

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
- 9 Contenido de esta Publicación
- 9 Reseña Histórica

Tareas y Responsabilidades del CDEC-SING

- 14 Marco Reglamentario del CDEC-SING
- 16 Estructura del CDEC-SING
- 18 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 2005
- 25 Diagrama Unilineal Simplificado del SING-2005

Hechos Relevantes de la Operación del SING durante el Año 2005

- 26 Proyectos de Generación y Transmisión
- 27 Operación
- 28 Varios

Estadísticas de Operación 1996-2005

- 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 2005
- 35 Generación de las Centrales del SING. Período 1996 - 2005
- 37 Generación Media Horaria Mensual. Período 1996 - 2005
- 38 Consumo Anual de Combustibles por Central
- 39 Ventas Anuales del SING. Período 1996 - 2005
- 40 Composición de las Ventas Anuales del SING. Período 1996 - 2005
- 41 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Año 2005
- 42 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Período 1996 - 2005
- 43 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Año 2005
- 44 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Período 1996 - 2005
- 45 Demanda Máxima Anual del SING. Período 1996 - 2005
- 46 Generación Bruta Horaria. Curvas Diarias Típicas. Año 2005
- 48 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Año 2005
- 50 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Período 1996 - 2005
- 51 Factores de Penalización de Energía. Año 2005
- 52 Precios de los Combustibles por Central





CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Me es grato presentar a ustedes la undécima versión 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 2005.

Mediante esta publicación es posible acceder a la información operacional correspondiente al período 1996 - 2005, incluyendo los resultados de la generación, transmisión y consumo de electricidad del SING, los consumos de combustibles de las centrales generadoras a lo largo del período y las transferencias de energía y potencia entre las empresas integrantes del Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING), entre otros antecedentes que pueden ser de utilidad para los agentes coordinados por este CDEC, y para los usuarios e interesados en el sector eléctrico del Norte Grande, el que cubre las regiones I y II del país.

Al término del año 2005 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 2005 exhibió un nivel de generación bruta máxima horaria que alcanzó los 1.635 MW, mientras que el aporte de energía bruta anual acumulado durante el año 2005 fue igual a 12.657 GWh, lo que significó un crecimiento anual de 2,7 % en relación con el año 2004. En términos de ventas de energía a clientes finales, éstas acumularon durante el año 2005 un total de 11.560 GWh, lo que representa un incremento de 2,8 % respecto del año 2004.

En cuanto a la distribución del aporte por tecnologías, durante el año 2005 un 63,4% de la electricidad inyectada al SING provino de plantas generadoras basadas en gas natural, seguidas de las plantas basadas en el uso de carbón y otros combustibles sólidos que aportaron un 35,9%. El resto del aporte se repartió entre unidades que operan con petróleo Fuel Oil (0,1%), petróleo Diesel (0,1%) e hidráulicas (0,5%).

De modo general, al revisar las cifras presentadas, debe tenerse en cuenta que durante el año 2005, la operación del SING debió efectuarse en un contexto de restricciones aplicadas al suministro de gas natural proveniente de Argentina y de un escenario de altos precios del carbón en los mercados internacionales, elementos que sin duda afectaron la operación de modo significativo.

En relación con la incorporación de nuevas instalaciones al SING, cabe señalar que durante el año 2005, se pusieron en servicio una gran cantidad de instalaciones, destacándose, entre ellas, las siguientes:

CDEC-SING

- Subestación Sulfuros 220/69/13.8 kV, de propiedad de Minera Escondida Ltda.
- Línea 220 kV Domeyko – Sulfuros, de propiedad de Minera Escondida Ltda.
- Subestación Spence 220/23 kV, de propiedad de Minera Spence S.A.
- Línea 220 kV Encuentro – Spence, de propiedad de Minera Spence S.A.
- Subestación Salar 220/110/13.8 kV, de propiedad de Codelco Chile - División Codelco Norte.
- Línea 220 kV Crucero – Salar, tramo Torre 323 – Salar, de propiedad de Codelco Chile - División Codelco Norte.
- Línea 220 kV Salar - Chuquicamata, tramo Salar - Torre 323, de propiedad de Codelco Chile - División Codelco Norte.
- Línea 110 kV Salar – km6, de propiedad de Codelco Chile - División Codelco Norte.
- Subestación Nueva Victoria 220/66/23 kV, de propiedad de Sociedad Química y Minera de Chile.
- Subestación Barriles 220/110/13.8 kV, de propiedad de Grace S.A.

En el plano de las disposiciones legales, se destaca la publicación de la Ley 20.018 el 19 de Mayo de 2005, que introdujo modificaciones al D.F.L. N° 1/82, tendientes a generar los mecanismos necesarios para abordar los desafíos que impuso el escenario de restricciones al suministro de gas natural proveniente de Argentina que actualmente enfrenta el país. Esta modificación legal contempla además cambios a la conformación del Directorio de los CDEC, estableciendo la participación de representantes de las empresas de subtransmisión y de los grandes clientes, los cuales se incorporarán conforme lo determine el respectivo reglamento.

Adicionalmente, y siempre en el plano normativo, durante el año pasado el CDEC-SING debió enviar su propuesta de servicios complementarios a la CNE según lo estableció la ley 19.940 publicada en el año 2004, la cual consideró los servicios de regulación de tensión, regulación de frecuencia y plan de recuperación del servicio.

Por otra parte, durante el año 2005 el CDEC-SING debió iniciar el proceso de implementación de la nueva Norma Técnica de Seguridad

y Calidad de Servicio (NT de SyCS), publicada el 21 de marzo y modificada con fecha 28 de mayo, ambos de 2005, y que involucra a todos los coordinados definidos según la normativa vigente. Para ello, el CDEC-SING ha debido, entre otras tareas, elaborar y acordar nuevos procedimientos y realizar y/o coordinar los estudios técnicos previstos en dicha normativa, para lo cual debió incluso incrementar su equipo de trabajo. Dentro de estas tareas, destacó el proceso de adjudicación del Sistema SCADA, el cual representa una de las inversiones más significativas emprendidas por el CDEC-SING y que sin duda constituirá un aporte a la coordinación de la operación.

