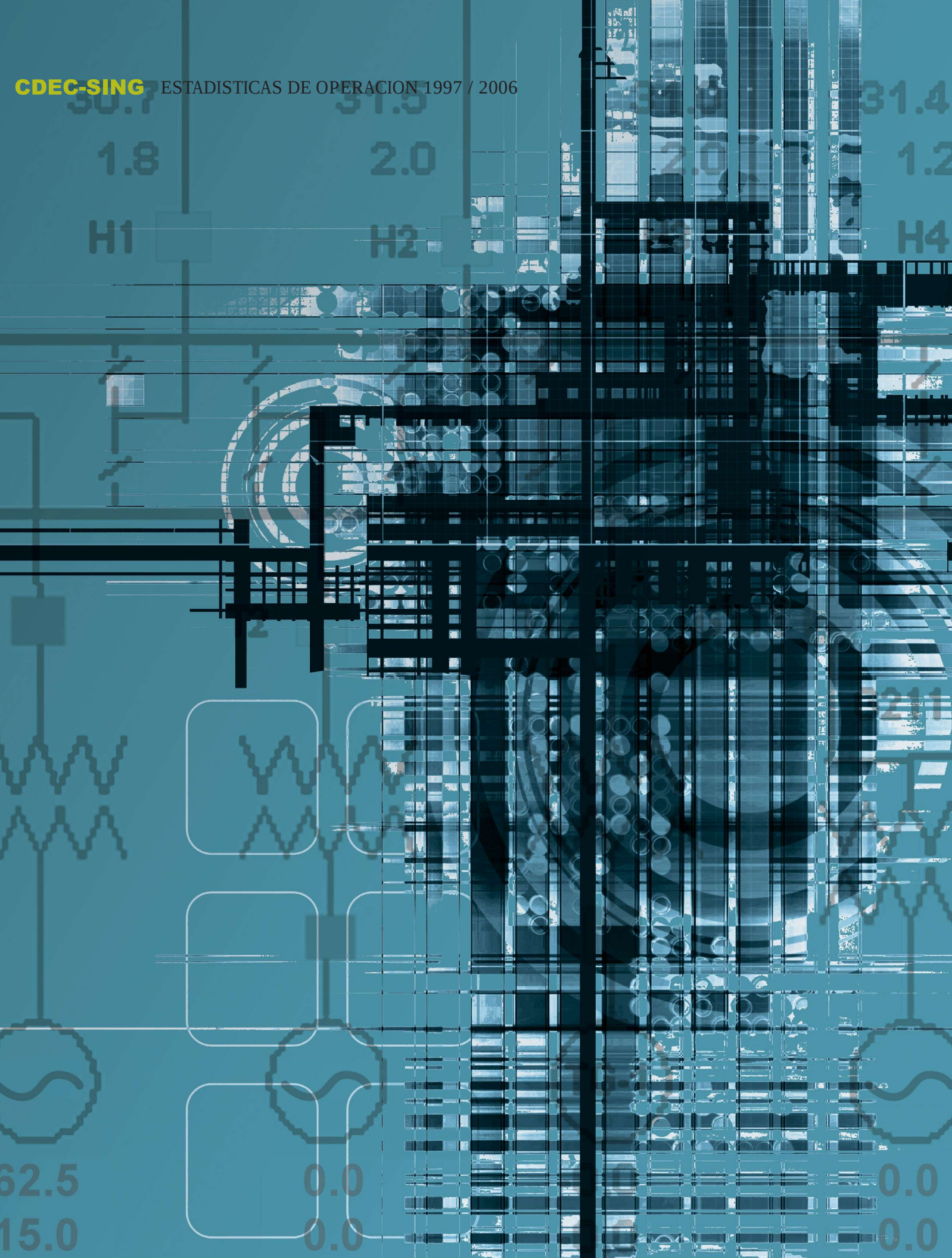
CDEC-SING ESTADISTICAS DE OPERACION 1997 / 2006



Empresas Integrantes del CDEC-SING

NORGENER Energía que impulsa al Norte

EDELNOR desde 1981

ELECTROANDINA

TranselecNorte

AES gener

CELTA COMPAÑIA ELECTRICA TARAPACA S.A

GASATACAMA

Este ejemplar está acompañado de un CD que contiene la información publicada y además incluye la Estadística desde el año 1993.
El detalle de los datos de las tablas y gráficos está disponible para planilla de cálculo. La información del CD está publicada también en www.cdec-sing.cl

CONTENIDOS

Presentación
2 Carta del Presidente del Directorio
4 Directorio del CDEC-SING
6 Personal CDEC-SING

Introducción y Reseña Histórica
8 Descripción General
8 Antecedentes Históricos
8 Contenido de esta Publicación
9 Reseña Histórica

Tareas y Responsabilidades del CDEC-SING
14 Marco Reglamentario del CDEC-SING
15 Estructura del CDEC-SING
17 Integrantes del CDEC-SING
18 Operación Económica del SING

Antecedentes de las Instalaciones del SING
20 Unidades Generadoras del SING
22 Líneas de Transmisión del SING
24 Principales Clientes del SING a diciembre de 2006
25 Diagrama Unilineal Simplificado del SING-2006

Hechos Relevantes de la Operación del SING durante el Año 2006
26 Proyectos de Generación y Transmisión
27 Operación
27 Varios

Estadísticas de Operación 1997-2006
30 Capacidad Instalada
30 Capacidad Instalada por Empresa
31 Capacidad Instalada por tipo de Combustible
32 Generación Bruta
33 Generación de las Centrales del SING. Año 2006
35 Generación de las Centrales del SING. Período 1997 - 2006
37 Generación Media Horaria Mensual. Período 1997 - 2006
38 Consumo Anual de Combustibles por Central
39 Ventas Anuales del SING. Período 1997 - 2006
40 Composición de las Ventas Anuales del SING. Período 1997 - 2006
41 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Año 2006
42 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Período 1997 - 2006
43 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Año 2006
44 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Período 1997 - 2006
45 Demanda Máxima Anual del SING. Período 1997 - 2006
46 Generación Bruta Horaria. Curvas Diarias Típicas. Año 2006
48 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Año 2006
50 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Período 1997- 2006
51 Factores de Penalización de Energía. Año 2006
52 Precios de los Combustibles por Central

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DEL CDEC-SING

En representación del Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING), tengo el agrado de presentar a ustedes la versión actualizada de las Estadísticas de Operación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con un resumen de los hechos relevantes de la operación del SING durante el año 2006. Mediante esta publicación las empresas generadoras y transmisoras que integran el CDEC-SING ponen a disposición de los agentes coordinados por este CDEC y usuarios e interesados en el sector eléctrico del Norte Grande, la información operacional correspondiente al decenio 1997 – 2006.

Al término del año 2006 el Directorio del CDEC-SING estaba integrado por las siguientes empresas: AES GENER, CELTA, EDELNOR, ELECTROANDINA, GASATACAMA GENERACION, NORGENER y TRANSELEC NORTE.

La operación del SING durante el año 2006 exhibió un nivel de generación bruta máxima horaria que alcanzó los 1.770 MW, mientras que el aporte de energía bruta anual acumulado durante el año 2006 fue igual a 13.236 GWh, lo que significó un crecimiento anual de 4,6 % en relación con el año 2005. En términos de ventas de energía a clientes finales, éstas acumularon durante el año 2006 un total de 12.029 GWh, lo que representa un incremento de 4,1 % respecto del año 2005.

En cuanto a la distribución del aporte por combustible, durante el año 2006 un 49,9% de la electricidad inyectada al SING provino de plantas generadoras basadas en carbón y otros combustibles sólidos, seguidas de las plantas basadas en gas natural que aportaron un 48,4 %. El resto del aporte se repartió entre unidades que operan con petróleo Diesel (0,7%), petróleo Fuel Oil (0,5%) e hidráulicas (0,5%).

Al revisar y analizar las cifras anteriores, debe tenerse presente que desde comienzos de 2004, el SING ha estado sujeto a restricciones crecientes en el suministro de gas natural proveniente desde Argentina. Dado lo anterior, y considerando que las restricciones de gas durante el 2006 se profundizaron con respecto al 2004 y 2005, la operación del sistema debió efectuarse bajo esta condición y considerando además un escenario de altos precios del carbón en los mercados internacionales.

En cuanto a los proyectos ejecutados el 2006 en el SING, cabe mencionar la modificación de la ex Línea 220 kV Atacama-O'Higgins, de propiedad de Minera Escondida, la que consistió en la desconexión de su extremo Atacama y la conexión a la barra Mejillones 220 kV, así pasando a denominarse Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins.

En el plano de las disposiciones legales, se destaca:

- La publicación del Decreto Supremo N°244 el 17 de enero de 2006, que aprueba el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en el D.F.L. N° 1/82.
- La publicación del D.F.L. N° 2/2006 el 12 de abril de 2006, que introduce adecuaciones al D.F.L. N° 1/82 producto de la dictación de la Ley N°20.018.
- La publicación del Reglamento N°62 el 16 de junio de 2006, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en el D.F.L. N°1/82.

Otro aspecto importante a destacar es que durante 2006 se avanzó en la implementación de las disposiciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Dicho cuerpo normativo, publicado a comienzos de 2005, ha significado un importante esfuerzo para las empresas del CDEC-SING. En particular, en marzo de 2006 y luego de una licitación internacional, el CDEC-SING adjudicó un contrato a la empresa Areva para el suministro de un moderno sistema SCADA/EMS que se instalará en el Centro de Despacho y Control en Antofagasta. Asimismo, y relacionado con la instalación del sistema SCADA/EMS, el Directorio del CDEC-SING aprobó el traslado del CDC a nuevas dependencias en Antofagasta, acordes al nuevo equipamiento y funciones asociadas del CDC. También, como consecuencia de la Norma Técnica, se puede mencionar la implementación del Esquema de Desconexión Automática de Carga en instalaciones de los coordinados clientes, cuyo monto al 31 de diciembre de 2006 alcanzó un nivel de implementación correspondiente a 473 MW del total de 580 MW establecidos por el estudio respectivo.

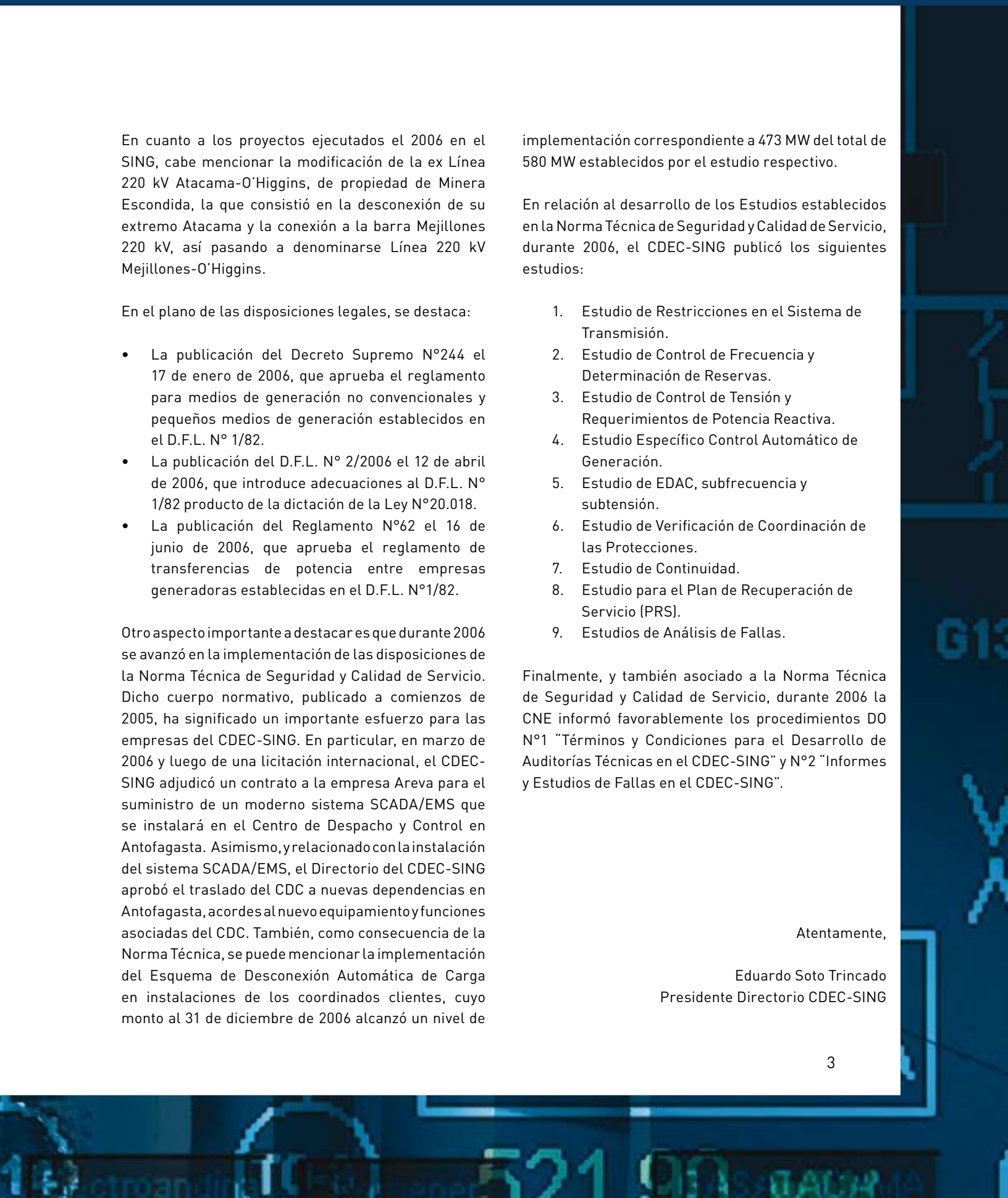
En relación al desarrollo de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, durante 2006, el CDEC-SING publicó los siguientes estudios:

1. Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión.
2. Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
3. Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.
4. Estudio Específico Control Automático de Generación.
5. Estudio de EDAC, subfrecuencia y subtensión.
6. Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones.
7. Estudio de Continuidad.
8. Estudio para el Plan de Recuperación de Servicio (PRS).
9. Estudios de Análisis de Fallas.

Finalmente, y también asociado a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, durante 2006 la CNE informó favorablemente los procedimientos DO N°1 "Términos y Condiciones para el Desarrollo de Auditorías Técnicas en el CDEC-SING" y N°2 "Informes y Estudios de Fallas en el CDEC-SING".

Atentamente,

Eduardo Soto Trincado
Presidente Directorio CDEC-SING



DIRECTORIO DEL CDEC-SING

PRESIDENTE

Eduardo Soto Trincado
CELTA S.A.

DIRECTORES

Francisco Promis Baeza
EDELNOR S.A.

Aldo Arriagada Mass
ELECTROANDINA S.A.

Rodrigo Quintero Fernández
NORGENER S.A.

Pedro De la Sotta Sánchez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Carlos Aguirre Pallavicini
AES GENER S.A.

Rodrigo López Vergara
TRANSELEC NORTE S.A.

SECRETARIO DEL DIRECTORIO

Patricio Lagos Ruiz

DIRECTORES SUPLENTES

Miguel Buzunáriz Ramos
CELTA S.A.

Maximiliano Miranda Parra
EDELNOR S.A.

Juan Pablo Toledo Torres
ELECTROANDINA S.A.

Juan Pablo Cárdenas Pérez
NORGENER S.A.

Javier Alemany Martínez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Francisco Danitz Miller
AES GENER S.A.

Belisario Maldonado Molina
TRANSELEC NORTE S.A.

PERSONAL DEL CDEC-SING

DIRECTOR DE OPERACIÓN Y DIRECTOR DE PEAJES
Carlos Finat Díaz

SUBDIRECTOR DE OPERACIÓN
Víctor Hugo Araya Jiménez

SUBDIRECTORA DE PEAJES
Claudia Carrasco Arancibia

JEFE DEL CENTRO DE DESPACHO Y CONTROL
Raúl Moreno Tornería

JEFE DE PLANIFICACIÓN Y ESTUDIOS
Patricio Valenzuela Vásquez

JEFE DE TRANSFERENCIAS
José Miguel Arévalo Araneda

JEFE DE ESTUDIOS
Felipe Morales Silva

Personal CDEC-SING Antofagasta

Personal CDEC-SING Santiago

INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA

INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA

DESCRIPCIÓN GENERAL

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Tarapacá y Antofagasta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km2, equivalente a 24,5% del territorio continental. En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, lo que explica la aridez del paisaje, diversificado tanto por el relieve transversal como por la altura, lo que ha gravitado de modo decisivo en la distribución y densidad de la población. Ésta se ubica principalmente en el borde costero. En la actualidad, según cifras del censo de 2002, la población alcanza al 6,1% del total nacional y está concentrada principalmente en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí. Se pueden identificar las siguientes características importantes del SING:

- Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.
- Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.
- Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Debido a la condición hidrológica, climática y geográfica del SING, el abastecimiento eléctrico de los distintos centros de consumo se inició con sistemas locales independientes entre sí y destinados exclusivamente a resolver sus necesidades. A fines de 1987 se interconectaron algunos de estos sistemas, dando origen al Sistema Interconectado del Norte Grande.

