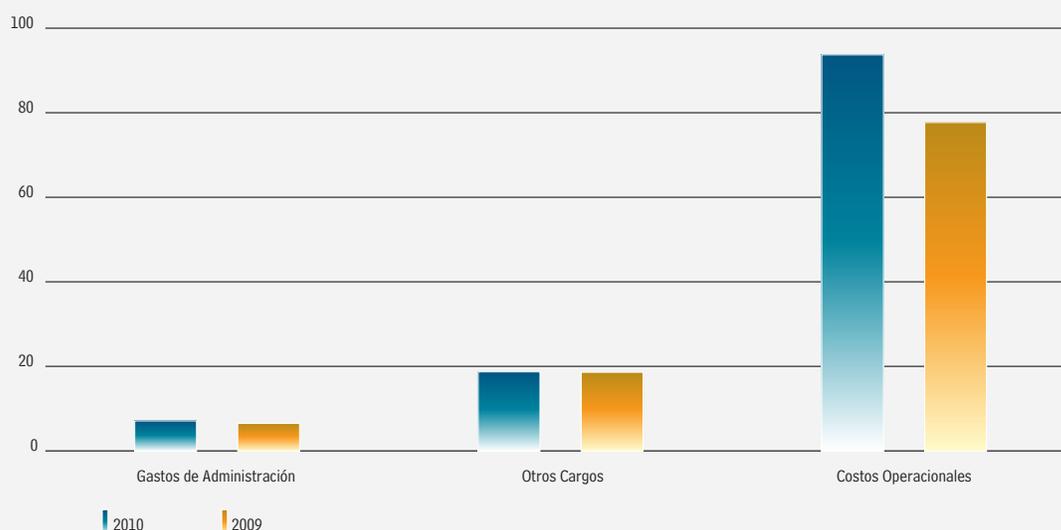
BALANCE ERNC AÑO 2010 (GWh)



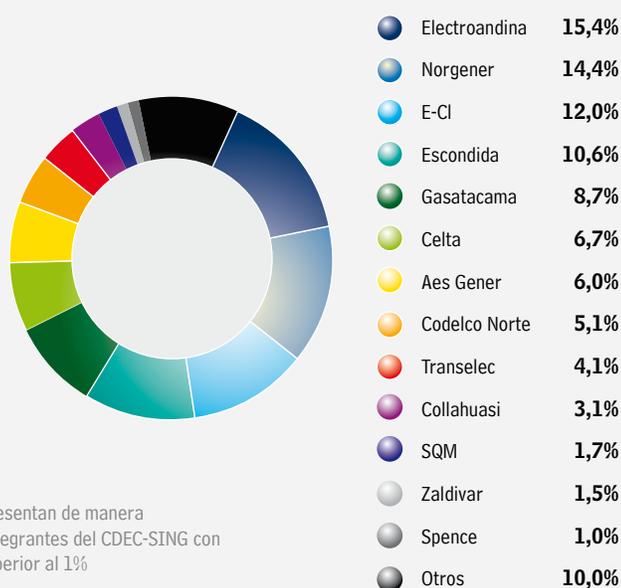
X. Presupuesto CDEC-SING

Presupuesto CDEC-SING (Miles de UF)	2010	2009	VARIACION (Miles de UF)	VARIACION (%)
Gastos de Administración	7,1	6,5	0,6	9,5%
Otros Cargos	18,8	18,6	0,1	0,6%
Costos Operacionales	93,8	77,7	16,1	20,7%
Remuneraciones y Otros Relacionados	63,2	57,8	5,4	9,3%
Arriendo Oficinas y Gastos Asociados	7,8	7,1	0,7	9,6%
Servicios y Asesorías Externas	2,7	2,2	0,5	22,6%
Arriendo Equipos, Software y Servicios	20,1	10,5	9,5	90,3%
Total	120	103	17	16,33%

PRESUPUESTO CDEC-SING (MILES DE UF)



PARTICIPACIÓN PRESUPUESTARIA INTEGRANTES CDEC-SING



Nota: sólo se presentan de manera individual los Integrantes del CDEC-SING con participación superior al 1%



CDEC-SING

Avenida Apoquindo 4501, Oficina 603-604, Las Condes, Santiago de Chile, Teléfono: 56 (2) 367 2400, Fax: 378 9296
Visítenos en: www.cdec-sing.cl