Durante el año 2006, el CDEC-SING deberá enfrentar la coordinación de la operación en un escenario de demanda creciente, derivada de una serie de proyectos fundamentalmente relacionados con la minería del cobre que han sido planificados para entrar en operaciones durante este año, en un contexto de elevados precios de dicho mineral en los mercados internacionales, al mismo tiempo que afronta un escenario de restricción al suministro de gas natural proveniente de Argentina. Paralelamente deberá continuar con el proceso de implementación de la NT de SyCS, el que considera, entre otros, la evacuación del informe del cumplimiento de las exigencias mínimas establecidas en la normativa por parte de las instalaciones de los coordinados, la implementación de los planes de desprendimiento automático de carga, la implementación del Sistema SCADA y la aplicación de los procedimientos elaborados por la Dirección de Operación y la Dirección de Peajes que han sido enviados a la CNE para opinión favorable.

Finalmente, se debe agradecer el aporte y colaboración brindado por los Directores de las empresas integrantes del CDEC-SING; por el Director de Operación y Peajes, y por cada uno de los miembros de dichas Direcciones, cuyo esfuerzo y empuje son fundamentales para el cumplimiento de las obligaciones legales y reglamentarias que competen a este CDEC.

Atentamente,

Rodrigo Quinteros Fernández
Presidente Directorio CDEC-SING

CDEC-SING

PRESIDENTE

Rodrigo Quinteros Fernández
NORGENER S.A.

DIRECTORES

Francisco Promis Baeza
EDELNOR S.A.

Lucas Sanhueza Yovanovich
ELECTROANDINA S.A.

Eduardo Soto Trincado
CELTA S.A.

Pedro De la Sotta Sánchez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Carlos Aguirre Pallavicini
AES GENER S.A.

Eduardo Andrade Hours
HQI TRANSELEC NORTE S.A.

SECRETARIO DEL DIRECTORIO

Patricio Lagos Ruiz

DIRECTORIO DEL CDEC-SING

de izquierda a derecha /



DIRECTORES SUPLENTE

Juan Pablo Cárdenas Pérez
NORGENER S.A.

Maximiliano Miranda Parra
EDELNOR S.A.

Aldo Arriagada Mass
ELECTROANDINA S.A.

Miguel Buzunáriz Ramos
CELTA S.A.

Javier Alemany Martínez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.

Carlos Campos Johnson
AES GENER S.A.

Belisario Maldonado Molina
HQI TRANSELEC NORTE S.A.



CDEC-SING

ESTRUCTURA 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

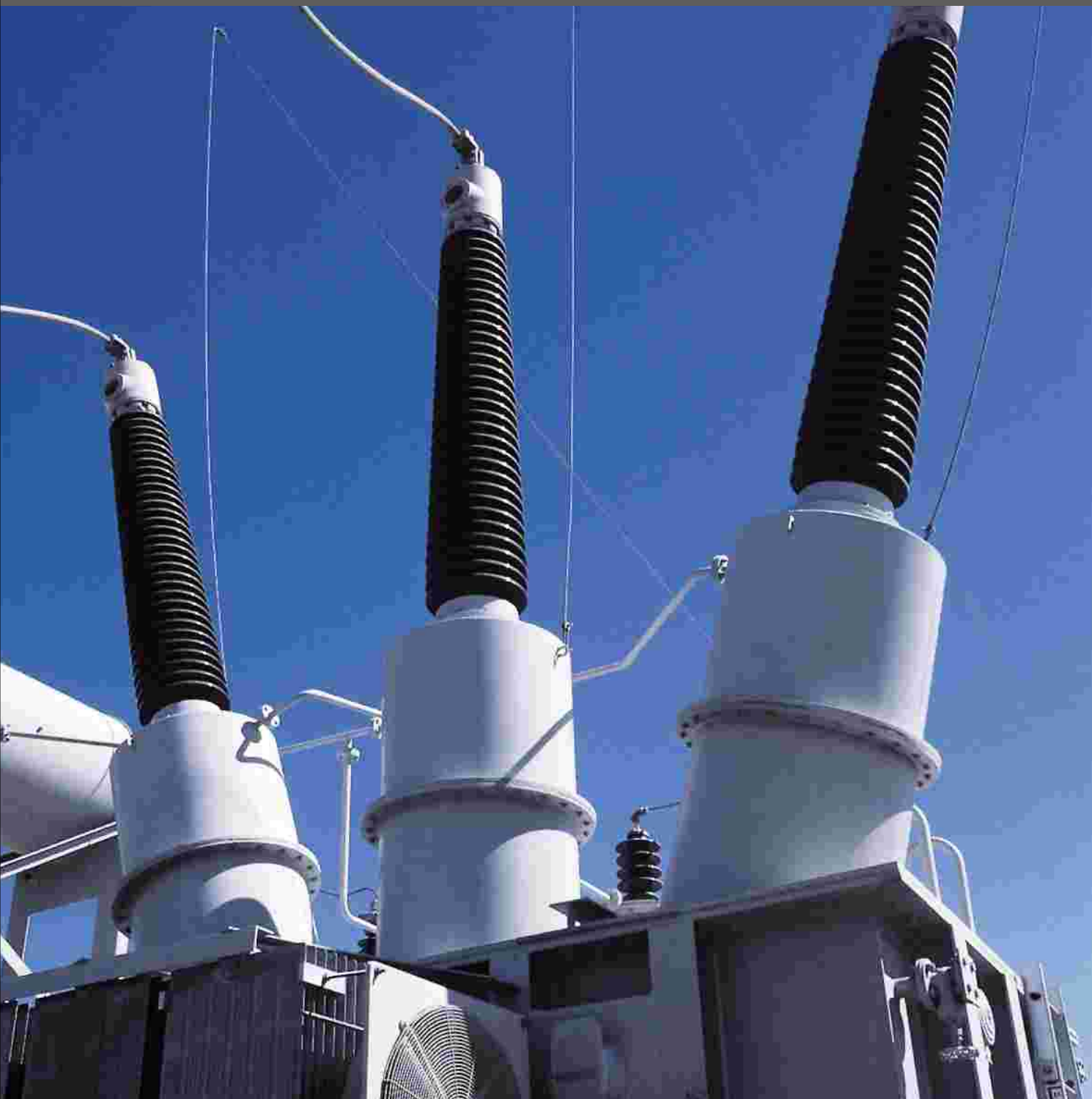


Personal
CDEC-SING
Antofagasta



Personal
CDEC-SING
Santiago

CDEC-SING [INTRODUCCION Y RESEÑA HISTORICA





INTRODUCCION Y RESEÑA HISTORICA

DESCRIPCION 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 HISTORICOS

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



CDEC-SING

y la División Tocopilla de CODELCOCHILE, hoy ELECTROANDINA S.A. A diciembre de 2005, constituían el CDEC-SING las empresas EDELNOR, ELECTROANDINA, NORGENER, CELTA, GASATACAMA GENERACIÓN, AES GENER, y TRANSELEC NORTE.