El 30 de julio de 1993 comenzó la operación coordinada de las instalaciones del SING al constituirse el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING (CDEC-SING). En su inicio, el CDEC-SING fue integrado por las empresas generadoras EDELNOR S.A., ENDESA y la División Tocopilla de CODELCO CHILE, hoy ELECTROANDINA S.A. A diciembre de 2006, constituían el CDEC-SING las empresas EDELNOR, ELECTROANDINA, NORGENER, CELTA, GASATACAMA GENERACIÓN, AES GENER, y TRANSELEC NORTE.

CONTENIDO DE ESTA PUBLICACIÓN

Este documento presenta información relevante del SING en el período comprendido entre enero de 1997 y diciembre de 2006. La información se ha agrupado en cinco capítulos que comprenden los siguientes temas:

- El primer capítulo contiene la carta del Presidente del Directorio, composición del Directorio, y estructura y personal de las Direcciones de Operación y Peajes.
- El segundo capítulo incluye una reseña histórica con la constitución del CDEC-SING.
- El tercer capítulo presenta las tareas y responsabilidades del CDEC-SING, e incluye el marco legal, vigente a diciembre de 2006, que lo regula y sus atribuciones y responsabilidades. También se incluye antecedentes de la red de

UNIDAD CTM3

UNIDAD CTTAR

transmisión y del parque generador a diciembre de 2006, describiendo las características de las instalaciones de transmisión, generación e identificando los principales consumos del SING.

- El cuarto capítulo muestra los hechos relevantes ocurridos en el SING durante el año 2006.

- El quinto capítulo contiene la estadística de la operación del sistema desde enero de 1997 hasta diciembre de 2006, incluyendo gráficos y tablas que muestran la evolución de la producción y el consumo, junto con los montos y precios de las transferencias de energía y potencia entre las respectivas empresas integrantes.

RESEÑA HISTÓRICA

En un comienzo, las necesidades de suministro eléctrico del Norte Grande se vieron satisfechas a través del desarrollo de sistemas eléctricos que evolucionaron separadamente. En 1980, la Comisión Nacional de Energía (CNE), convencida de las ventajas de los sistemas eléctricos interconectados, inició los estudios para analizar la factibilidad de unir el sistema Tocopilla- Chuquicamata de la División Chuquicamata de CODELCO CHILE con los sistemas de EDELNOR en el Norte Grande. Para esto contó con la colaboración de EDELNOR, CODELCO, ENDESA y SOQUIMICH. Este estudio entregó resultados muy positivos, los que llevaron a la CNE a impulsar en forma decidida dicho proyecto.

Los primeros pasos se dieron en 1983, cuando CODELCO y EDELNOR acordaron construir las obras necesarias para la Unidad N°12, siendo la primera unidad Vapor-Carbón en operación en el SING. Más tarde, en 1984, se firmó un contrato por el cual la División Tocopilla de CODELCO-CHILE suministró 56 MW a EDELNOR, a partir de noviembre de 1987, el cual luego aumentaría a 101 MW.

El respaldo de la CNE y el esfuerzo mancomunado de EDELNOR, CODELCO-CHILE y ENDESA, fueron los factores determinantes para el nacimiento del SING en noviembre de 1987. Como paso lógico de lo anterior, CODELCO incorporó un moderno Centro de Despacho de Carga ubicado en Tocopilla dotado con un Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA). Además amplió la Central Tocopilla instalando las unidades Vapor-Carbón N°14 y N°15 de 125 MW cada una y construyó

CENTRAL TERMOLÉCTRICA TOCOPILLA

líneas de transmisión de 220 kV desde la Subestación Tocopilla hasta la Subestación Crucero y Subestación Chuquicamata.

Por su parte, EDELNOR construyó las líneas de interconexión de 220 kV entre sus sistemas de Tarapacá y Antofagasta, las subestaciones terminales de Mejillones, Pozo Almonte y la Subestación Crucero que servía de enlace con el sistema de CODELCO. Adicionalmente, elevó a 110 kV la tensión de la línea Arica-Pozo Almonte y reforzó la unión Iquique-Pozo Almonte. También interconectó Mejillones con Antofagasta en 110 kV e incorporó un Centro de Despacho de Carga ubicado en Antofagasta, dotado con un Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA).

El 30 de julio de 1993, con la incorporación de ENDESA que en dicho año puso en operación su Central Mejillones de 74 MW en la misma ciudad, se inició la operación coordinada de las instalaciones de generación y transmisión en conformidad a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 (DFL1/1982) y el Reglamento de Coordinación dispuesto en el Decreto Supremo N°6 de 1985 (DS N°6/1985). Al momento de constituirse, el CDEC-SING contaba con una potencia total instalada de 745,1 MW.

En febrero de 1995 se incorporó al CDEC-SING la empresa NORGENER con la operación comercial de la Unidad N°1 ubicada en la ciudad de Tocopilla.

En septiembre de 1995, EDELNOR tomó en arriendo la Central Diesel Mantos Blancos. A partir de noviembre EDELNOR suscribió un contrato con EECSA por el total de la producción de la Central Cavancha. Este mismo año ENDESA puso en servicio la turbina a gas N°3 en la S/E Mejillones. En 1995 se incorpora al sistema la Unidad N°1 de la Central Térmica de Mejillones de EDELNOR. A partir de febrero de 1996, EDELNOR contrató la producción total de la Central Enaex. Este mismo año la División Tocopilla CODELCO-Chile cambia su nombre a ELECTROANDINA. En 1997 se conectó al sistema la Unidad N° 2 de NORGENER. Asimismo, se interconectó al sistema, la Subestación Norgener y una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV, que se extiende entre dicha subestación y la Subestación Crucero. El 01 de Enero de 1997 se retiró del sistema la turbina a gas N°3 de ENDESA. Durante 1998, EDELNOR puso en servicio la Unidad N° 2 de la Central Térmica Mejillones y se incorporó al CDEC-SING la empresa CELTA con la operación comercial de la Turbina a Gas denominada TGTAR. En Octubre de ese año se incorpora al CDEC-SING la empresa NOPEL.

CENTRAL SALTA

CENTRAL ATACAMA

CENTRAL TERMOELÉCTRICA NORGENER

En 1999 se incorporaron al SING la Unidad N° 1 Vapor-Carbón de Central Térmica Tarapacá de CELTA; los ciclos combinados N°1 y N° 2 de Central Atacama de propiedad de NOPEL. En Abril del 1999 se incorpora al CDEC-SING la empresa GENER, colocando en servicio las Turbinas a Gas 11 y 12 de la Central Salta de GENER.

Las turbinas a gas de ENDESA ubicadas en Mejillones, se retiraron del SING a partir del 3 de Enero de 1999 para ser trasladadas al Sistema Interconectado Central (SIC). Posteriormente, el 12 de mayo de 1999, la turbina a gas diesel de ENDESA ubicada en Patache, es retirada del SING para ser trasladada al SIC, situación que implicó la salida de ENDESA del CDEC-SING. Esta turbina fue reintegrada al SING como propiedad de CELTA , el día 29 de noviembre de 1999. Por su parte en el año 1999 se incorporaron al sistema de transmisión una gran cantidad de líneas. En febrero de 1999 entraron en operación las líneas de 220 kV Atacama – Encuentro y Encuentro – Crucero, de propiedad en ese entonces de NOPEL; en abril entraron en operación las líneas 220 kV Andes – Oeste, los dos circuitos de la línea 220 kV Andes - Nueva Zaldívar y la línea de 345 kV Salta – Andes, todas de propiedad de GENER; en mayo entró en operación la línea Laberinto – Mantos Blancos, de propiedad de GENER; finalmente en noviembre de 1999 entraron en operación las líneas 110 kV Capricornio – Alto Norte y 110 kV Capricornio – Antofagasta, ambas de propiedad de EDELNOR.

Durante el mes de abril del año 2000 se incorporó al parque generador la turbina a vapor N°10 de la Central Salta de GENER. En junio del mismo año entró en operación comercial la Unidad ciclo combinado N° 3 de la Central Termoeléctrica Mejillones de EDELNOR.

En febrero del año 2001 se entregó para operación comercial la unidad ciclo combinado U16 de la Central Termoeléctrica Tocopilla de ELECTROANDINA.

En Julio de 2001 la Comisión Nacional de Energía, por medio de la Resolución Exenta N° 236, informó favorablemente el Reglamento Interno del CDEC-SING.

En Agosto del año 2001 la empresa GENER modifica su nombre a AES GENER.

A finales del 2001 y comienzos del 2002 se colocaron en servicio las líneas de transmisión de 220 kV Atacama – Esmeralda, Tarapacá – Cóndores y Cóndores – Parinacota, de propiedad de NOPEL, destinadas a dar suministro eléctrico a las empresas de distribución de las ciudades de Antofagasta, Iquique y Arica respectivamente. La conexión de las líneas de 220 kV de NOPEL y las instalaciones de las empresas de distribución se hizo a través de instalaciones de transmisión de una empresa creada para tal efecto, TRANSEMEL, no integrante del CDEC-SING, coligada a la empresas de distribución, la cual coloca en servicio nuevas subestaciones y líneas de transmisión y modifica algunas existentes.

En Octubre del 2002 la empresa NOPEL modifica su nombre a GASATACAMA GENERACIÓN.

En noviembre de 2002 se incorporó para su operación comercial la turbina a gas TG2A del ciclo combinado N°2 de GASATACAMA GENERACIÓN.

En Junio de 2003 se incorporó al CDEC-SING la empresa HQI TRANSELEC NORTE S.A., en conformidad a lo dispuesto en el artículo 168 del DS N°327, al adquirir activos de transmisión de la empresa CELTA y posteriormente de la empresa GASTACAMA

GENERACIÓN.

En Junio de 2004 entró en servicio la línea 220 kV Encuentro –Collahuasi de propiedad de la compañía minera Doña Inés de Collahuasi.

El 10 de Diciembre de 2004 la empresa ELECTROANDINA comunicó que a contar de esa fecha retiraba de servicio su unidad U09.

Durante el año 2005 se pusieron en servicio instalaciones de transmisión de propiedad de empresas mineras, las cuales se indican a continuación:

- Subestación Sulfuros 220/69/13.8 kV (Minera Escondida)
- Línea 220 kV Domeyko - Sulfuros (Minera Escondida)
- Subestación Spence 220/23 kV (Minera Spence)
- Línea 220 kV Encuentro - Spence (Minera Spence)
- Subestación Salar 220/100/13.8 kV (Codelco Norte)
- Línea 220 kV Crucero - Salar, torre 323 - Salar (Codelco Norte)
- Línea 220 kV Salar - Chuquicamata, Salar - torre 323 (Codelco Norte)
- Línea 110 kV Salar - km6 (Codelco Norte)

En octubre del 2006 la empresa HQI TRANSELEC NORTE S.A. modifica su nombre a TRANSELEC NORTE S.A.

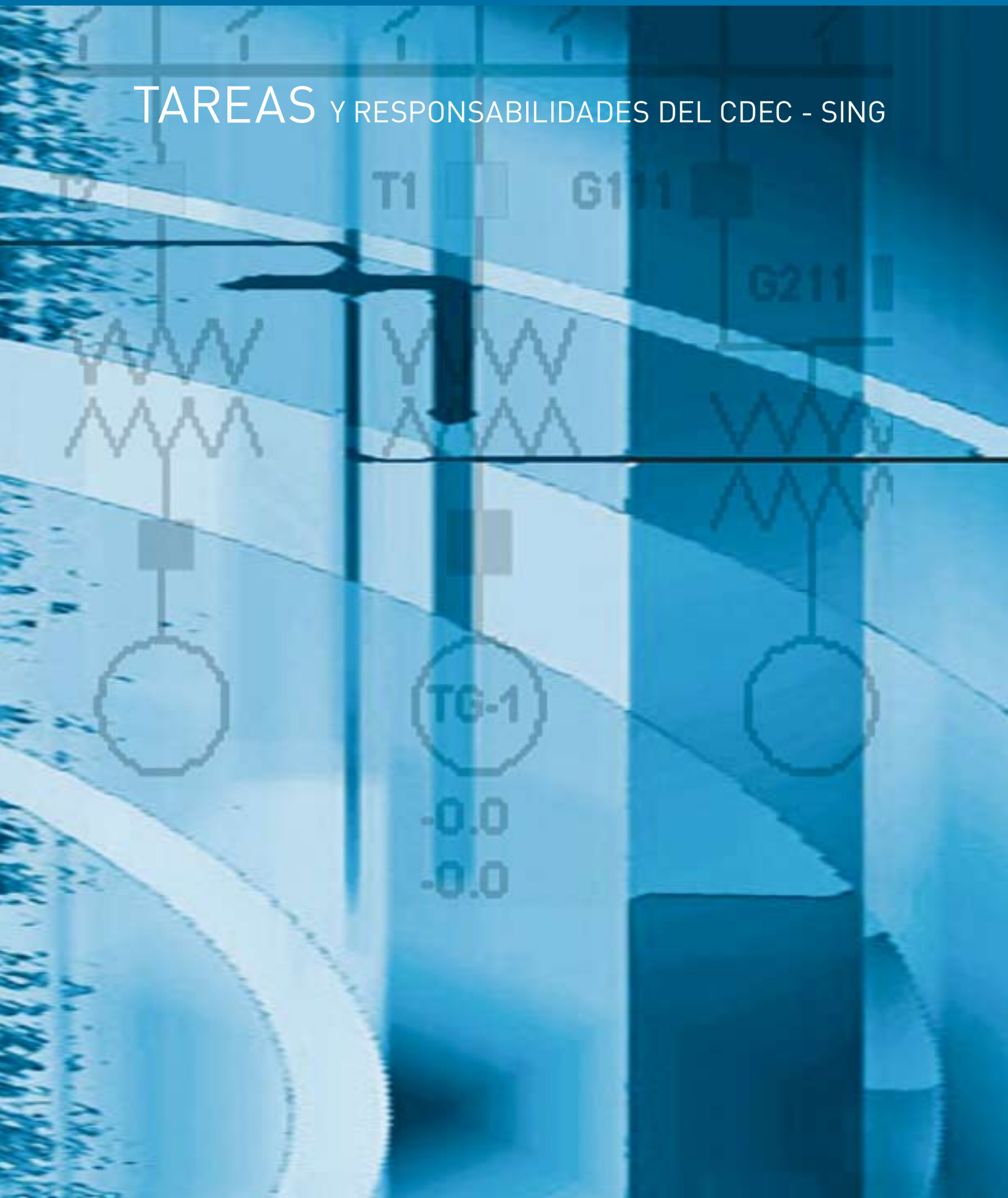
Durante el año 2006 se registraron nuevas puestas en servicio de instalaciones de transmisión de propiedad de empresas mineras, las cuales se indican a continuación:

- Modificación de Línea 220 kV Atacama - O'Higgins en Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins, (Minera Escondida).
- Subestación Nueva Victoria (Soquimich)
- Subestación Tap Off Barriles (Grace)
- Subestación Mantos de la Luna (Grace)
- Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna (Grace)

Finalmente, la potencia instalada bruta del SING a Diciembre del 2006 alcanzó los 3.595,8 MW.

LÍNEA 220 kV TARAPACÁ-LAGUNAS

TAREAS Y RESPONSABILIDADES DEL CDEC - SING



TAREAS Y RESPONSABILIDADES DEL CDEC-SING

MARCO REGLAMENTARIO DEL CDEC-SING

El marco reglamentario que a continuación se indica corresponde al vigente al 31 de Diciembre del 2006.
Según lo dispuesto en el DFL1/1982 modificado por Ley Num.19.940/2004, el CDEC-SING es responsable de:

a) Preservar la seguridad del servicio eléctrico del SING.
b) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SING.
c) Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

Esta coordinación conforme a lo estipulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, debe efectuarse de acuerdo a las normas y reglamentos que proponga la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Las instrucciones de coordinación que emanan del CDEC-SING son obligatorias para todo el conjunto de instalaciones del sistema, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica en el sistema.

Asimismo, cada integrante del Centro de Despacho Económico de Carga, separadamente, será responsable por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley o el reglamento. Las demás entidades que, de conformidad a la ley y el reglamento, deban sujetar la operación de sus instalaciones a la coordinación del CDEC-SING, responderán de igual modo por el cumplimiento de las instrucciones y programaciones que éste establezca.

Dentro de las obligaciones dispuestas para el CDEC-SING se encuentran:

a) Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo; y comunicarla a sus integrantes para que ellos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.

b) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación.

c) Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras del sistema.

d) Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.

e) Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC-SING.

f) Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir las exigencias de calidad de servicio y las demás normas dictadas conforme a la ley, e incluirlos en su reglamento interno.

g) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema.

h) Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo así como otras medidas necesarias para preservar la seguridad de servicio global del SING.

i) Elaborar los informes que el reglamento establece.

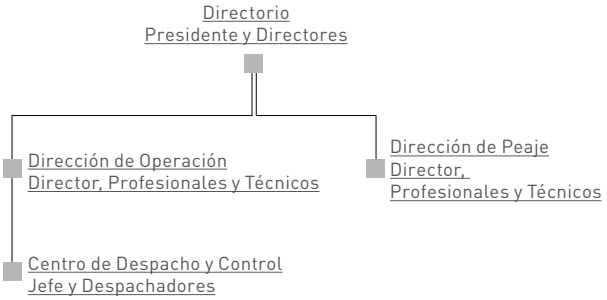
j) Verificar que en todos los nudos del sistema en que se efectúen retiros de energía, el nivel de seguridad de servicio cumpla con lo que señala la ley.

k) Establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al SING, o que sea modificada por su propietario, exigibles en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio.

l) Definir, administrar y operar los servicios complementarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio y minimizando los costos de operación del SING.

ESTRUCTURA DEL CDEC-SING

En conformidad con lo dispuesto en el DS N°327, el CDEC-SING tiene la siguiente estructura organizacional:



CENTRAL TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ

El Directorio es responsable de los aspectos normativos y de velar por el buen funcionamiento de las Direcciones de Operación y de Peajes. Entre sus principales actividades está la aprobación del reglamento interno del CDEC-SING.

De acuerdo a la ley, las discrepancias que se producen al interior del CDEC-SING deben ser sometidas a dictamen de un panel de expertos, en cuanto a aquellas materias que se determinen reglamentariamente. Este panel está integrado por siete profesionales, cinco ingenieros o licenciados en ciencias económicas y dos abogados, de amplia trayectoria profesional o académica, cuyo nombramiento se efectúa mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. La Dirección de Operación y la Dirección de Peajes están definidas como entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, encargadas de dar cumplimiento a sus actividades según los criterios generales que fije el Directorio.

La Dirección de Operación es responsable, entre otras funciones, de:

a) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias por parte de los generadores y transmisores del sistema para preservar la seguridad de servicio global del mismo.

b) Efectuar la planificación de corto, mediano y largo plazo de la operación y la coordinación de los mantenimientos de las unidades generadoras y líneas de transporte del SING, y comunicarlas oportunamente al Centro de Despacho y Control.

c) Controlar el cumplimiento de los programas establecidos en la planificación de la operación, tomar conocimiento de las desviaciones y sus causas y acordar las medidas conducentes a corregir las desviaciones indeseadas.

CENTRO DE CONTROL DE CENTRAL TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ

d) Calcular la potencia firme de cada central generadora y verificar los balances correspondientes para cada una de las empresas generadoras.

e) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras pertenecientes a los nudos del SING.

f) Determinar, mensualmente, los ingresos que hayan resultado en cada tramo del sistema de transmisión, a través de la valorización de las transferencias de electricidad de acuerdo a los procedimientos estipulados.

La Dirección de Peajes es responsable, entre otras funciones, de:

a) Proponer al Directorio las decisiones y procedimientos, destinados a garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión Troncal y de Subtransmisión, que operen interconectados en el SING.

b) Realizar las proyecciones de capacidad y uso según lo estipulado en el reglamento.

c) Determinar la liquidación de los costos de transmisión, los cuales deben ser cancelados por las empresas correspondientes.

d) Efectuar la licitación pública internacional para proyectos de ampliación en sistemas de transmisión troncal, resolverla, adjudicarla e informarla a los organismos correspondientes, realizando un análisis anual respecto de la consistencia en las instalaciones de desarrollo y expansión.

El Centro de Despacho y Control del CDEC-SING se encuentra en Antofagasta, y es el organismo encargado de efectuar la coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras y líneas de transporte.

INTEGRANTES DEL CDEC-SING

Según lo establecido en el DS N°6/1985, vigente al momento de constituirse el CDEC-SING y actualmente derogado, el CDEC-SING podía ser integrado por las empresas eléctricas cuya capacidad instalada de generación fuese superior al 2% de la potencia total instalada a la fecha de constitución del CDEC-SING y por los autoproductores cuya capacidad instalada de generación en condiciones normales fuera superior a la suma de su demanda máxima anual o al 2% de la potencia instalada en el Sistema a la fecha de constitución del CDEC-SING.

A la fecha de constitución del CDEC-SING, el Sistema tenía una potencia instalada de 745,1 MW, por lo que la capacidad instalada mínima para poder integrar el CDEC-SING fue igual a 14,90 MW.

Además de las empresas generadoras el DS N°327 incorpora al CDEC-SING las empresas cuyo giro principal sea administrar sistemas de transmisión de electricidad, con un nivel de tensión igual o superior a 23 kV, con a lo menos un tramo de línea de longitud superior a 100 km. Asimismo, se extiende la posibilidad a las empresas eléctricas cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 MW.

OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SING

La operación económica del SING privilegia el despacho de las unidades de menor costo variable de producción. Se define el costo variable de producción de una unidad generadora al producto de su consumo específico de combustible por el precio del mismo, más un costo variable no combustible, atribuible fundamentalmente a repuestos, aditivos químicos y lubricantes.

Para poder comparar adecuadamente los costos de generación de cada unidad generadora, se elabora una tabla de costos variables, que contiene el costo variable de producción de cada unidad generadora referido al centro de carga del sistema o nudo básico, mediante el uso de factores que consideran las pérdidas marginales de la red de transmisión (factores de penalización). El centro de carga corresponde actualmente al nudo CRUCERO 220 kV.

La planificación de la operación y el cálculo de los costos marginales se realiza semanalmente, resultando un programa de generación en el cual se considera la previsión horaria de la demanda, los mantenimientos de las unidades generadoras y del sistema de transmisión, así como las limitaciones técnicas de las unidades generadoras, entre las que se cuentan los límites de potencia máxima y mínima, tiempos de puesta en servicio y tiempo mínimo de permanencia en servicio.

El Centro de Despacho y Control del CDEC-SING, coordina en tiempo real con los correspondientes Centros de Control la ejecución del programa diario, realizando en tiempo real las correcciones en la operación, necesarias para absorber las variaciones o desviaciones respecto a lo programado.

ANTECEDENTES DE LAS INSTALACIONES DEL SING

UNIDADES GENERADORAS DEL SING 2006

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº Componentes	Potencia Bruta Total [MW]
Celta	Termoeléctrica Tarapacá	TGTAR (1)	1	23,750
		CTTAR	1	158,000
Edelnor	Chapiquiña	CHAP	2	10,200
	Diesel Arica	M1AR	3	2,997
		M2AR	2	2,924
		GMAR	4	8,400
	Diesel Iquique	SUIQ	3	4,200
		MIIQ	2	2,924
		MAIQ	1	5,936
		TGIQ	1	23,750
		MSIQ	1	6,200
	Diesel Antofagasta	MAAN	2	11,872
		GMAN	8	16,800
	Termoeléctrica Mejillones	CTM1	1	165,900
		CTM2	1	175,000
		CTM3	2	250,750
	Diesel Mantos Blancos (2)	MIMB	10	28,640
	Cavancha (3)	CAVA	1	2,602
Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	U10	1	37,500
		U11	1	37,500
		U12	1	85,300
		U13	1	85,500
		U14	1	128,300
		U15	1	130,300
		U16	2	400,000
		TG1	1	24,698
		TG2	1	24,931
		TG3 (4)	1	37,500
AES Gener	Salta	CC SALTA	3	642,800
Gasatacama Generación	Atacama	CC1	3	395,900
		CC2	3	384,700
	Diesel Enaex (5)	DEUTZ	3	1,959
		CUMMINS	1	0,722
Norgener	Termoeléctrica Norgener	NTO1	1	136,300
		NTO2	1	141,040
	TOTAL SISTEMA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006			**3595,795**

Notas: En tablas y gráficos se usarán abreviaciones para los nombres de las empresas integrantes, debiéndose entender por éstos como sigue:
Celta: Celta S.A.
Edelnor: Edelnor S.A.
Electroandina: Electroandina S.A.
AES Gener: AES Gener S.A.
Gasatacama: Gasatacama Generación S.A.
Norgener: Norgener S.A.
Transelec Norte: Transelec Norte S.A.

Barra Inyección	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio en el Sistema
Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1998
Tarapacá 220 kV	Vapor-Carbón	1999
Arica 66 kV	Hidro pasada	1967
Arica 66 kV	Motor Diesel	1953
Arica 66 kV	Motor Diesel	1961-63
Arica 66 kV	Motor Diesel	1973
Iquique 66 kV	Motor Diesel	1957
Iquique 66 kV	Motor Diesel	1963-64
Iquique 66 kV	Motor FO 6	1972
Iquique 66 kV	Turbogas Diesel	1978
Iquique 66 kV	Motor FO 6	1985
Antofagasta 13,8 kV	Motor FO 6	1970
Antofagasta 13,8 kV	Motor Diesel	1971-74-76
Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1995
Chacaya 220 kV	Vapor-Carbón	1998
Chacaya 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
Mantos Blancos 23 kV	Motor FO 6	1995
Iquique 66 kV	Hidro pasada	1995
Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
Central Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983
Central Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985
Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987
Central Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1990
Central Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001
Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
Central Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
Central Tocopilla 220 kV	Turbogas Gas Natural - Diesel	1993
Central Salta 345 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2000
Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
Central Atacama 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	1999
Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1995
Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1997

(1) Durante el período enero - noviembre 1999 la central 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 Edelnor.
(3) La central Cavancha es representada en el CDEC-SING por Edelnor.
(4) La Turbina a Gas queda disponible para operar con gas natural a partir de septiembre de 2000.
(5) La central Diesel Enaex es representada en el CDEC-SING por Gasatacama.

LINEAS DE TRANSMISIÓN DEL SING

LINEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS DEL CDEC-SING

Propietario	Línea de Transmisión	Voltaje (kV)	N° Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)	Tipo de sistema	Año de Puesta en servicio
Edelnor	Crucero - Lagunas 1	220	1	170,0	328	Adicional	1987
	Chacaya - Crucero	220	1	152,7	328	Adicional	1987
	Chacaya - Mantos Blancos	220	1	66,0	377	Adicional	1996
	Chacaya - Mejillones	220	1	1,3	377	Subtransmisión	1987
	Lagunas - Pozo Almonte	220	1	70,0	328	Adicional	1987
	Arica - Pozo Almonte	110	1	216,0	35	Subtransmisión	1987
	Capricornio - Alto Norte	110	1	44,1	137	Adicional	2000
	Capricornio - Antofagasta	110	1	28,0	137	Subtransmisión	2000
	Chacaya - Mejillones	110	1	1,4	122	Adicional	1995
	Salar - Calama	110	1	10,0	69	Subtransmisión	1982
	Mejillones - Antofagasta	110	1	63,3	80	Subtransmisión	1987
	Central Chapiquiña - Arica	66	1	84,0	48	Adicional	1967
	Central Diesel Arica - Arica	66	1	6,8	41	Subtransm./Adic.	1964
	Central Diesel Iquique - Iquique	66	1	1,6	48	Adicional	1970
	Iquique - Pozo Almonte 1	66	1	42,4	41	Subtransmisión	1964
	Iquique - Pozo Almonte 2	66	1	41,0	56	Subtransmisión	1987
	Pozo Almonte - Tamarugal	66	1	20,8	10	Subtransmisión	1968
Electroandina	Central Tocopilla - Crucero	220	2	71.4x2	330x2	Adicional	1986
	Crucero - Chuquicamata	220	1	68,0	330	Adicional	1986
	Crucero - Salar (ver nota 1)	220	1	75,4	330	Adicional	2005
	Salar - Chuquicamata (ver nota 2)	220	1	19,3	330	Adicional	2005
	Crucero - El Abra	220	1	101,0	330	Adicional	1995
	Crucero - Radomiro Tomic	220	1	82,0	450	Adicional	1996
	Central Tocopilla - A.Circuito N°1	110	1	141,0	90	Adicional	1910
	Central Tocopilla - A.Circuito N°2	110	1	141,0	90	Adicional	1910
	Central Tocopilla - A.Circuito N°3	110	1	141,0	90	Adicional	1915
	Central Tocopilla - Salar	110	1	152,0	90	Adicional	1982
	Tap Off El Loa - El Loa	220	1	8,4	91,4	Adicional	2000
AES Gener	Central Salta - Andes	345	1	408,0	777	Adicional	1999
	Andes - Oeste	220	1	38,0	290	Adicional	1999
	Andes - Nueva Zaldívar	220	2	63.3x2	370x2	Adicional	1999
	Nueva Zaldívar-Zaldívar	220	1	0,2	360	Adicional	1994
	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70,0	290	Adicional	1999
Norgener	Norgener - Crucero	220	2	72x2	948	Adicional	1997
	Laberinto - Oeste	220	1	85,0	290	Adicional	1998
	Laberinto - Lomas Bayas	220	1	10,0	209	Adicional	1997
	Oeste - Minsal	110	1	33,0	50	Adicional	1997
Transelec Norte	Atacama - Encuentro	220	2	153x2	416x2	Adicional	1999
	Atacama - Esmeralda	220	1	70,0	189	Subtransmisión	2001
	Crucero - Encuentro 1	220	1	0,8	404	Troncal	1999
	Crucero - Encuentro 2	220	1	0,8	404	Troncal	2000
	Crucero - Lagunas 2	220	1	173,2	183	Adicional	1998
	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	200x2	Adicional	1998
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70,0	189	Subtransmisión	2002
	Cóndores - Parinacota	220	1	225,0	189	Subtransmisión	2002
Total Líneas en 66 kV					**196,6**	**244**	
Total Líneas en 110 kV					**970,8**	**990**	
Total Líneas en 220 kV					**2.388,4**	**10.176**	
Total Líneas en 345 kV					**408,0**	**777**	
Total Empresas del CDEC-SING					**3.963,8**	**12.187**	

Notas:

(1) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación:

Tramo Crucero-Torre 323 de propiedad de Electroandina, Tramo Torre 323-Salar de propiedad de Codelco Norte.

(2) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación:

Tramo Salar-Torre 323 de propiedad de Codelco Norte, Tramo Torre 323-Chuquicamata de propiedad de Electroandina.

(3) La línea 220 kV Atacama - O›Higgins se desconectó de su extremo Atacama para luego conectarse el día 9 de noviembre del 2006 en la S/E Mejillones, quedando de este modo entregada a la operación comercial la Línea 220 kV Mejillones-O´Higgins.