CONTENIDO DE ESTA PUBLICACION

Este documento presenta información relevante del SING en el período comprendido entre enero de 1996 y diciembre de 2005. 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 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 2005, que lo regula y sus atribuciones y responsabilidades. También se incluye antecedentes de la red de transmisión y del parque generador a diciembre de 2005, 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 2005. El quinto capítulo contiene la estadística de la operación del sistema desde enero de 1996 hasta diciembre de 2005, 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 HISTORICA

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 CODELCOCHILE 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 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 Cavanha. 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

CDEC-SING



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.

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 – Cóncores y Cóncores – 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 TRANSELEC NORTE, 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 nuevas 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)
- Subestación Nueva Victoria (Soquimich)
- Subestación Barriles (Grace)
- Subestación Mantos de la Luna (Grace)
- Línea 110 kV Barriles - Mantos de la Luna (Grace)

Finalmente, la potencia instalada bruta del SING a Diciembre del 2005 alcanzó los 3.595,8 MW.

CDEC-SING [TAREAS Y RESPONSABILIDADES





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 2005.

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.

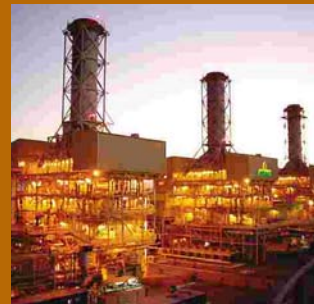
Asimismo, cada integrante del Centro de Despacho Económico de Carga, separadamente, será responsable por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley o el reglamento. Las demás entidades que, de conformidad a la ley y el reglamento, deban sujetar

CDEC-SING

la operación de sus instalaciones a la coordinación del Centro, 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:

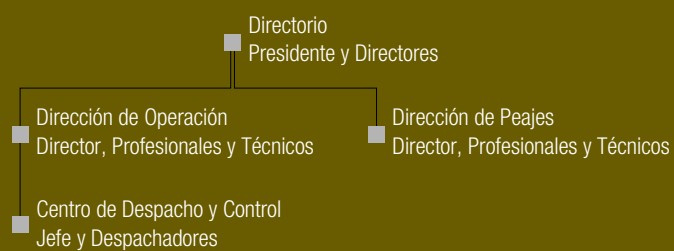
- a) Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo; y comunicarla a sus integrantes para que ellos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.
- b) Calcular los costos marginales instantáneos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



CDEC-SING

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 comunicarla 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.

- 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 autoprodutores 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, disponibilidad de combustibles, 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 de las empresas integrantes 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.

CDEC-SING [ANTECEDENTES DE LAS INSTALACIONES



UNIDADES GENERADORAS DEL SING

Propietario	Nombre de la Central	Unidad	Nº de Componentes	Potencia Bruta Total [MW]
Celta	Termoeléctrica Tarapacá	TGTAR (1)	1	23,75
		CTTAR	1	158,00
Edelnor	Chapiquiña	CHAP	2	10,20
		Diesel Arica	M1AR	3
	Diesel Iquique	M2AR	2	2,93
		GMAR	4	8,40
		SUIQ	3	4,20
		MIIQ	2	2,92
		MAIQ	1	5,94
		TGIQ	1	23,75
	Diesel Antofagasta	MSIQ	1	6,20
		MAAN	2	11,87
		GMAN	8	16,80
	Termoeléctrica Mejillones	CTM1	1	165,90
		CTM2	1	175,00
		CTM3	2	250,75
	Diesel Mantos Blancos (2)	MIMB	10	28,64
	Cavanca (3)	CAVA	1	2,60
Electroandina	Termoeléctrica Tocopilla	U10	1	37,50
		U11	1	37,50
		U12	1	85,30
		U13	1	85,50
		U14	1	128,30
		U15	1	130,30
		U16	2	400,00
		TG1	1	24,70
		TG2	1	24,93
		TG3 (4)	1	37,50
AES Gener	Salta	CC SALTA	3	642,80
Gasatacama Generación	Atacama	CC1	3	395,90
		CC2	3	384,70
	Diesel Enaex (5)	DEUTZ	3	1,96
		CUMMINS	1	0,72
Norgener	Termoeléctrica Norgener	NT01	1	136,30
		NT02	1	141,04
TOTAL SISTEMA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005				3.595,80

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: HQI Transelec Norte S.A.

Barra Inyección	Tipo de Unidad	Año Puesta en Servicio en el sistema
C. Tarapacá 220 kV	Turbogas Diesel	1998
C. 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
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-FO 6	1970
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1983
C. Tocopilla 110 kV	Vapor-Carbón	1985
C. Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1987
C. Tocopilla 220 kV	Vapor-Carbón	1990
C. Tocopilla 220 kV	Ciclo Combinado Gas Natural	2001
C. Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
C. Tocopilla 110 kV	Turbogas Diesel	1975
C. 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 Cavanha 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 Gasatagama.