LINEAS DE TRANSMISIÓN DE OTROS PROPIETARIOS

Propietario	Línea de Transmisión	Voltaje (kV)	N° Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)	Tipo de sistema	Año de Puesta en servicio
Minera Zaldívar	Crucero - Laberinto	220	1	133,0	330	Adicional	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar	220	1	75,0	330	Adicional	1994
Minera Escondida	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	203x2	Adicional	1999
	Atacama - O'Higgins (ver nota 3)	220	1	73,0	183	Adicional	2003
	Mejillones - O'Higgins (ver nota 3)	220	1	73,0	183	Adicional	2006
	Crucero - Escondida	220	1	236,0	270	Adicional	1995
	Domeyko - Escondida	220	1	7,0	180	Adicional	1999
	Domeyko - Laguna Seca	220	1	13,0	256	Adicional	2001
	Domeyko - Planta Óxidos	220	1	1,0	100	Adicional	1998
	Domeyko - Sulfuros	220	1	1,0	293	Adicional	2005
	Nueva Zaldívar - Sulfuros	220	1	13,0	293	Adicional	2006
	O'Higgins - Coloso	220	1	32,0	163	Adicional	1993
	O'Higgins - Domeyko	220	1	128,0	180	Adicional	1999
	Zaldívar - Escondida	220	1	14,0	300	Adicional	1995
Codelco Norte	Chuquicamata - A	100	2	9	100x2	Adicional	-
	Chuquicamata - Km6	100	1	5,9	100	Adicional	-
	Salar - Km6	100	2	2,2	62	Adicional	-
Minera Collahuasi	Lagunas - Collahuasi 1	220	1	118,0	180	Adicional	1996
	Lagunas - Collahuasi 2	220	1	118,0	180	Adicional	1998
	Encuentro - Collahuasi	220	1	201,0	109	Adicional	2004
Minera Quebrada Blanca	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18,0	180	Adicional	2002
Minera El Tesoro	Encuentro - El Tesoro	220	1	90,0	125	Adicional	2000
Minera Spence	Encuentro - Spence	220	1	67,0	318	Adicional	2005
Planta Molycop	Chacaya - Molycop	220	1	0,8	291	Adicional	2004
Fundición Alto Norte	Antofagasta - Alto Norte	110	1	24,0	122	Subtransm./Adic.	1993
Minera Michilla	Mejillones - El Lince	110	1	72,0	30	Adicional	1991
Minera Cerro Colorado	Pozo Almonte - Cerro Colorado	110	1	61,0	164	Adicional	1993
Grace	Barriles - Mantos de la Luna	110	1	27,0	70	Adicional	2005
Minera Meridian	Tap Off Palestina - El Peñón	66	1	65,7	60	Adicional	1999
Enaex	Endesa - Enaex	110	1	1,4	93	Adicional	1999
Endesa	Mejillones - Endesa	110	1	0,08	93	Adicional	1999
Minera Rayrock	Tap Off Pampa - Iván Zar	66	1	17	8	Adicional	1994
Minera Haldeman	Pozo Almonte - Sagasca	66	1	55,0	5	Adicional	1971
Emelari	Tap Off Quiani - Quiani	66	1	3,97	16	Subtransmisión	1998
Transemel	Esmeralda - La Portada	110	1	17,1	73	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Centro	110	1	0,6	73	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Uribe	110	1	16,2	73	Subtransmisión	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	6,7	73	Subtransmisión	2002
	Cóndores - Alto Hospicio	110	1	2,7	80	Subtransmisión	2002
	Alto Hospicio - Dragón	110	1	2,2	80	Subtransmisión	2002
	Cóndores - Palafitos	110	1	8,6	73	Subtransmisión	2002
	Cóndores - Pacífico	110	1	10,5	73	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Quiani	66	1	3,9	44	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Chinchorro	66	1	3,5	44	Subtransmisión	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	2,5	44	Subtransmisión	2002
Total Líneas en 66 kV				**151,6**	**221**		
Total Líneas en 110 kV				**250,0**	**1.170**		
Total Líneas en 220 kV				**1821,8**	**4.850**		
Total Otros propietarios				**2223,4**	**6.241**		
Total SING				**6187,2**	**18.428**		

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE 2006

CLIENTE	CATEGORÍA	BARRA DE SUMINISTRO	SUMINISTRADOR
ACF Minera	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
Aguas del Altiplano	Industrial	Pozo Almonte 66 kV - Tamarugal 66 kV - Arica 66 kV	Edelnor - Gasatacama
Cerro Colorado	Minería	Pozo Almonte 220 kV	Edelnor - Celta
Chuquicamata	Minería	Crucero 220 kV - C.Tocopilla 110 kV	Electroandina
Cia. Portuaria Mejillones	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Collahuasi	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
Cosayach	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
Desalant	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
DSM Minera	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
El Abra	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
El Peñón	Minería	C. Atacama 220 kV	Gasatacama
El Tesoro	Minería	Encuentro 220 kV	Gasatacama
Elecda	Distribuidora	Esmeralda 110 kV	Gasatacama
Eliqsa	Distribuidora	Cóndores 110 kV	Gasatacama
Emelari	Distribuidora	Parinacota 66 kV	Gasatacama
Enaex	Industrial	Mejillones 110 kV	Gasatacama
Escondida	Minería	Crucero 220 kV - C. Atacama 220 kV - Nueva Zaldívar 220 kV	Norgener-Gasatacama-Edelnor
Falconbridge	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Grace	Minería	Barriles 220 kV	AES Gener
Haldeman	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
Inacesa	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Lipesed	Minería	Tocopilla 5 kV	Electroandina
Lomas Bayas	Minería	Laberinto 220 kV	AES Gener
Mantos Blancos	Minería	Mantos Blancos 220 kV	Edelnor
Michilla	Minería	Mejillones 110 kV	Edelnor
Molycop	Industrial	Chacaya 220 kV	Edelnor
Polpaico	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Quebrada Blanca	Minería	Collahuasi 220 kV	Gasatacama
Quiborax	Minería	Arica 66 kV	Edelnor
Radomiro Tomic	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
Rayrock	Minería	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Santa Margarita	Minería	Calama 100 kV	Electroandina
Sermob	Industrial	Antofagasta 23 kV	Edelnor
Sierra Miranda	Minería	Capricornio 23 kV	Edelnor
Sociedad Chilena del Litio	Industrial	Capricornio 23 kV	Edelnor
Spence	Minería	Encuentro 220 kV	Edelnor
SQM El Loa	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
SQM Nitratos	Minería	Crucero 220 kV	Norgener
SQM Nva.Victoria	Minería	Lagunas 220 kV	Electroandina
SQM Salar	Minería	Laberinto 220 kV	Norgener
SQM Salar	Minería	El Negro 110 kV	Electroandina
Zaldívar	Minería	Laberinto 220 kV	AES Gener

DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL SING 2006

Fuente: Transelec S.A.

HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SING DURANTE EL AÑO 2006

PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Durante el año 2006 se pusieron en servicio nuevas instalaciones de transmisión de propiedad de empresas mineras las cuales se indican a continuación:

Empresa: Minera Escondida

Proyecto: Modificación de la ex Línea 220 kV Atacama-O'Higgins, la que consistió en la desconexión de su extremo Atacama y la conexión a la barra Mejillones 220 kV, así pasó a denominarse Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins.

Instalaciones puestas en servicio:

- Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins.
- Nueva planta Sulfuros.

Retiro de instalaciones:

- Línea 220 kV Atacama-O'Higgins.

Empresa: Sociedad Química y Minera de Chile S.A.

Proyecto: Conexión al SING.
Instalaciones puestas en servicio:

- Subestación Nueva Victoria 220/66/23 kV.

Empresa: Grace S.A.

Proyecto: Conexión al SING.
Instalaciones puestas en servicio:

- Subestación Tap Off Barriles 220/110 kV.
- Subestación Mantos de la Luna 110/23 kV.
- Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna

En cuanto a proyectos de generación no se ejecutó ninguno durante el año 2006.

OPERACIÓN

La generación bruta anual del SING alcanzó a 13.236 GWh que se desglosa según su combustible en:

- 49.9 % carbón.
- 48.4 % gas natural
- 1,2 % petróleo pesado y diesel
- 0,5 % generación de origen hidráulico.

El crecimiento de los consumos respecto del año 2005 se refleja en un aumento de 4,6 % en la generación bruta de energía y de 4,1 % en las ventas totales de energía. Por tipo de cliente, el 90,0% corresponde a clientes libres (consumo industrial y minero) y 10,0% a clientes regulados (empresas distribuidoras).

La demanda máxima del sistema se presentó el 15 de diciembre de 2006 en la hora 23, y se reflejó en un valor de generación bruta de 1.770 MW, lo que representa un incremento de 8.2% respecto de 2005.

Durante el año 2006 se continuó con la aplicación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro, publicada el 21 de marzo y modificada el 28 de mayo, ambas fechas del año 2005.

VARIOS

El 17 de enero de 2006 se publica en el diario oficial el Decreto Supremo N°244, que aprueba el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en el D.F.L. N° 1/82.

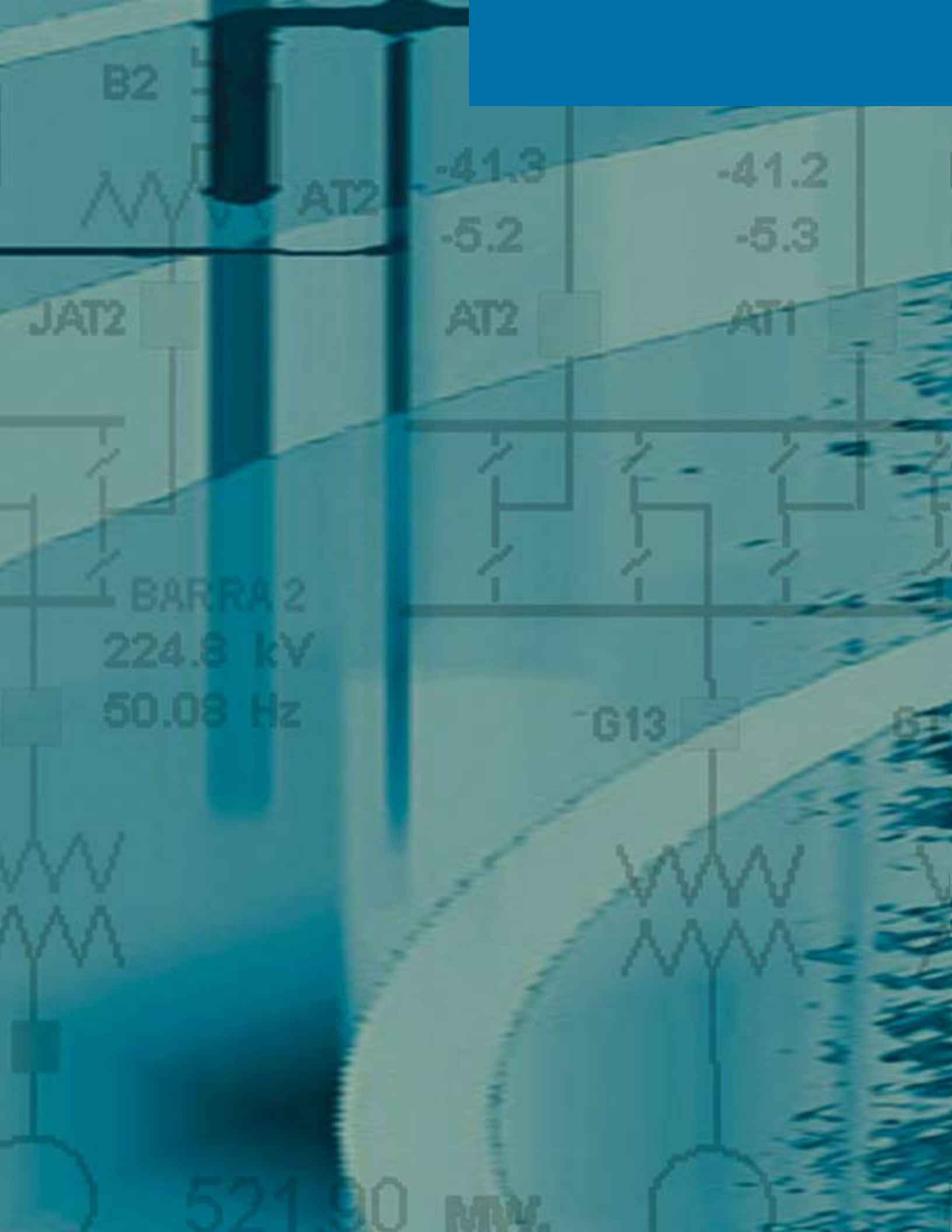
El 12 de abril de 2006 se publica el D.F.L. N° 2/2006, que introduce adecuaciones al D.F.L. N° 1/82 producto de la dictación de la Ley N°20.018.

El 16 de junio de 2006 se publica el Reglamento N°62, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en el D.F.L. N°1/82.

Durante el transcurso del año 2006 se presentaron y fueron resueltas 3 discrepancias por el Panel de Expertos asociadas al CDEC-SING. Los títulos de las discrepancias fueron los siguientes:

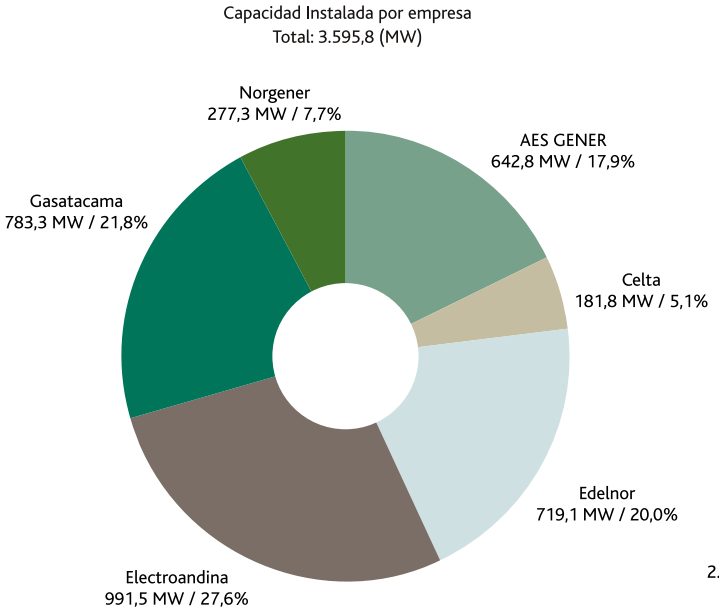
- Modificación al Reglamento Interno del CDEC-SING para establecer pagos provisionales por transferencias de energía entre empresas generadoras.
- Modificaciones al Reglamento Interno del CDEC-SING relativas a las consecuencias por no pago de facturas correspondientes a suministro de clientes libres.
- Propuesta efectuada por la empresa Electroandina S.A. para modificar los Manuales de Procedimiento Nºs 23 y 24 del Reglamento Interno, con aplicación a partir del año 2006.

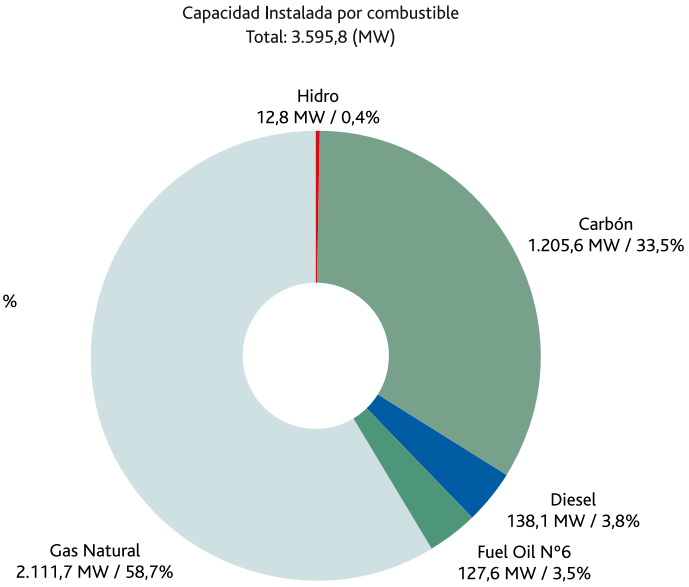
Además se recibió del señor Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción la resolución ministerial exenta N° 59/2006.


B2
AT2
-41.3
-5.2
-41.2
-5.3
JAT2
AT2
AT1
BARRA 2
224.8 kV
50.08 Hz
G13
MW

ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN 2006

CAPACIDAD INSTALADA
AÑO 2006





CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA PERIODO 1997 - 2006
EN UNIDADES FISICAS (MW)

Empresa \ Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Celta		24	158	182	182	182	182	182	182	182
Edelnor	296	471	471	722	719	719	719	719	719	719
Electroandina	629	629	629	629	1.029	1.029	1.037	992	992	992
Endesa	74	74	98							
AES Gener			416	643	643	643	643	643	643	643
Gasatacama			588	588	590	783	783	783	783	783
Norgener	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
TOTAL	**1.276**	**1.475**	**2.637**	**3.040**	**3.440**	**3.633**	**3.641**	**3.596**	**3.596**	**3.596**

EN PORCENTAJES (%)

Empresa \ Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Celta	0,0%	1,6%	6,0%	6,0%	5,3%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%
Edelnor	23,2%	31,9%	17,9%	23,7%	20,9%	19,8%	19,8%	20,0%	20,0%	20,0%
Electroandina	49,3%	42,6%	23,9%	20,7%	29,9%	28,3%	28,5%	27,6%	27,6%	27,6%
Endesa	5,8%	5,0%	3,7%							
AES Gener			15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%	17,9%
Gasatacama			22,3%	19,3%	17,2%	21,6%	21,5%	21,8%	21,8%	21,8%
Norgener	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%
TOTAL	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE
PERIODO 1997-2006

EN UNIDADES FISICAS (MW)