LINEAS DE TRANSMISION DEL SING

Líneas de Transmisión de Empresas del CDEC-SING						
Propietario	Línea de Transmisión	Voltaje (kV)	Nº Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)	Año de Puesta en servicio
Edelnor	Crucero - Lagunas 1	220	1	174,0	328	1987
	Chacaya - Crucero	220	1	152,7	328	1987
	Chacaya - Mantos Blancos	220	1	66,0	377	1995
	Chacaya - Mejillones	220	1	1,3	377	1987
	Lagunas - Pozo Almonte	220	1	70,0	328	1987
	Arica - Pozo Almonte	110	1	216,0	35	1987
	Capricornio - Alto Norte	110	1	41,0	137	2000
	Capricornio - Antofagasta	110	1	28,0	137	2000
	Chacaya - Mejillones	110	1	1,4	122	1995
	Salar-Calama	110	1	10,0	69	1982
	Mejillones - Antofagasta	110	1	63,3	80	1987
	Central Chapiquiña - Arica	66	1	84,0	48	1967
	Central Diesel Arica - Arica	66	1	6,8	41	1964
	Central Diesel Iquique - Iquique	66	1	1,6	48	1970
	Iquique - Pozo Almonte 1	66	1	42,4	41	1964
	Iquique - Pozo Almonte 2	66	1	41,0	56	1987
	Pozo Almonte-Tamarugal	66	1	20,8	10	1968
Electroandina	Central Tocopilla - Crucero	220	2	71,4x2	330x2	1986
	Crucero - Chuquicamata (ver nota)	220	1	68,0	330	1986
	Crucero - Salar (ver nota)	220	1	75,4	330	2005
	Salar - Chuquicamata (ver nota)	220	1	19,3	330	2005
	Crucero - El Abra	220	1	101,0	330	1995
	Crucero - Radomiro Tomic	220	1	82,0	450	1996
	Central Tocopilla - A. Circuito Nº 1	110	1	141,0	90	1910
	Central Tocopilla - A. Circuito Nº 2	110	1	141,0	90	1910
	Central Tocopilla - A. Circuito Nº 3	110	1	141,0	90	1915
AES Gener	Central Tocopilla - Salar	110	1	152,0	90	1982
	Central Salta - Andes	345	1	408,0	777	1999
	Andes - Oeste	220	1	38,0	290	1999
	Andes - Nueva Zaldívar	220	2	63,3x2	370x2	1999
Norgener	Laberinto - Mantos Blancos	220	1	70,0	290	1999
	Norgener - Crucero	220	2	72x2	948	1997
	Laberinto - Oeste	220	1	85,0	290	1998
	Laberinto - Lomas Bayas	220	1	10,0	209	1997
Transelect Norte	Oeste - Minsal	110	1	33,0	50	1997
	Atacama - Encuentro	220	2	153x2	416x2	1999
	Atacama - Esmeralda	220	1	70,0	189	2001
	Crucero - Encuentro 1	220	1	0,8	404	1999
	Crucero - Encuentro 2	220	1	0,8	404	2000
	Crucero - Lagunas 2	220	1	173,2	183	1998
	Tarapacá - Lagunas	220	2	56x2	200x2	1998
	Tarapacá - Cóndores	220	1	70,0	189	2002
	Cóndores - Parinacota	220	1	225,0	189	2002
Total Líneas en 66 kV				196,6	244	
Total Líneas en 110 kV				967,7	990	
Total Líneas en 220 kV				2.383,8	9.725	
Total Líneas en 345 kV				408,0	777	
Total Empresas del CDEC-SING				3.956,1	11.736	

Nota:

- Los circuitos 6B y 7B de la antigua línea 220 kV Crucero - Chuquicamata se convirtieron en las siguientes líneas:
- Circuito 6B: Línea 220 kV Crucero - Salar y Línea 220 Kv Salar - Chuquicamata. Los tramos Crucero - Torre 323 y Salar - Torre 323 son de propiedad de Electroandina.
- Circuito 7B: Línea 220 kV Crucero - Chuquicamata.

Líneas de Transmisión de otros Propietarios

Propietario	Línea de Transmisión	Voltaje (kV)	Nº Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)	Año de Puesta en servicio
Minera Zaldívar	Crucero - Laberinto	220	1	133,0	330	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar	220	1	75,0	330	1994
	Nueva Zaldívar - Zaldívar	220	1	0,2	360	1994
Minera Escondida	Atacama - Domeyko	220	2	205x2	203x2	1999
	Atacama - O'Higgins	220	1	73,0	163	2003
	Crucero - Escondida	220	1	236,0	270	1995
	Domeyko - Escondida	220	1	7,0	180	1999
	Domeyko - Planta óxidos	220	1	1,0	100	1998
	Domeyko - Sulfuros	220	1	1,0	293	2005
	O'Higgins - Coloso	220	1	32,0	163	1993
	O'Higgins - Domeyko	220	1	128,0	180	1999
	Zaldívar - Escondida	220	1	14,0	300	1995
Minera Collahuasi	Lagunas - Collahuasi 1	220	1	118,0	180	1996
	Lagunas - Collahuasi 2	220	1	118,0	180	1998
	Encuentro - Collahuasi	220	1	201,0	109	2004
Minera Quebrada Blanca	Collahuasi - Quebrada Blanca	220	1	18,0	180	2002
Minera El Tesoro	Encuentro - El Tesoro	220	1	90,0	125	2000
Minera Spence	Encuentro - Spence	220	1	67,0	318	2005
Planta Molycop	Chacaya - Molycop	220	1	0,8	291	2004
Fundición Alto Norte	Antofagasta - Alto Norte	110	1	24,0	122	1993
Minera Michilla	Mejillones - El Lince	110	1	72,0	30	1991
Minera Cerro Colorado	Pozo Almonte - Cerro Colorado	110	1	61,0	164	1993
Grace	Barriles - Mantos de la Luna	110	1	27,0	70	2005
Minera Meridian	Palestina - El Peñón	66	1	63,0	60	1999
Minera Haldeman	Pozo Almonte - Sagasca	66	1	55,0	5	1971
Transemel	Esmeralda - La Portada	110	1	16,9	73	2001
	Esmeralda - Centro	110	1	0,6	73	2001
	Esmeralda - Uribe	110	1	16,2	73	2001
	Esmeralda - Sur	110	1	5,8	73	2002
	Cóndores - Alto Hospicio	110	1	2,7	80	2002
	Alto Hospicio - Dragón	110	1	2,2	80	2002
	Cóndores - Palafitos	110	1	8,6	73	2002
	Cóndores - Pacífico	110	1	10,4	73	2002
	Parinacota - Quiani	66	1	3,9	44	2002
	Parinacota - Chinchorro	66	1	3,5	44	2002
	Parinacota - Pukará	66	1	3,6	44	2002
Total Líneas en 66 kV				129,0	197	
Total Líneas en 110 kV				247,4	984	
Total Líneas en 220 kV				1.723,0	4.458	
Total Otros propietarios				2.099,4	5.639	
Total SING				6.055,5	17.375	

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2005

Cliente	Categoría	Barra de Suministro	Suministrador
ACF Minera	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
Cerro Colorado	Minería	Pozo Almonte 220 kV	Edelnor - Celta
Cía. Portuaria Mejillones	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Collahuasi	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
Cosayach	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
Chuquicamata	Minería	Crucero 220 kV - C.Tocopilla 110 kV	Electroandina
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	Gasatamarca
El Tesoro	Minería	Encuentro 220 kV	Gasatamarca
Elecda	Distribuidora	Esmeralda 110 kV	Gasatamarca
Eliqsa	Distribuidora	Cóndores 110 kV	Gasatamarca
Emelari	Distribuidora	Parinacota 66 kV	Gasatamarca
Enaex	Industrial	Mejillones 110 kV	Gasatamarca
Escondida	Minería	Crucero 220 kV - C. Atacama 220 kV - Nueva Zaldívar 220 kV	Norgener - Gasatamarca
Aguas del Altiplano	Industrial	Pozo Almonte 66 kV - Tamarugal 66 kV - Arica 66 kV	Edelnor - Gasatamarca
Grace	Minería	Barriles 220 kV	AES Gener
Inacesa	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Haldeman	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
Lipased	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
Falconbridge	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Polpaico	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Quebrada Blanca	Minería	Collahuasi 220 kV	Gasatamarca
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

CDEC-SING

DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL SING-2005





HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACION DEL SING DURANTE EL AÑO 2005

PROYECTOS DE GENERACION Y TRANSMISION

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

Empresa: Minera Escondida

Proyecto: Lixiviación de Sulfuros

Instalaciones puestas en servicio:

- Subestación Sulfuros 220/69/13.8 kV
- Línea 220 kV Domeyko – Sulfuros
- Nuevo paño de línea en subestación Domeyko que conecta Línea 220 kV Domeyko – Sulfuros

Empresa: Minera Spence

Proyecto: Conexión al SING

Instalaciones puestas en servicio:

- Subestación Spence 220/23 kV
- Línea 220 kV Encuentro – Spence
- Nuevo paño de línea en subestación Encuentro que conecta Línea 220 kV Encuentro – Spence

Empresa: Codelco Norte

Proyecto: Nueva subestación Salar

Instalaciones puestas en servicio:

- Subestación Salar 220/110/13.8 kV
- Línea 220 kV Crucero – Salar, tramo Torre 323 – Salar
- Línea 220 kV Salar - Chuquicamata, tramo Salar - Torre 323
- Línea 110 kV Salar – km6



CDEC-SING

Empresa: Soquimich

Proyecto: Nueva subestación Nueva Victoria

Instalación puesta en servicio:

- Subestación Nueva Victoria 220/66/23 kV

Empresa: Minera Mantos de la Luna

Proyecto: Conexión al SING

Instalaciones puesta en servicio:

- Subestación Barriles 220/110/13.8 kV
- Subestación Mantos de la Luna 110/23 kV
- Línea 110 kV Barriles – Mantos de la Luna

Con motivo de la nueva subestación Salar, de propiedad de Codelco Norte, el circuito 6B de la Línea 220 kV Crucero – Chuquicamata se convirtió en la Línea 220 kV Crucero – Salar y Línea 220 kV Salar – Chuquicamata, mientras que Línea 110 kV Central Tocopilla – km6 se transformó en Línea 110 kV Central Tocopilla – Salar al trasladarse el extremo km6 a Salar 110 kV. De igual forma la Línea 110 kV km6 – Calama se transformó en la Línea 110 kV Salar – Calama al trasladarse el extremo km6 a Salar 110 kV.

En cuanto a proyectos de generación no se ejecutó ninguno durante el año 2005.

OPERACION

La generación bruta anual del SING alcanzó a 12.657 GWh que se desglosa según su combustible en:

63,4 % gas natural

35,9 % carbón.

0,2 % petróleo pesado y diesel

0,5 % generación de origen hidráulico.

El crecimiento de los consumos respecto del año 2004 se refleja en un aumento de 2,7 % en la generación bruta de energía y de 2,8 % 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 27 de noviembre de 2005 en la hora 22, y se reflejó en un valor de generación bruta de 1.635 MW, lo que representa un decremento de 0.6 % respecto de 2004.

Desde el punto de vista de la continuidad de suministro, el día 11 de Septiembre de 2005, se produjo una pérdida total de suministro, de acuerdo a la definición de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro, evento que se encuentra en investigación por parte de la SEC.



Durante el año 2005 se continuó con la aplicación del “Plan de Seguridad”, que con diferentes actualizaciones se ha utilizado desde fines de 1999. Dicho Plan, ha permitido, en general, reducir el impacto de las contingencias que han afectado a las unidades generadoras, elementos del sistema de transmisión y fallas internas de instalaciones de clientes, mediante la implementación de acciones y políticas operacionales conducentes a lograr un suministro seguro y económico. Entre las acciones contempladas se encuentran:

- Limitación de la máxima inyección de potencia por unidad generadora.
- Desconexión de carga mediante relés de baja frecuencia.
- Montos de reserva por parte de las unidades que están en operación.

VARIOS

El día 21 de marzo de 2005 se publica en el diario oficial la R.M. Exta. N°09/2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que dicta la Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central.

El día 19 de mayo de 2005 se publica en el Diario Oficial la ley 20.018 que introduce modificaciones al DFL N°1/82.

El día 28 de mayo de 2005 se publica en el diario oficial la R.M. Exta. N°40/2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que modifica Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro.

Durante el año 2005 el CDEC-SING envió a la CNE su propuesta de servicios complementarios, según lo indicado en la ley 19.940, lo cual consideró los servicios de regulación de frecuencia y plan de recuperación de servicio.

Durante el transcurso del año 2005 fueron presentadas 5 discrepancias al Panel de Expertos. Los títulos de las discrepancias fueron los siguientes:

- Propuesta de adaptación del Manual de Procedimientos N°23 “Cálculo de Potencia Firme y Determinación del Balance entre Empresas Generadoras Integrantes”, presentado mediante documento CDEC-SING C0013/2002 versión 4.0, en cumplimiento del Resuelto 4 de la Resolución Ministerial N° 106/2003.
- Objeciones a los cálculos de la Dirección de Operación relativas a la fecha desde la cual puede aplicarse las modificaciones al procedimiento dispuestas por la Resolución Ministerial N° 106/2003.
- Objeciones a los cálculos de la Dirección de Operación relativas a la correcta aplicación de las Resoluciones Ministeriales 163 del año 2001 y 106 del año 2003.
- Adopción de acuerdo propuesto por Gasatacama, por aplicación de Dictamen N°1.
- Aplicación por parte de la Dirección de Operación en el cálculo de Potencia Firme de lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N°2/2005.

Además se recibieron del señor Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción las resoluciones ministeriales exentas N° 05/2005, N° 09/2005 y N° 40/2005.