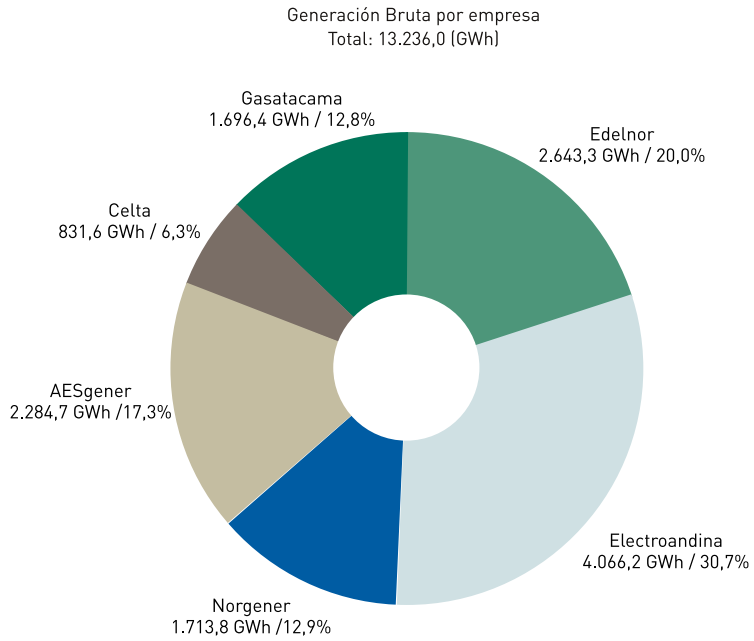
Combustible	Empresa	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hidro	Edelnor	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Subtotal		**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**
Carbón	Celta	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
	Edelnor	166	341	341	341	341	341	341	341	341	341
	Electroandina	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429
	Norgener	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
Subtotal		**873**	**1.048**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**	**1.206**
Diesel	Celta		24		24	24	24	24	24	24	24
	Edelnor	65	65	65	65	62	62	62	62	62	62
	Electroandina	80	80	80	42	42	42	50	50	50	50
	Endesa	74	74	98							
	Gasatacama					3	3	3	3	3	3
Subtotal		**218**	**242**	**242**	**130**	**130**	**130**	**138**	**138**	**138**	**138**
Fuel Oil	Edelnor	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	Electroandina	120	120	120	120	120	120	120	75	75	75
Subtotal		**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**173**	**128**	**128**	**128**
Gas Natural	Edelnor				251	251	251	251	251	251	251
	AES Gener			416	643	643	643	643	643	643	643
	Gasatacama			588	588	588	781	781	781	781	781
	Electroandina				38	438	438	438	438	438	438
Subtotal		**0**	**0**	**1.004**	**1.519**	**1.919**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**	**2.112**
TOTAL		**1.276**	**1.475**	**2.637**	**3.040**	**3.440**	**3.633**	**3.641**	**3.596**	**3.596**	**3.596**

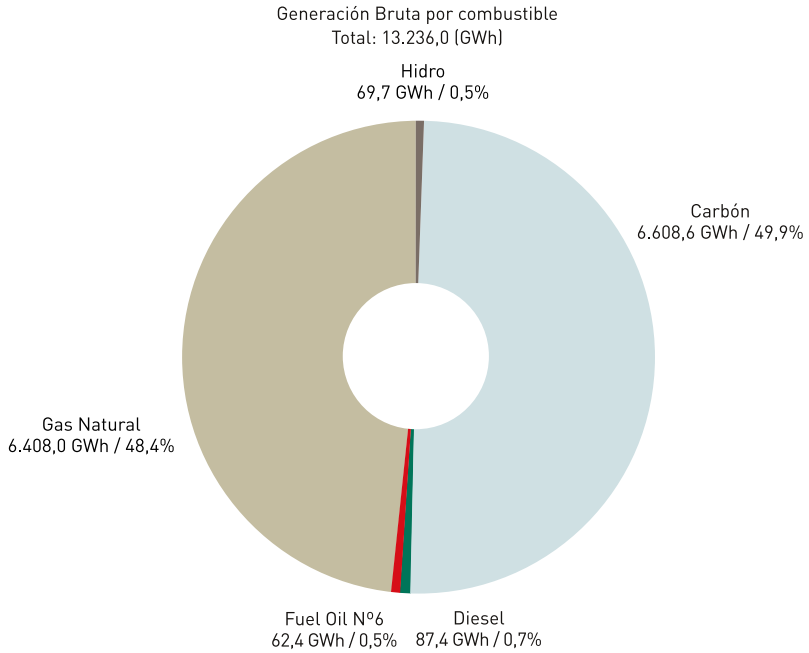
EN PORCENTAJES (%)

Combustible	Empresa	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hidro	Edelnor	1,0%	0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Subtotal		**1,0%**	**0,9%**	**0,5%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**
Carbón	Celta			6,0%	5,2%	4,6%	4,3%	4,3%	4,4%	4,4%	4,4%
	Edelnor	13,0%	23,1%	12,9%	11,2%	9,9%	9,4%	9,4%	9,5%	9,5%	9,5%
	Electroandina	33,6%	29,1%	16,3%	14,1%	12,5%	11,8%	11,8%	11,9%	11,9%	11,9%
	Norgener	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%
Subtotal		**68,4%**	**71,0%**	**45,7%**	**39,7%**	**35,0%**	**33,2%**	**33,1%**	**33,5%**	**33,5%**	**33,5%**
Diesel	Celta		1,6%		0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
	Edelnor	5,1%	4,4%	2,5%	2,1%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
	Electroandina	6,2%	5,4%	3,0%	1,4%	1,2%	1,2%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
	Endesa	5,8%	5,0%	3,7%							
	Gasatacama					0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Subtotal		**17,1%**	**16,4%**	**9,2%**	**4,3%**	**3,8%**	**3,6%**	**3,8%**	**3,8%**	**3,8%**	**3,8%**
Fuel Oil	Edelnor	4,1%	3,6%	2,0%	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%
	Electroandina	9,4%	8,1%	4,6%	3,9%	3,5%	3,3%	3,3%	2,1%	2,1%	2,1%
Subtotal		**13,5%**	**11,7%**	**6,5%**	**5,7%**	**5,0%**	**4,8%**	**4,7%**	**3,5%**	**3,5%**	**3,5%**
Gas Natural	Edelnor				8,2%	7,3%	6,9%	6,9%	7,0%	7,0%	7,0%
	AES Gener			15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%	17,9%
	Gasatacama			22,3%	19,3%	17,1%	21,5%	21,4%	21,7%	21,7%	21,7%
	Electroandina				1,2%	12,7%	12,0%	12,0%	12,2%	12,2%	12,2%
Subtotal				**38,1%**	**50,0%**	**55,8%**	**58,1%**	**58,0%**	**58,7%**	**58,7%**	**58,7%**
TOTAL		**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Notas:
- A partir del año 2000 se considera la unidad TG3 de Electroandina con combustible gas natural.
- Las unidades generadoras de Edelnor que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil.

GENERACION BRUTA
AÑO 2006





GENERACION DE LAS CENTRALES DEL SING
AÑO 2006 (GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
ELECTROANDINA													
Unidad 10 - 11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	6,0	5,9	0,0	0,0	0,0	4,3	19,3
Unidad 12 - 13	18,2	10,5	8,2	58,1	26,0	84,8	54,0	59,0	0,0	30,7	35,6	78,1	463,1
Unidad 14 - 15	92,5	100,2	124,7	157,1	172,3	165,4	136,6	126,2	164,8	157,1	150,9	140,0	1.687,8
Unidad 16 (CC)	185,7	164,3	184,1	152,4	175,6	111,3	169,2	89,0	172,9	212,7	153,3	113,3	1.883,9
T.Gas 1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
T.Gas 2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
T.Gas 3	2,1	0,4	0,0	0,2	0,1	1,4	0,2	1,5	0,3	1,7	0,4	3,4	11,8
Total Gen. Bruta	**298,6**	**275,5**	**317,1**	**367,9**	**373,9**	**365,9**	**366,1**	**281,6**	**338,0**	**402,1**	**340,1**	**339,2**	**4.066,2**
Consumos Propios	14,0	13,7	15,2	20,9	19,6	22,0	18,9	17,7	17,2	19,8	18,9	20,3	218,3
Total Gen. Neta	**284,7**	**261,8**	**301,8**	**347,0**	**354,3**	**343,9**	**347,3**	**263,9**	**320,8**	**382,3**	**321,2**	**318,9**	**3.847,9**
EDELNOR													
C.H. Chapiquiña	5,2	5,0	5,7	5,5	4,0	3,9	4,0	3,8	4,2	4,8	4,0	4,8	54,6
C.H. Cavancha	1,3	1,2	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	15,1
C.D. Arica	0,2	0,1	0,0	0,4	0,4	1,1	1,2	0,8	0,3	0,4	0,6	1,2	6,7
C.D. y T.G. Iquique	0,4	0,4	0,1	1,0	1,2	2,7	1,4	1,0	0,4	1,3	1,2	1,7	12,8
C.D. Antofagasta	0,2	0,3	0,1	0,8	0,7	1,8	2,2	1,3	0,4	2,1	2,1	2,8	14,8
C.D. M.Blancos	0,4	0,4	0,0	1,8	1,4	4,6	4,0	2,4	1,0	3,6	2,4	3,3	25,5
C.T. Mejillones 3 (CC)	130,1	88,5	95,3	59,2	51,3	36,0	32,7	0,0	0,0	0,0	28,8	77,9	599,9
C.T. Mejillones 1	54,9	76,7	75,4	61,9	56,0	93,0	75,1	99,9	77,0	84,4	46,0	80,2	880,4
C.T. Mejillones 2	99,4	23,3	55,3	109,5	109,9	103,3	105,6	113,1	108,1	17,6	75,9	112,7	1.033,4
Total Gen. Bruta	**292,1**	**195,9**	**233,2**	**241,3**	**226,2**	**247,6**	**227,5**	**223,5**	**192,6**	**115,4**	**162,1**	**285,9**	**2.643,3**
Consumos Propios	17,8	11,8	14,9	16,7	11,2	10,4	20,2	17,0	14,9	2,2	10,6	21,1	168,8
Total Gen. Neta	**274,3**	**184,1**	**218,3**	**224,6**	**215,0**	**237,2**	**207,2**	**206,5**	**177,7**	**113,2**	**151,4**	**264,8**	**2.474,6**
CELTA													
C.T. Tarapacá	27,0	46,0	56,7	81,5	102,3	76,8	72,8	79,3	81,4	49,2	63,4	93,7	830,1
TGTAR	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	1,6
Total Gen. Bruta	**27,1**	**46,1**	**56,7**	**81,5**	**102,4**	**76,9**	**73,0**	**79,4**	**81,6**	**49,3**	**63,6**	**94,1**	**831,6**
Consumos Propios	2,1	3,8	5,5	6,6	8,2	7,2	6,8	6,8	6,5	4,4	6,0	8,1	72,0
Total Gen. Neta	**25,0**	**42,3**	**51,2**	**74,9**	**94,3**	**69,7**	**66,2**	**72,5**	**75,1**	**44,9**	**57,6**	**86,0**	**759,6**

GENERACION DE LAS CENTRALES DEL SING
AÑO 2006 (GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	14,7	28,6	16,9	60,8	65,3	85,8	86,9	86,3	88,4	71,4	78,3	92,7	776,1
Nueva Tocopilla 2	61,1	57,4	57,0	85,4	87,3	90,5	85,9	94,3	89,1	93,9	92,3	43,5	937,7
Total Gen. Bruta	**75,8**	**86,1**	**73,9**	**146,2**	**152,5**	**176,3**	**172,8**	**180,6**	**177,5**	**165,3**	**170,6**	**136,1**	**1.713,8**
Consumos Propios	6,8	7,8	6,9	10,6	11,5	12,1	12,0	12,4	12,2	11,3	11,9	9,4	124,9
Total Gen. Neta	**69,0**	**78,3**	**67,0**	**135,6**	**141,0**	**164,2**	**160,8**	**168,2**	**165,3**	**154,0**	**158,7**	**126,7**	**1.588,9**
GASATACAMA													
C. Atacama TG1A	0,8	0,8	0,0	5,5	5,7	0,0	0,0	18,1	13,1	43,7	24,8	9,8	122,2
C. Atacama TG1B	7,5	19,2	0,0	8,2	10,1	0,0	7,4	11,3	12,8	35,0	15,8	11,4	138,7
C. Atacama TV1C	3,7	10,8	0,0	6,3	7,6	0,0	3,1	18,8	16,2	48,3	23,9	12,1	150,6
C. Atacama TG2A	72,1	57,5	74,1	27,3	60,4	1,4	53,0	9,0	0,0	19,0	19,4	16,3	409,5
C. Atacama TG2B	51,5	52,8	64,6	19,1	0,2	23,1	4,7	25,7	23,1	35,2	48,9	51,2	400,0
C. Atacama TV2C	74,7	66,8	83,2	26,5	34,4	13,4	33,3	19,7	13,0	30,8	40,8	38,9	475,5
D Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Bruta	**210,3**	**207,8**	**221,9**	**92,8**	**118,4**	**37,9**	**101,6**	**102,5**	**78,2**	**211,9**	**173,6**	**139,6**	**1.696,4**
Consumos Propios	6,8	5,6	4,9	4,8	5,8	3,6	4,6	4,3	3,8	6,2	5,8	5,1	61,4
Total Gen. Neta	**203,5**	**202,2**	**216,9**	**88,0**	**112,7**	**34,3**	**96,9**	**98,2**	**74,4**	**205,7**	**167,8**	**134,5**	**1.635,0**
AES GENER													
Central Salta	183,8	169,8	193,9	148,8	160,7	189,8	202,2	202,9	205,2	211,3	203,7	212,6	2.284,7
Total Gen. Bruta	**183,8**	**169,8**	**193,9**	**148,8**	**160,7**	**189,8**	**202,2**	**202,9**	**205,2**	**211,3**	**203,7**	**212,6**	**2.284,7**
Consumos Propios	4,2	3,9	4,3	2,7	2,3	3,7	3,8	3,7	3,9	4,5	4,4	4,6	46,1
Total Gen. Neta	**179,6**	**165,8**	**189,6**	**146,2**	**158,5**	**186,0**	**198,3**	**199,2**	**201,3**	**206,8**	**199,3**	**207,9**	**2.238,6**
TOTAL SING													
Generación Bruta	**1.087,8**	**981,1**	**1.096,7**	**1.078,6**	**1.134,2**	**1.094,4**	**1.143,1**	**1.070,5**	**1.073,2**	**1.155,4**	**1.113,7**	**1.207,4**	**13.236,0**
Consumos Propios	51,7	46,6	51,8	62,3	58,4	59,0	66,4	62,0	58,6	48,5	57,7	68,6	691,5
Generación Neta	**1.036,0**	**934,5**	**1.044,9**	**1.016,3**	**1.075,8**	**1.035,4**	**1.076,7**	**1.008,5**	**1.014,6**	**1.106,9**	**1.056,0**	**1.138,9**	**12.544,5**
Pérdidas de Transmisión	46,1	36,3	55,1	38,3	49,5	40,1	37,8	41,4	32,8	48,3	41,1	48,4	515,1
Ventas a clientes libres	**889,1**	**805,4**	**888,9**	**877,9**	**922,9**	**889,7**	**929,0**	**858,9**	**876,0**	**947,5**	**908,1**	**980,4**	**10.773,772**
Ventas a clientes regulados	**100,8**	**92,8**	**100,9**	**100,0**	**103,4**	**105,7**	**110,0**	**108,2**	**105,8**	**111,1**	**106,9**	**110,1**	**1.255,665**
Total Ventas	**989,9**	**898,2**	**989,8**	**977,9**	**1.026,3**	**995,4**	**1.039,0**	**967,1**	**981,8**	**1.058,6**	**1.014,9**	**1.090,5**	**12.029,437**

GENERACION DE LAS CENTRALES DEL SING
PERIODO 1997 - 2006 (GWh)