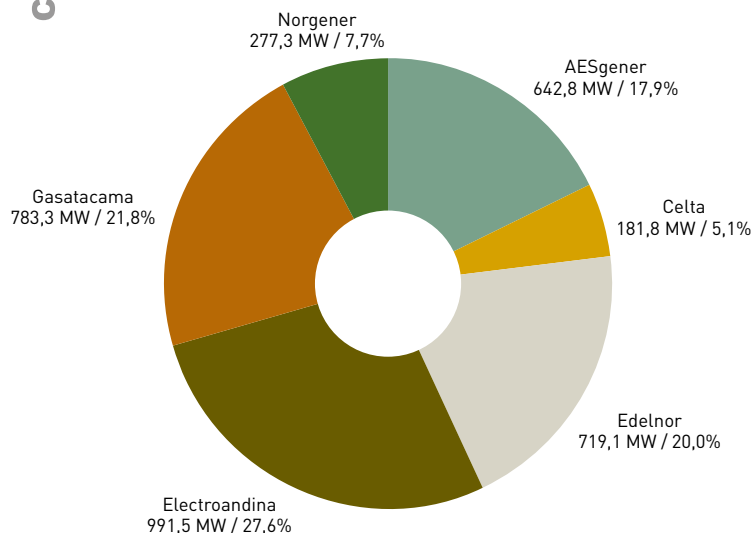
CDEC-SING [ESTADÍSTICAS DE OPERACION



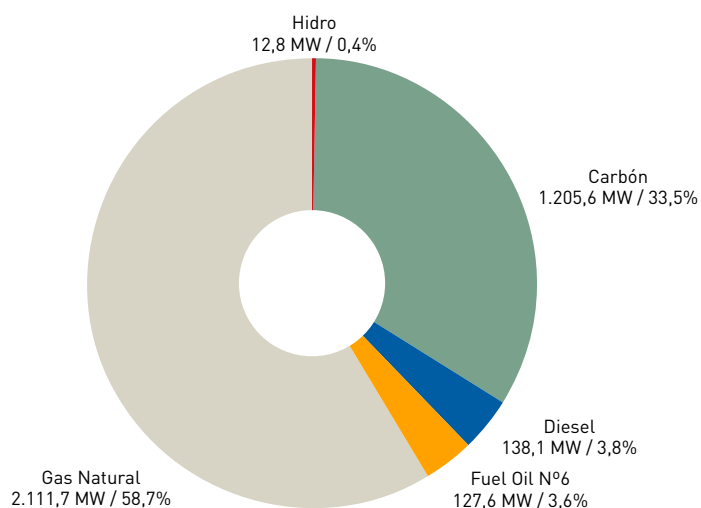


CAPACIDAD INSTALADA (MW) AÑO 2005

Capacidad Instalada
por empresa / año 2005



Capacidad Instalada
por combustible / año 2005



EN UNIDADES FISICAS (MW)

Empresa \ Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Celta			24	158	182	182	182	182	182	182
Edelnor	297	297	472	472	722	722	719	719	719	719
Electroandina	629	629	629	629	629	1.029	1.029	1.037	992	992
Endesa	98	74	74	98						
AES Gener				416	643	643	643	643	643	643
Norgener		277	277	277	277	277	277	277	277	277
Gasatacama				588	588	588	783	783	783	783
TOTAL	1.160	1.277	1.476	2.637	3.041	3.441	3.633	3.641	3.596	3.596

EN PORCENTAJES (%)

Empresa \ Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Celta			1,6%	6,0%	6,0%	5,3%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%
Edelnor	25,6%	23,2%	32,0%	17,9%	23,8%	21,0%	19,8%	19,8%	20,0%	20,0%
Electroandina	54,2%	49,3%	42,6%	23,8%	20,7%	29,9%	28,3%	28,5%	27,6%	27,6%
Endesa	8,4%	5,8%	5,0%	3,7%						
AES Gener				15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%
Norgener	11,8%	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%
Gasatacama				22,3%	19,3%	17,1%	21,6%	21,5%	21,8%	21,8%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE (MW) PERIODO 1996-2005



EN UNIDADES FISICAS (MW)

Combustible	Empresa	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
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
	Edelnor	166	166	341	341	341	341	341	341	341	341
	Electroandina	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429
	Norgener	136	277	277	277	277	277	277	277	277	277
Subtotal		732	873	1.048	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206
Diesel	Celta			24		24	24	24	24	24	24
	Edelnor	65	65	65	65	65	62	62	62	62	62
	Electroandina	80	80	80	80	42	42	42	50	50	50
	Endesa	74	74	98	98	74	74	98			
	Gasatacama						3	3	3	3	3
Subtotal		242	218	242	242	130	130	130	138	138	138
Fuel Oil	Edelnor	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	Electroandina	120	120	120	120	120	120	120	120	75	75
Subtotal		173	173	173	173	173	173	173	173	128	128
Gas Natural	Edelnor					251	251	251	251	251	251
	AES Gener				416	643	643	643	643	643	643
	Gasatacama				588	588	588	781	781	781	781
	Electroandina					38	438	438	438	438	438
Subtotal		0	0	0	1.004	1.519	1.919	2.112	2.112	2.112	2.112
TOTAL		1.159	1.276	1.475	2.637	3.040	3.440	3.633	3.641	3.596	3.596

EN PORCENTAJE (%)

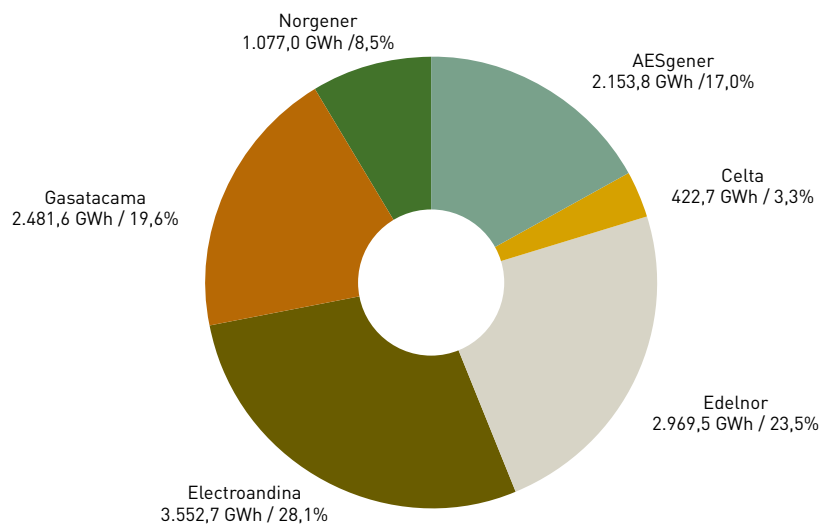
Combustible	Empresa	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Hidro	Edelnor	1,1%	1,0%	0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Subtotal		1,1%	1,0%	0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Carbón	Celta				6,0%	5,2%	4,6%	4,3%	4,3%	4,4%	4,4%
	Edelnor	14,3%	13,0%	23,1%	12,9%	11,2%	9,9%	9,4%	9,4%	9,5%	9,5%
	Electroandina	37,1%	33,6%	29,1%	16,3%	14,1%	12,5%	11,8%	11,8%	11,9%	11,9%
	Norgener	11,8%	21,7%	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%
Subtotal		63,1%	68,4%	71,0%	45,7%	39,7%	35,0%	33,2%	33,1%	33,5%	33,5%
Diesel	Celta			1,6%		0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
	Edelnor	5,6%	5,1%	4,4%	2,5%	2,1%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
	Electroandina	6,9%	6,2%	5,4%	3,0%	1,4%	1,2%	1,2%	1,4%	1,4%	1,4%
	Endesa	8,4%	5,8%	5,0%	3,7%						
	Gasatacama						0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Subtotal		20,9%	17,1%	16,4%	9,2%	4,3%	3,8%	3,6%	3,8%	3,8%	3,8%
Fuel Oil	Edelnor	4,5%	4,1%	3,6%	2,0%	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%
	Electroandina	10,4%	9,4%	8,1%	4,6%	3,9%	3,5%	3,3%	3,3%	2,1%	2,1%
Subtotal		14,9%	13,5%	11,7%	6,5%	5,7%	5,0%	4,8%	4,7%	3,5%	3,6%
Gas Natural	Edelnor					8,2%	7,3%	6,9%	6,9%	7,0%	7,0%
	AES Gener				15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%
	Gasatacama				22,3%	19,3%	17,1%	21,5%	21,4%	21,7%	21,7%
	Electroandina					1,2%	12,7%	12,0%	12,0%	12,2%	12,2%
Subtotal					38,1%	50,0%	55,8%	58,1%	58,0%	58,7%	58,7%
TOTAL		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Nota: A partir del año 2000 se considera la unidad TG3 de Electroandina con combustible gas natural

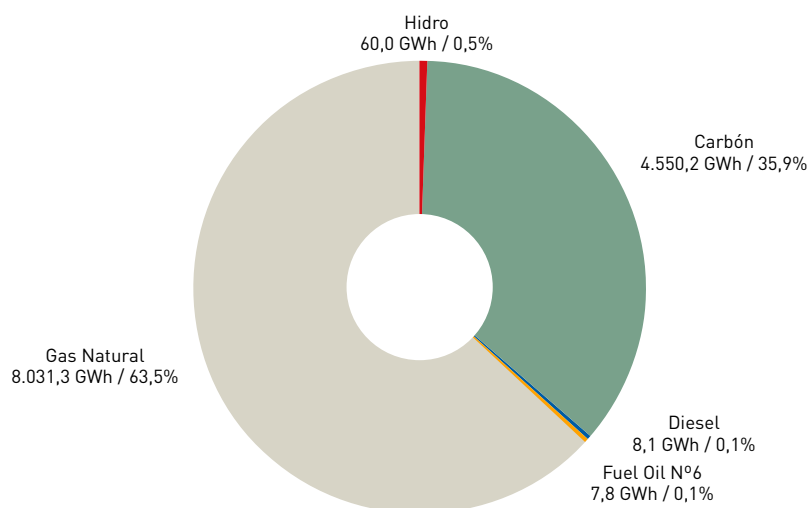


GENERACION BRUTA AÑO 2005

Generación Bruta
por empresa / año 2005



Generación Bruta
por combustible / año 2005



GENERACION DE LAS CENTRALES DEL SING AÑO 2005 (GWh)



CDEC-SING

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
CELTA													
CTTAR	71,0	3,0	22,3	66,1	49,1	-	15,7	34,9	25,7	50,8	24,6	58,9	422,2
TGTAR	-	-	-	-	0,1	-	0,1	-	0,1	-	-	-	0,4
Total Generación Bruta	71,0	3,0	22,3	66,1	49,2	0,1	15,8	34,9	25,8	50,8	24,7	58,9	422,7
Consumos Propios	7,0	0,3	2,2	6,4	4,5	-	1,4	3,1	2,3	4,7	2,3	5,0	39,3
Total Generación Neta	63,9	2,7	20,1	59,7	44,8	-	14,4	31,9	23,5	46,1	22,3	53,9	383,4
EDELNOR													
CHAP	5,1	4,2	3,9	2,6	3,0	3,3	3,6	3,6	3,6	3,7	3,9	4,7	45,4
CAVA	1,3	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	14,7
C. D. Arica	-	0,2	0,2	0,2	0,3	0,1	0,4	0,2	0,4	0,1	0,1	0,1	2,2
C. D. Iquique	0,1	0,4	0,3	0,2	0,5	0,2	0,8	0,3	0,5	-	0,3	0,4	3,9
C. D. Antofagasta	0,1	0,1	0,2	-	0,2	0,1	0,6	0,1	0,3	-	0,1	0,4	2,3
MIMB	0,2	0,5	0,6	0,1	0,2	0,2	0,9	0,2	0,4	-	0,4	0,4	4,1
CTM1	-	57,4	54,0	65,5	44,8	1,7	76,5	-	51,9	-	-	94,8	446,6
CTM2	102,2	35,3	42,7	57,7	66,8	84,1	15,1	112,5	101,8	116,4	106,4	8,1	848,9
CTM3	130,6	125,8	140,4	122,9	109,5	119,9	155,8	156,9	99,3	161,7	152,7	125,8	1.601,3
Total Generación Bruta	239,5	225,2	243,4	250,5	226,5	210,6	254,9	274,9	259,6	283,2	265,2	236,0	2.969,5
Consumos Propios	12,9	11,1	12,2	13,5	13,1	12,5	12,8	13,6	16,0	13,8	13,8	13,8	159,1
Total Generación Neta	226,7	214,0	231,2	236,9	213,4	198,2	242,1	261,3	243,6	269,4	251,4	222,2	2.810,4
ELECTROANDINA													
U10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
U11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
U12	-	-	3,4	6,2	4,1	2,5	1,8	12,3	15,7	1,4	8,4	3,1	59,0
U13	4,1	-	25,4	14,6	26,4	2,8	5,7	40,2	18,1	-	7,4	3,0	147,6
U14	73,6	53,4	71,6	-	77,5	78,4	85,2	83,4	49,2	85,0	79,2	81,7	818,2
U15	5,3	21,8	77,0	70,1	52,9	58,6	63,6	78,3	79,4	84,0	66,3	73,3	730,6
U16	175,0	161,0	180,6	170,7	179,4	176,0	33,3	0,9	155,5	185,8	160,9	174,0	1.753,1
TG1	-	0,1	-	-	0,1	-	-	-	0,1	-	0,1	-	0,5
TG2	-	0,2	-	0,1	-	-	0,1	-	0,1	-	-	-	0,6
TG3	0,2	0,1	0,4	1,3	9,0	-	5,3	12,9	10,3	0,9	1,3	1,3	43,1
Total Generación Bruta	258,3	236,5	358,5	263,0	349,5	318,3	195,0	228,0	328,5	357,2	323,5	336,4	3.552,7
Consumos Propios	11,9	10,9	19,3	12,1	18,2	17,0	13,5	16,6	17,3	18,6	17,8	18,1	191,4
Total Generación Neta	246,4	225,6	339,2	250,9	331,3	301,3	181,5	211,4	311,2	338,5	305,6	318,3	3.361,3