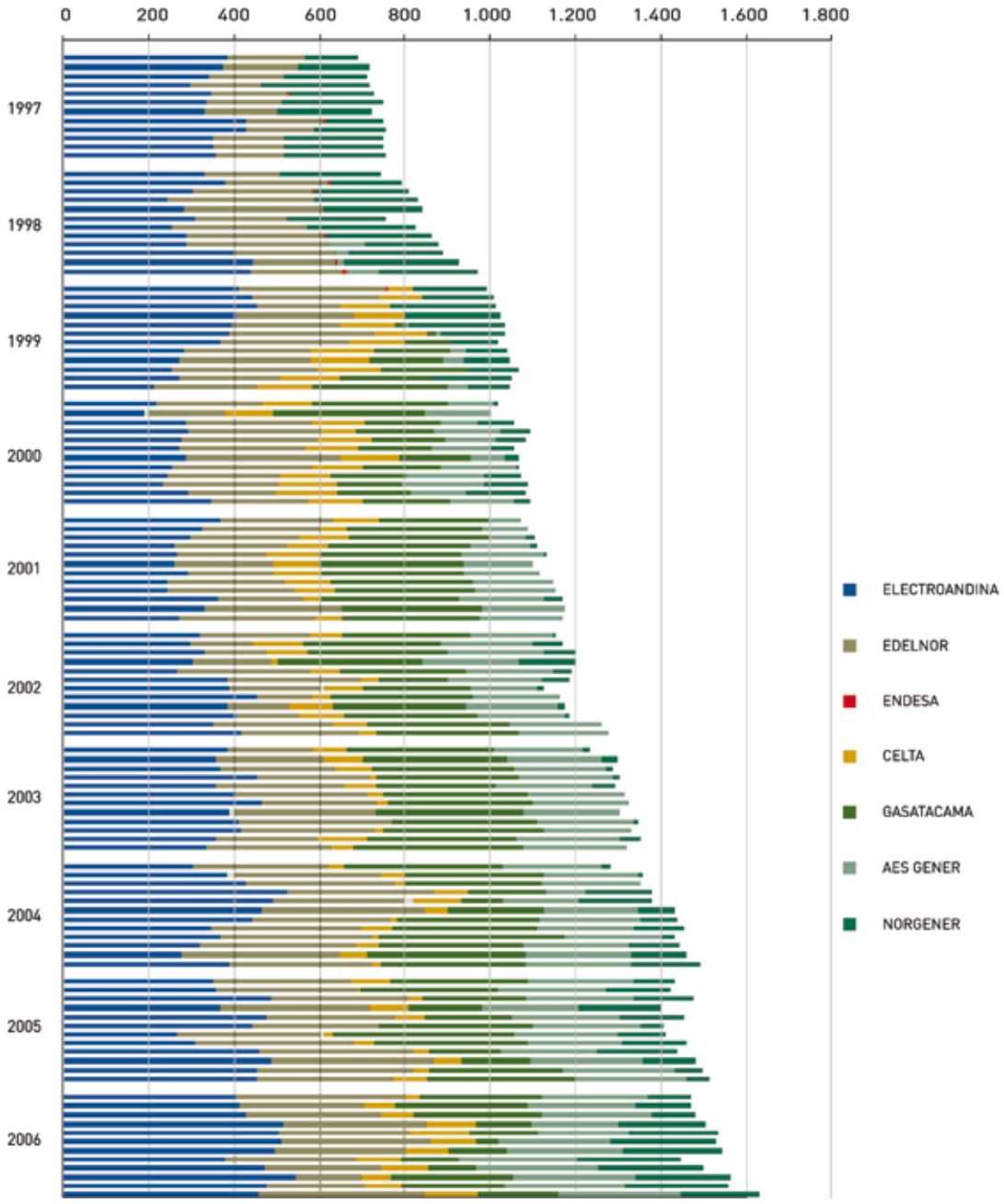
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CELTA										
CTTAR		145	1.083	1.061	760	639	435	435	422	830
TGTAR		11	0	17	3	1	1	2	0	2
Total Generación Bruta		156	1.083	1.079	763	640	436	436	423	832
Consumos Propios		12	82	84	67	61	40	39	39	72
Total Generación Neta		143	1.001	995	696	579	397	398	383	760
EDELNOR										
CHAP	43	35	46	43	53	54	51	51	45	55
CAVA	14	15	14	13	12	13	14	15	15	15
C. D. Arica	17	15	23	6	5	2	1	5	2	7
C. D. Iquique	57	52	62	32	14	8	6	11	4	13
C. D. Antofagasta	38	55	58	8	5	2	2	7	2	15
MIMB	42	43	59	9	7	6	7	16	4	26
ENAEX	0	1	0	0						
CTM1	1.299	1.316	1.092	618	257	18	144	498,7	446,6	880
CTM2		810	1.139	984	774	918	575	1.003	849	1033
CTM3			2	711	1.131	849	1.695	1.449	1.601	600
Total Generación Bruta	**1.510**	**2.341**	**2.493**	**2.424**	**2.257**	**1.870**	**2.495**	**3.055**	**2.970**	**2643**
Consumos Propios	101	165	174	173	131	111	113	162	159	169
Total Generación Neta	**1.409**	**2.176**	**2.319**	**2.251**	**2.125**	**1.759**	**2.382**	**2.892**	**2.810**	**2475**
ELECTROANDINA										
U09	101	45	12	0	0	0	0	0	0	0
U10 - U11	58	40	149	56	29	1	0	7	0	19
U12 - U13	927	768	1.182	503	338	663	455	478	207	463
U14 - U15	2.040	1.988	1.623	1.509	664	1.266	1.304	1.409	1.549	1.688
U16				192	1.458	1.174	1.627	1.458	1.753	1.884
TG1 - TG2	1	2	18	22	16	7	2	2	1	0
TG3	8	19	21	32	43	4	11	91	43	12
Total Generación Bruta	**3.135**	**2.862**	**3.005**	**2.315**	**2.548**	**3.115**	**3.398**	**3.444**	**3.553**	**4.066**
Consumos Propios	223	204	208	178	139	199	198	194	191	218
Total Generación Neta	**2.912**	**2.658**	**2.797**	**2.137**	**2.409**	**2.917**	**3.201**	**3.250**	**3.361**	**3.848**
ENDESA (1)										
TG Mej. 1 - 2	8	24	0							
TG Mej. 3	0	0								
TGTAR			6							
Total Generación Bruta	**8**	**24**	**6**							
Consumos Propios	0	0	0							
Total Generación Neta	**8**	**24**	**6**							

(1) En 1993 Endesa puso en servicio dos Turbinas a Gas en la S/E Mejillones, con capacidad de 74 MW, las cuales se retiraron del SING a partir del 03 de Enero de 1999 para ser trasladadas al SIC. En 1995 Endesa puso en servicio una Turbina a Gas en la S/E Mejillones, con capacidad de 23,75 MW, la cual se retiró del SING el 01 de Enero de 1997. En 1998 se reintegra al SING en la S/E Tarapacá como propiedad de CELTA S.A. y con la denominación de TGTAR.

GENERACION DE LAS CENTRALES DEL SING
PERIODO 1997 - 2006 (GWh)

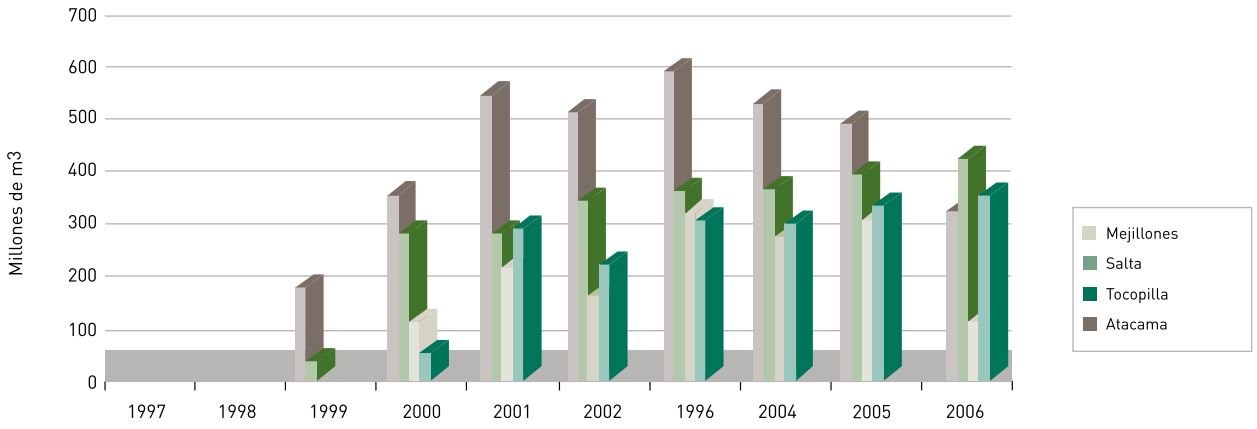
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
AES GENER										
TG11			102							
TG12			12							
CC Salta				1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285
Total Generación Bruta			114	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285
Consumos Propios			0	27	35	45	46	43	44	46
Total Generación Neta			114	1.191	1.351	1.768	1.904	1.860	2.110	2.239
GASATACAMA										
CC1			801	970	1.462	1.431	1.434	1.168	1.144	412
CC2			116	812	1.368	1.216	1.568	1.530	1.338	1.285
ENAEX					0	0	0	0	0	0
Total Generación Bruta			916	1.782	2.830	2.647	3.002	2.698	2.482	1.696
Consumos Propios			39	70	91	77	82	82	69	61
Total Generación Neta			877	1.711	2.739	2.570	2.920	2.615	2.413	1.635
NORGENER										
NTO1	856	1.016	526	264	1	63	16	216	549	776
NTO2	883	960	858	246	67	252	126	578	528	938
Total Generación Bruta	1.740	1.975	1.384	511	68	315	142	794	1.077	1.714
Consumos Propios	120	133	109	52	7	32	14	67	91	125
Total Generación Neta	1.620	1.843	1.275	458	61	283	128	727	986	1.589
TOTAL SING										
Generación Bruta	6.392	7.358	9.001	9.327	9.852	10.400	11.424	12.330	12.657	13.236
Consumos Propios	444	514	612	585	471	524	492	587	594	692
Generación Neta	5.948	6.844	8.389	8.743	9.381	9.876	10.932	11.743	12.063	12.544
Pérdidas de Transmisión	200	227	269	345	390	394	452	503	504	515
Ventas a clientes libres	5.019	5.868	7.313	7.499	8.046	8.473	9.433	10.164	10.401	10.774
Ventas a clientes regulados	730	748	807	899	945	1.009	1.047	1.075	1.159	1.256
Total Ventas	5.749	6.616	8.120	8.398	8.991	9.482	10.480	11.240	11.560	12.029

GENERACION MEDIA HORARIA MENSUAL (MW)
PERIODO 1997 - 2006



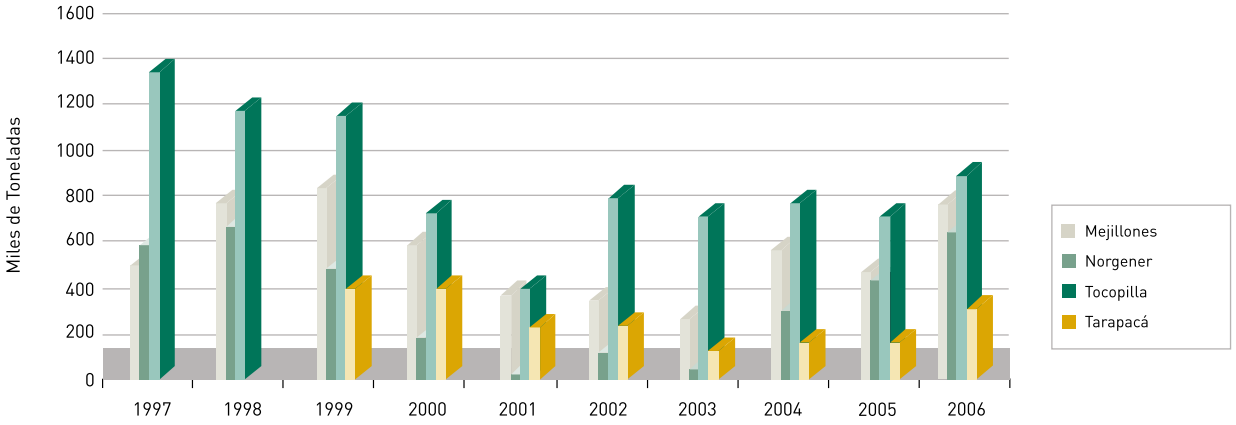
CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES POR CENTRAL
PERIODO 1997 - 2006

Consumo Anual de Gas Natural por Central



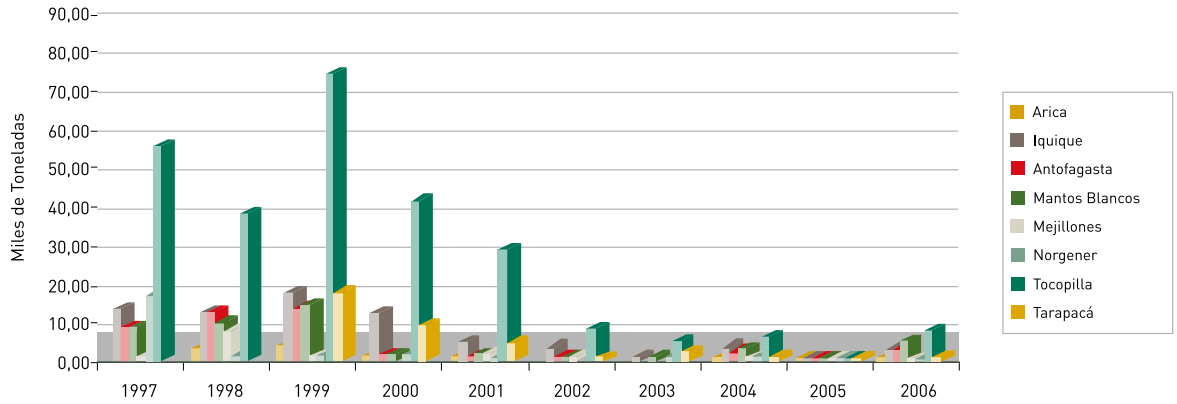
Nota: La utilización de gas natural como combustible para la generación comenzó en el año 1999.

Consumo Anual de Carbón por Central



Nota: A partir del año 2001 el consumo de Central Mejillones corresponde a la mezcla Carbón-Petcoke
A partir del año 2004 el consumo de las centrales Tocopilla y Norgener corresponde a la mezcla Carbón-Petcoke

Consumo Anual de Combustibles Líquidos por Central

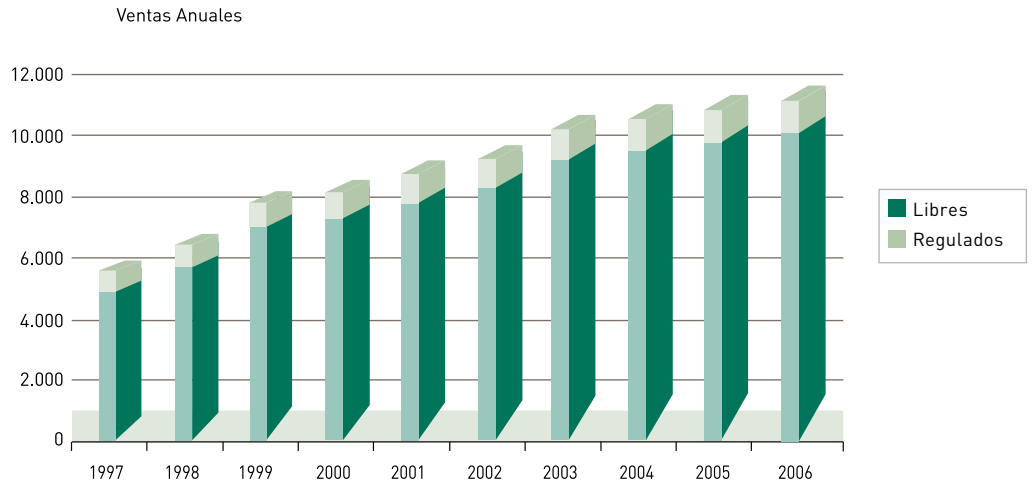


Nota: Los consumos de combustibles líquidos corresponden a Petróleo Diesel y Fuel Oil Nº 6

VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)
PERIODO 1997 - 2006

Año	Clientes Libres	Ventas Clientes Regulados	Total	Anual	Crecimiento Promedio Acumulado	Acumulado
1997	5.019	730	5.749	15,4%	19,3%	69,4%
1998	5.868	748	6.616	15,1%	18,2%	94,9%
1999	7.313	807	8.120	22,7%	19,1%	139,2%
2000	7.499	899	8.398	3,4%	16,5%	147,4%
2001	8.046	945	8.991	7,1%	15,2%	164,9%
2002	8.473	1.009	9.482	5,5%	13,9%	179,3%
2003	9.433	1.047	10.480	10,5%	13,6%	208,8%
2004	10.164	1.075	11.240	7,2%	12,9%	231,1%
2005	10.401	1.159	11.560	2,8%	12,0%	240,6%
2006	10.774	1.256	12.029	4,1%	11,4%	254,4%

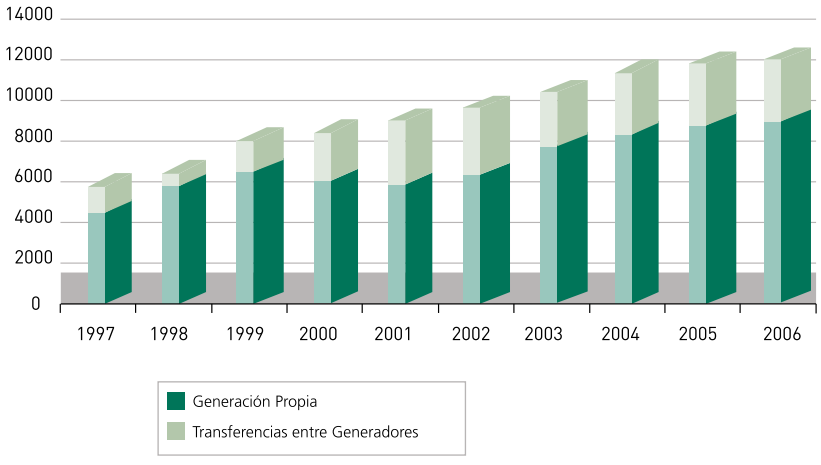
Nota: El crecimiento porcentual acumulado está referido a las ventas del año 1994 (3.394,4 GWh).
Las ventas anuales corresponden a la generación neta menos las pérdidas de transmisión.



COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)
PERIODO 1997 - 2006

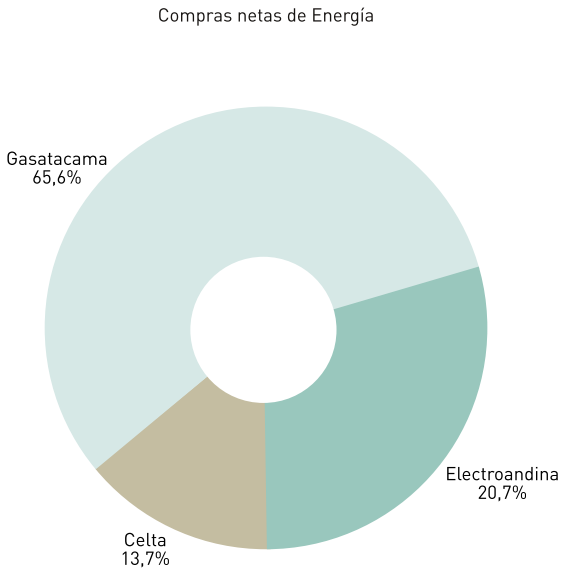
Año	Ventas de Energía (GWh)	Generación Propia (GWh)	Transferencias entre Generadores (GWh)	Porcentaje Transferencias/Ventas (%)
1997	5.749	4.380	1.369	24%
1998	6.616	5.581	1.035	16%
1999	8.120	6.415	1.705	21%
2000	8.398	6.007	2.391	28%
2001	8.991	5.808	3.183	35%
2002	9.482	6.299	3.183	34%
2003	10.480	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%

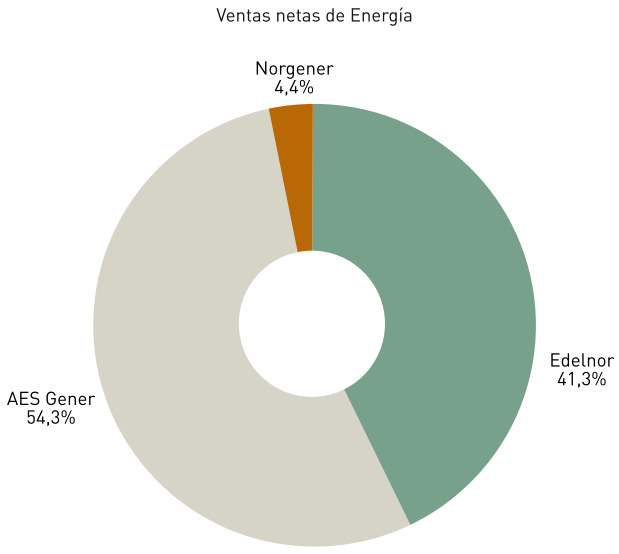
Composición de las Ventas Anuales



TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) 2006

EMPRESA		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
CELTA	Compras	62,3	39,7	32,8	16,0		16,3	33,6	28,7	22,5	55,8	26,8	8,5	343,1
	Ventas					0,2								
EDELNOR	Compras										26,2			
	Ventas	156,6	82,0	102,5	115,4	101,0	120,4	98,7	93,8	64,5		16,2	106,6	1.057,6
ELECTROANDINA	Compras	84,3	80,1	71,2	18,7	31,7	20,5	21,6	96,9	18,8		38,5	58,4	
	Ventas										23,0			23,0
AES GENER	Compras													
	Ventas	113,0	104,8	115,2	76,1	85,4	113,6	121,9	121,4	126,3	129,1	122,6	127,7	1.357,0
GASATACAMA	Compras	67,1	38,4	54,7	175,4	167,9	235,5	190,5	161,1	192,8	90,2	104,2	160,4	1.638,1
	Ventas													
NORGENER	Compras	55,9	28,6	59,0									6,9	150,3
	Ventas				18,6	12,9	38,4	25,2	71,6	43,2	20,1	30,7		260,7





TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh)
PERIODO 1997 - 2006

		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CELTA	Compras	-	0,4	-	21,2	263,6	390,8	601,4	663,2	628,5	343,1
	Ventas		144,5	419,8	116,0	10,4					0,2
EDELNOR	Compras	458,2	140,8	97,1	97,8	54,9					26,2
	Ventas		286,3	273,0	255,3	292,1	801,1	1.263,8	1.637,3	1.522,8	1.057,6
ELECTROANDINA	Compras	173,4	683,0	733,3	1.438,0	1.497,4	1.109,5	831,7	1.000,1	968,1	540,8
	Ventas	105,2	5,0	20,2					18,9		23,0
ENDESA	Compras	23,2	210,9	260,2							
	Ventas	0,7	0,3								
AES GENER	Compras			397,4		2,7					
	Ventas				473,7	629,2	997,8	1.088,9	1.050,3	1.335,6	1.357,0
GASATACAMA	Compras			0,3			24,0	3,5	430,2	806,1	1.638,1
	Ventas			844,4	1.549,6	2.251,5	792,7	350,1	126,3	36,1	
NORGENER	Compras	3,7		216,4	833,9	1.364,7	1.067,2	1.266,1	739,2	503,1	150,3
	Ventas	604,6	645,6	172,0						11,3	260,7

Notas:
Valores provisorios para los meses de mayo de 2000 a diciembre de 2006.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) AÑO 2006

BALANCE DE POTENCIA FIRME 2006

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
Inyecciones [MW]	75,7	339,1	455,3	321,2	366,8	118,4	1.676,4
Retiros [MW]	141,7	170,4	522,0	102,2	475,1	195,7	1.607,1
Balance [MW]	-66,0	168,7	-66,7	219,0	-108,2	-77,3	69,4

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA FIRME 2006

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
COMPRAS (MW)	71,8		86,8		122,9	80,4	362,0
VENTAS (MW)		159,1		202,9			362,0

Fijación Tarifaria	Vigencia Desde	Hasta	Precio Potencia ($/kW-mes)
Oct - 05	01/11/2005	30/04/2006	3.594,48
Abr - 06	01/05/2006	26/06/2006	3.662,67
Abr - 06	27/06/2006	19/10/2006	3.672,49
Abr - 06	20/10/2006	31/10/2006	3.769,31
Oct - 06	01/11/2006	31/12/2006	3.734,15

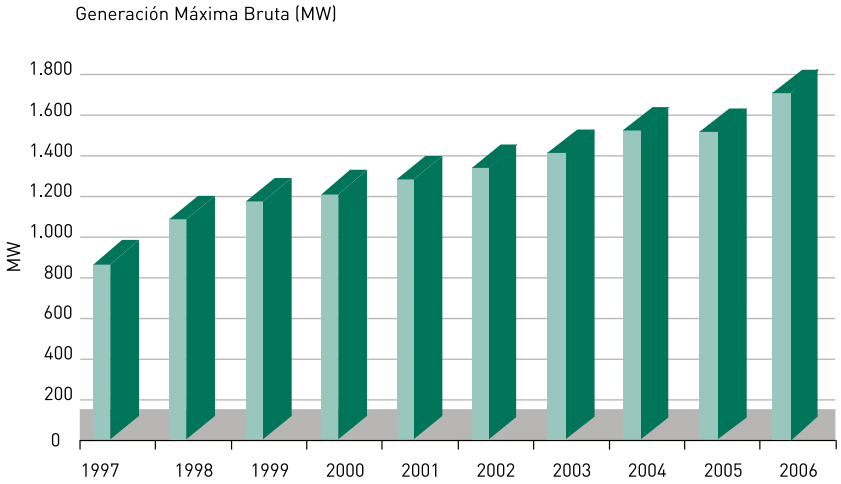
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh)
PERIODO 1997 - 2006

	CELTA		EDELNOR		ENDESA		ELECTROANDINA		AES GENER		GASATACAMA		NORGENER	
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
1997			92,5			22,9		21,7						47,9
1998		13,0	40,8		42,1			43,5						26,4
1999	2,5		62,5					14,5	72,0			40,0		82,5
2000	45,3		81,3				206,0			156,6		242,8	66,8	
2001	59,4		33,5				146,6			152,0		172,8	85,3	
2002 (ene-mar)	48,5			145,8			138,0			183,2	73,0		69,4	
2002 (abr-dic)	55,1			141,7			174,0			178,9	9,8		81,7	
2003	52,9			123,9			117,5			164,4	34,9		83,1	
2004	65,5			132,3			119,3			179,6	43,0		84,2	
2005	56,4			140,1			124,2			184,6	61,4		82,7	
2006	71,8			159,1			86,8			202,9	122,9		80,4	

DEMANDA MAXIMA ANUAL DEL SING
PERIODO 1997 - 2006

Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Bruta (MW)
1997	25-nov.-97	22	866	812
1998	23-dic.-98	23	1.087	1.021
1999	13-dic.-99	22	1.173	1.094
2000	15-dic.-00	22	1.213	1.153
2001	5-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

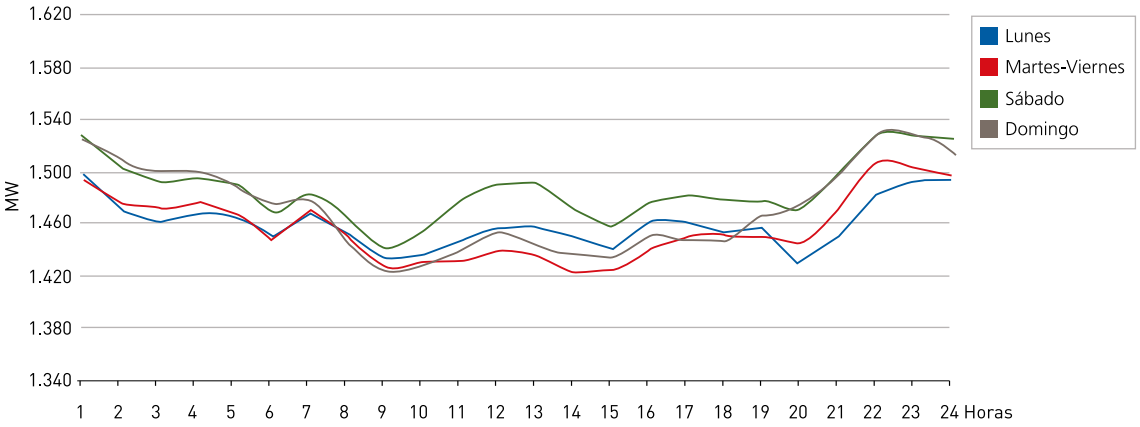
Nota:
La Demanda Máxima Bruta se obtiene como la generación bruta menos los consumos propios de las centrales.



GENERACION BRUTA HORARIA. CURVAS DIARIAS TIPICAS-AÑO 2006

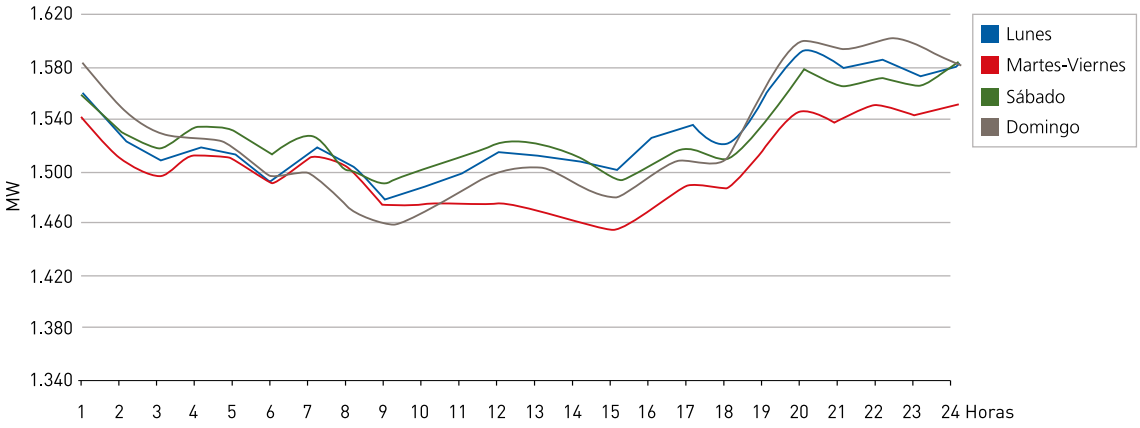
Generación Bruta Promedio Horaria 2006

Enero - Marzo



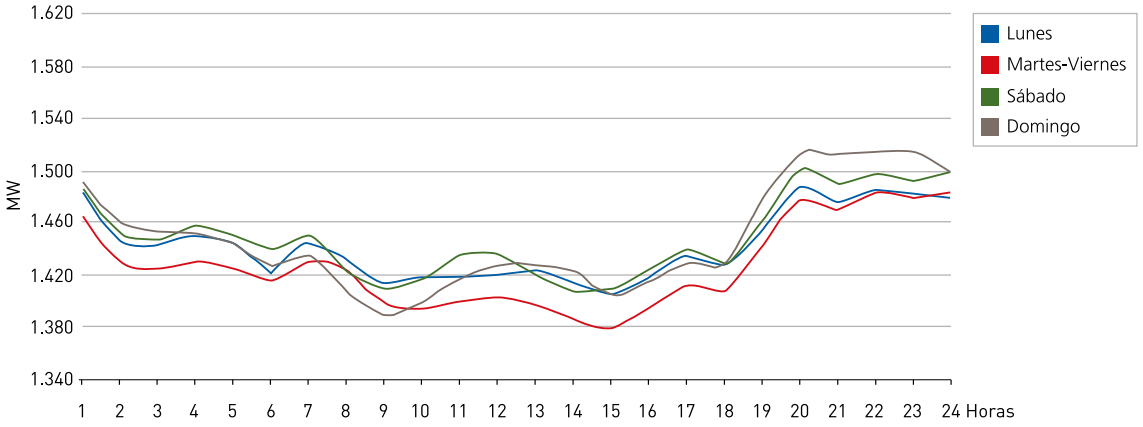
Generación Bruta Promedio Horaria 2006

Abril - Junio



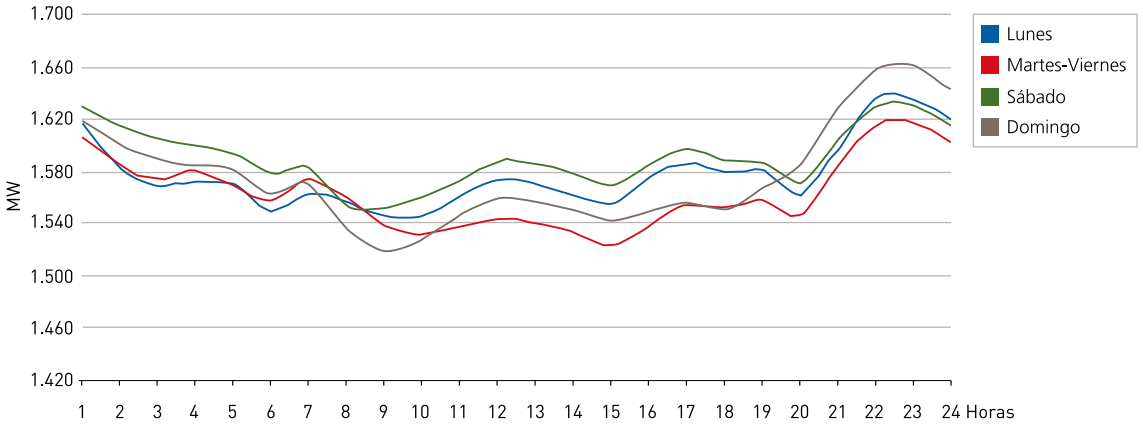
Generación Bruta Promedio Horaria 2006

Julio - Septiembre



Generación Bruta Promedio Horaria 2006

Octubre - Diciembre



COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV
AÑO 2006

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
1	18,26953	13,41475	11,07010	13,56123	12,83369	13,98480
2	21,89142	14,11154	12,14245	13,17536	12,50889	14,34715
3	20,65510	13,11774	12,46746	13,47494	12,66506	14,43478
4	18,03451	14,29169	12,33240	13,20164	12,39226	14,92502
5	14,19536	15,61460	12,59518	12,59789	17,46714	14,81586
6	13,22465	14,84119	11,87893	13,38869	13,08652	14,59138
7	13,72643	14,40339	12,77379	13,96580	13,06133	13,85749
8	14,06966	12,37011	11,71537	13,67613	13,03455	14,24377
9	14,22151	14,41621	11,99222	13,54608	13,08775	32,73489
10	13,55768	21,93206	10,76297	25,06235	13,07569	46,10577
11	14,56906	12,44870	12,52402	17,60000	12,97590	28,32881
12	14,13951	12,43511	12,37068	14,32939	24,25471	28,58633
13	12,31921	12,51821	12,37891	14,16683	31,96561	29,22768
14	13,38592	17,74048	12,56265	14,00693	24,84345	35,80536
15	12,74689	8,58398	12,53225	23,04573	26,52432	37,20099
16	12,01015	10,70268	13,26739	23,85200	13,05816	47,17559
17	12,23216	12,81894	13,40774	23,19560	12,77279	73,28090
18	14,23891	12,17923	13,15104	18,74452	13,00050	66,45870
19	16,67187	12,63509	12,32555	37,82614	13,02203	60,70922
20	16,48888	12,92090	12,64640	14,65754	12,89408	15,08667
21	16,43032	13,26952	12,55407	13,53200	12,99408	14,94458
22	13,90960	13,19880	12,72155	14,06183	13,33845	14,77690
23	14,90908	12,77485	13,18285	13,73038	13,21566	15,55720
24	14,08241	12,80460	13,36582	13,94229	25,18578	15,55782
25	15,72832	13,06568	13,77815	14,10460	13,37780	15,76208
26	14,71609	13,10711	12,33788	12,76107	13,38517	15,16177
27	14,75721	20,84758	12,66918	13,19106	13,42720	28,34811
28	14,78683	13,07850	13,25536	13,10375	13,44151	26,31954
29	14,35670		13,16256	13,05402	22,15617	15,23187
30	14,91784		19,44043	12,75533	13,81476	14,56990
31	12,12957		15,53007		13,92891	
Promedio	14,88298	13,77297	12,86693	16,04370	15,70290	26,40436

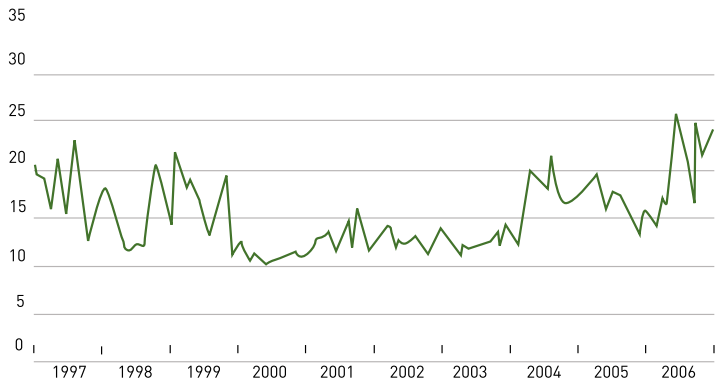
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
15,10330	41,10334	16,37354	15,38093	15,99149	20,56190
14,69689	47,62543	16,25117	15,67186	15,84931	18,49647
14,47640	35,93387	16,21851	15,22134	15,86641	19,63554
15,01035	53,61682	15,69969	15,28735	15,54879	43,44544
15,55092	51,32318	18,58614	15,10037	15,49836	23,94308
15,24221	46,18188	15,09209	15,59507	15,60819	18,31014
23,49884	16,05413	16,29576	34,67412	15,34077	17,38040
15,23559	16,15916	15,91250	15,89880	15,20430	24,35857
15,24033	15,90211	15,53966	26,11598	15,51652	34,24333
14,94404	16,65670	15,63270	55,55179	25,79841	20,73579
14,70758	36,72077	16,00358	23,49118	15,42755	18,17308
14,23623	16,06301	22,67347	23,51224	15,47730	16,91259
15,24902	16,53650	15,86863	23,55644	15,52158	20,34950
22,80352	16,26202	15,76452	25,16516	26,21640	23,03346
14,76382	15,60593	15,99255	23,52436	54,20103	16,55376
15,56074	15,59891	16,01381	17,67538	19,90638	35,13000
15,80360	16,02061	15,59102	24,17506	37,97361	31,98050
15,68327	16,22479	14,96932	15,88442	46,33671	32,76304
24,19795	15,74713	15,20927	22,19359	25,54099	45,75137
61,47062	15,83269	24,38216	21,79200	15,98742	36,64372
52,23690	15,20184	32,25524	18,87183	16,35170	36,27737
47,95982	16,18604	16,07330	26,32917	16,28237	35,94584
35,37183	19,21533	15,90694	21,52743	16,63145	17,18910
15,63184	14,78138	15,69572	23,44314	15,55234	17,97237
32,11504	14,92740	15,58659	23,82139	25,88762	16,69190
15,36652	14,68649	15,52699	23,45059	17,24513	17,25124
40,94143	14,73451	15,67938	42,92287	17,82941	18,23007
26,56563	14,69277	14,84531	46,41936	17,63902	17,03037
39,79511	14,31777	15,05090	44,44803	17,56770	17,11927
29,75034	14,58563	15,20211	58,66622	18,33527	16,73552
39,72325	14,90164		15,74956		16,49141
24,15913	22,23870	16,86309	25,52259	20,60445	24,04310

COSTOS MARGINALES MENSUALES DE ENERGIA NUDO CRUCERO 220 kV
PERIODO 1997 - 2006

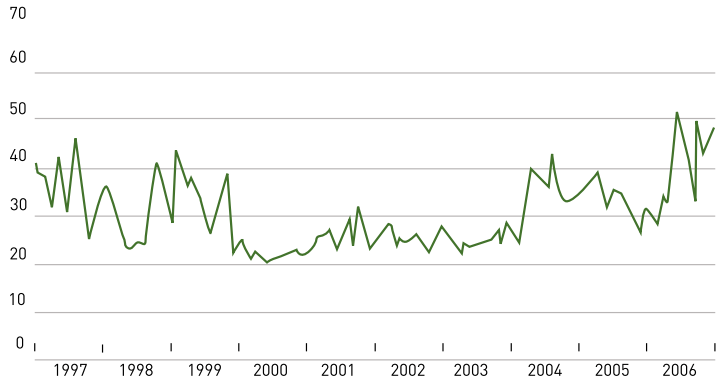
Mes \ Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	16,9	13,7	10,7	8,9	8,8	10,7	12,0	12,6	15,5	14,9
Febrero	13,7	13,5	17,5	10,1	8,9	11,4	11,0	10,4	16,3	13,8
Marzo	13,7	11,7	16,1	8,1	10,2	11,9	10,4	10,6	17,3	12,9
Abril	11,0	10,0	14,0	8,6	10,2	11,6	9,5	16,2	18,2	16,0
Mayo	15,6	9,6	15,3	8,1	11,0	9,7	11,0	18,3	17,1	15,7
Junio	12,3	7,9	13,0	7,9	9,5	10,7	9,8	17,7	14,4	26,4
Julio	11,1	9,3	12,4	8,3	10,5	10,1	10,6	16,4	16,6	24,2
Agosto	17,0	9,4	10,0	8,2	12,0	11,3	10,4	19,3	16,1	22,2
Septiembre	17,5	9,0	11,9	8,8	9,7	10,5	10,6	16,4	16,4	16,9
Octubre	9,5	14,1	14,5	8,8	13,1	10,1	10,6	15,5	14,5	25,5
Noviembre	8,8	16,2	16,0	9,3	10,6	8,9	11,7	15,3	13,2	20,6
Diciembre	10,0	13,2	7,9	9,1	9,5	9,3	9,7	15,1	12,3	24,0
Promedio	13,1	11,5	13,3	8,7	10,3	10,5	10,6	15,3	15,6	19,4

Nota: Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2006.
Promedios mensuales en $/kWh nominales.

Costos Marginales de Energía Promedio Mensual en Nudo Crucero ($/kWh)



Costos Marginales de Energía Promedio Mensual en Nudo Crucero (US$/MWh)

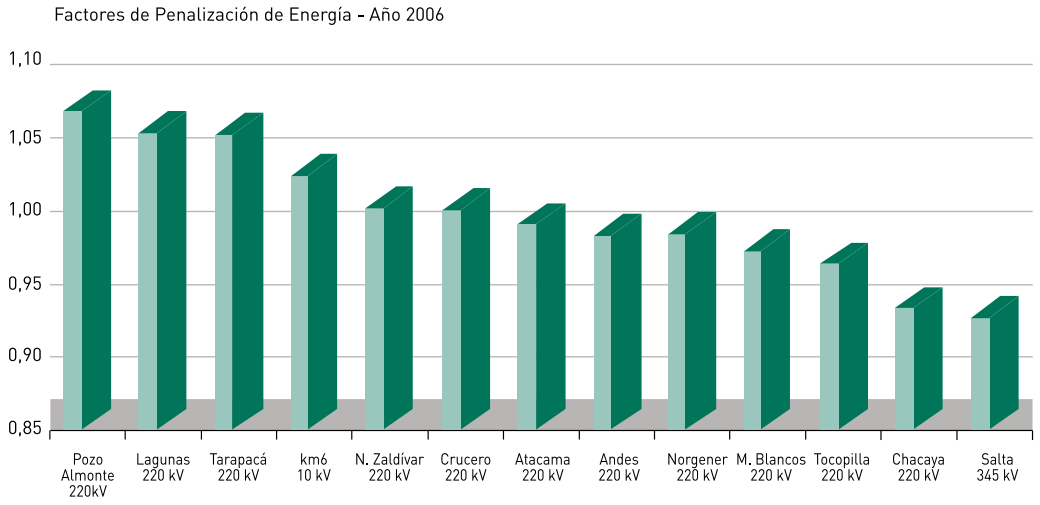


Nota:
Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2006.Costos Marginales actualizados según IPCde diciembre de 2006. Se ha usado la tasa de cambio vigente al 31 de Diciembre del 2006.

FACTORES DE PENALIZACION DE ENERGIA AÑO 2006

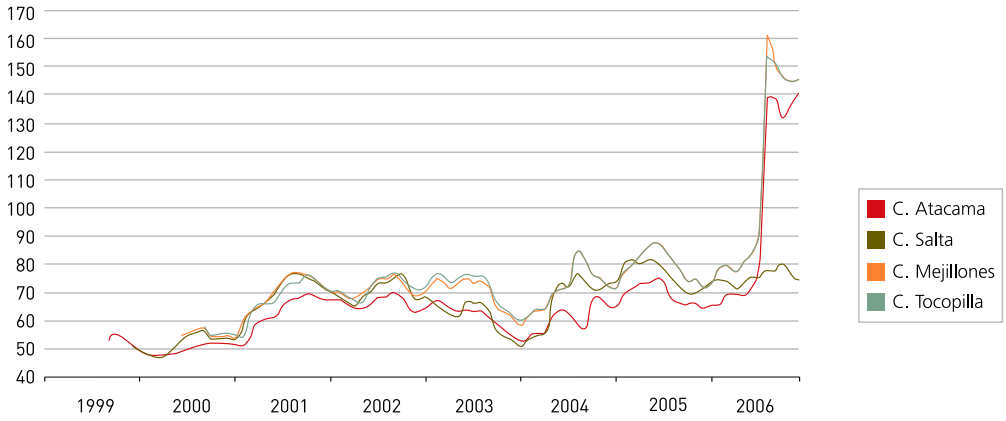
Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Pozo Almonte 220 kV	1,06	1,05	1,07
Lagunas 220 kV	1,04	1,03	1,05
C.Tarapacá 220 kV	1,04	1,03	1,06
km6 100 kV	1,02	1,01	1,02
N.Zaldívar 220 kV	1,01	0,99	1,02
Crucero 220 kV	1,00	1,00	1,00
C.Atacama 220 kV	0,99	0,97	1,01
Andes 220 kV	0,99	0,97	1,00
Norgener 220 kV	0,99	0,98	0,99
M.Blancos 220 kV	0,98	0,95	1,00
C.Tocopilla 220 kV	0,97	0,96	0,97
Chacaya 220 KV	0,95	0,91	0,99
C.Salta 345 kV	0,93	0,91	0,96

Nota: Valores correspondientes a la programación semanal.

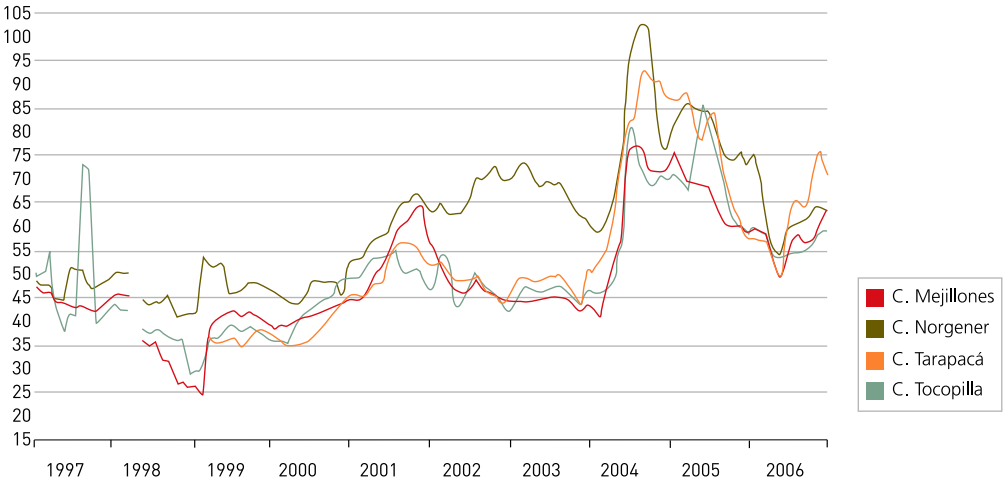


PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES POR CENTRAL

Precio del Gas Natural
(mills US$ /m^3)



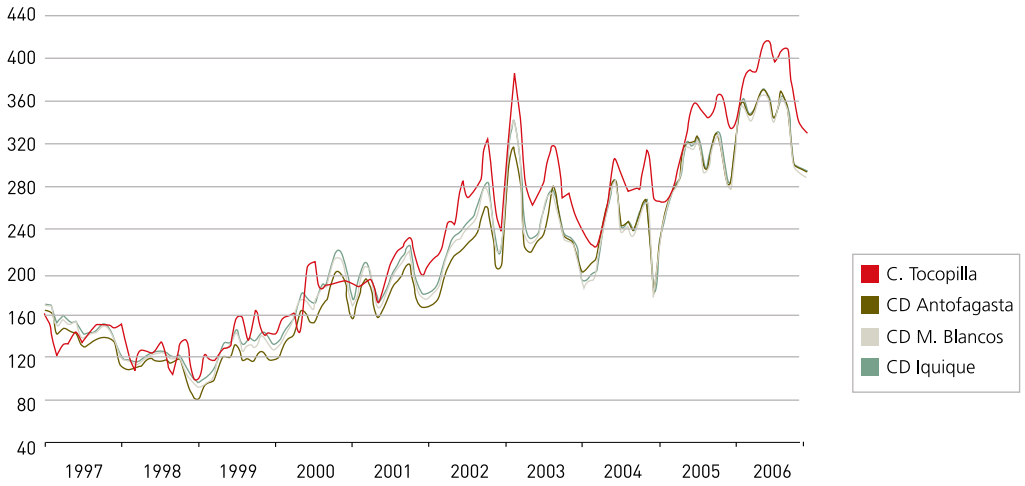
Precio del Carbón
(US$ /Ton) Base 6000 (kcal /kg)



Nota: Precios actualizados por IPC y llevados a dólares americanos usando la tasa de cambio vigente al 31 de diciembre de 2006.

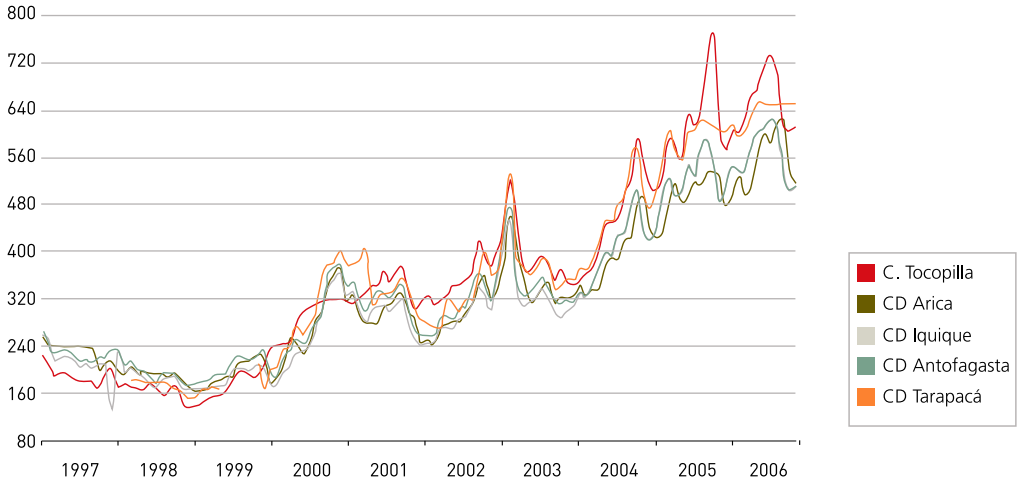
Precio del Petróleo Fuel Oil Nº 6

(US$ /Ton)



Precio del Petróleo Diesel

(US$ /Ton)



Edición / CDEC-SING
Diagramación / Racic Grupo Diseño
Impresión / Andros Impresores