GENERACION DE LAS CENTRALES DEL SING AÑO 2005 (GWh)

CDEC-SING

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
AES GENER													
CC Salta	183,8	167,0	188,0	164,7	187,7	183,5	179,7	164,7	161,4	193,1	187,3	192,8	2.153,8
Total Generación Bruta	183,8	167,0	188,0	164,7	187,7	183,5	179,7	164,7	161,4	193,1	187,3	192,8	2.153,8
Consumos Propios	4,3	3,9	4,2	3,4	3,6	3,6	3,2	3,0	3,1	3,3	4,1	4,5	44,2
Total Generación Neta	179,5	163,2	183,8	161,3	184,1	179,9	176,5	161,7	158,3	189,8	183,1	188,3	2.109,6
NORGENER													
NT01	54,4	42,0	33,1	55,7	45,7	34,2	72,5	72,4	65,0	68,9	4,9	0,0	548,9
NT02	17,5	61,9	70,5	81,2	66,4	4,3	10,5	41,3	70,4	22,8	42,2	39,0	528,1
Total Generación Bruta	71,9	104,0	103,6	136,9	112,1	38,5	83,0	113,7	135,4	91,7	47,1	39,0	1.077,0
Consumos Propios	6,4	9,5	8,6	11,1	9,4	3,9	6,4	8,9	11,0	7,7	4,7	3,7	91,3
Total Generación Neta	65,5	94,4	95,0	125,8	102,7	34,6	76,6	104,8	124,4	84,0	42,5	35,3	985,7
GASATACAMA													
CC1	120,2	108,2	95,5	49,5	65,9	115,6	118,8	124,8	113,1	118,3	56,9	57,3	1.144,1
CC2	117,1	109,9	84,4	74,0	86,9	143,2	199,3	142,9	8,8	1,4	169,3	200,3	1.337,5
ENAEEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Generación Bruta	237,3	218,1	179,9	123,5	152,8	258,8	318,1	267,6	122,0	119,7	226,2	257,7	2.481,6
Consumos Propios	6,2	5,7	5,2	4,2	4,9	6,7	7,1	6,9	5,1	3,8	6,1	7,3	68,9
Total Generación Neta	231,1	212,5	174,7	119,3	147,9	252,1	311,0	260,7	116,9	115,9	220,1	250,4	2.412,7
TOTAL SING													
Generación Bruta	1061,8	953,8	1095,8	1004,7	1077,9	1009,8	1046,7	1083,9	1032,6	1095,7	1073,9	1120,9	12657,4
Consumos Propios	48,6	41,4	51,7	50,7	53,6	43,6	44,5	52,1	54,8	51,9	48,9	52,4	594,3
Generación Neta	1013,2	912,3	1044,1	954,0	1024,2	966,2	1002,2	1031,8	977,8	1043,8	1025,0	1068,5	12063,1
Perdidas de Transmisión	44,2	33,8	48,3	33,8	40,9	40,6	45,0	43,4	38,2	44,3	43,1	48,0	503,5
Ventas a clientes libres	874,8	796,7	897,8	823,4	883,3	832,0	858,4	888,8	843,3	899,9	884,2	918,4	10.400,8
Ventas a clientes regulados	94,2	81,8	98,1	96,8	100,0	93,6	98,8	99,6	96,4	99,7	97,8	102,1	1.158,8
Total Ventas	969,0	878,6	995,8	920,2	983,3	925,6	957,2	988,4	939,6	999,5	982,0	1020,5	11.559,6

GENERACION DE LAS CENTRALES DEL SING PERIODO 1996-2005 (GWh)



CDEC-SING

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CELTA										
CTTAR	-	-	145	1.083	1.061	760	639	435	435	422
TGTAR	-	-	11	0	17	3	1	1	1	0
Total Generación Bruta	-	-	156	1.083	1.079	763	640	436	436	423
Consumos Propios	-	-	12	82	84	67	61	40	39	39
Total Generación Neta	-	-	143	1.001	994	696	579	397	398	383
EDELNOR										
CHAP	35	42	35	46	43	53	54	51	51	45
CAVA	12	14	15	14	13	12	13	14	15	15
C. D. Arica	20	17	15	22	6	5	2	1	5	2
C. D. Iquique	74	57	52	62	31	14	8	6	11	4
C. D. Antofagasta	51	38	55	58	8	5	2	2	7	2
MIMB	69	42	43	58	9	7	6	7	16	4
ENAEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CTM1	1.064	1.299	1.316	1.092	618	257	18	144	498,7	446,6
CTM2	-	-	810	1.139	984	774	918	575	1.003	849
CTM3	-	-	-	2	711	1.131	849	1.695	1.449	1.601
Total Generación Bruta	1.325	1.510	2.341	2.493	2.424	2.257	1.870	2.495	3.054	2.970
Consumos Propios	85	101	165	174	173	131	111	113	162	159
Total Generación Neta	1.240	1.409	2.176	2.319	2.251	2.125	1.759	2.382	2.892	2.810
ELECTROANDINA										
U09	19	101	45	12	0	0	0	0	0	0
U10 - U11	194	58	40	148	56	29	1	0	7	0
U12 - U13	1.126	927	768	1.182	503	338	663	455	478	207
U14 - U15	1.775	2.040	1.988	1.623	1.509	664	1.266	1.304	1.409	1.549
U16	-	-	-	-	192	1.458	1.174	1.627	1.458	1.753
TG1 - TG2	1	1	2	18	22	16	7	2	2	1
TG3	16	8	19	20	32	43	4	11	91	43
Total Generación Bruta	3.129	3.135	2.862	3.005	2.315	2.548	3.115	3.398	3.444	3.553
Consumos Propios	225	223	204	208	178	139	199	198	194	191
Total Generación Neta	2.904	2.912	2.658	2.797	2.137	2.409	2.917	3.201	3.250	3.361

(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 1996-2005 (GWh)

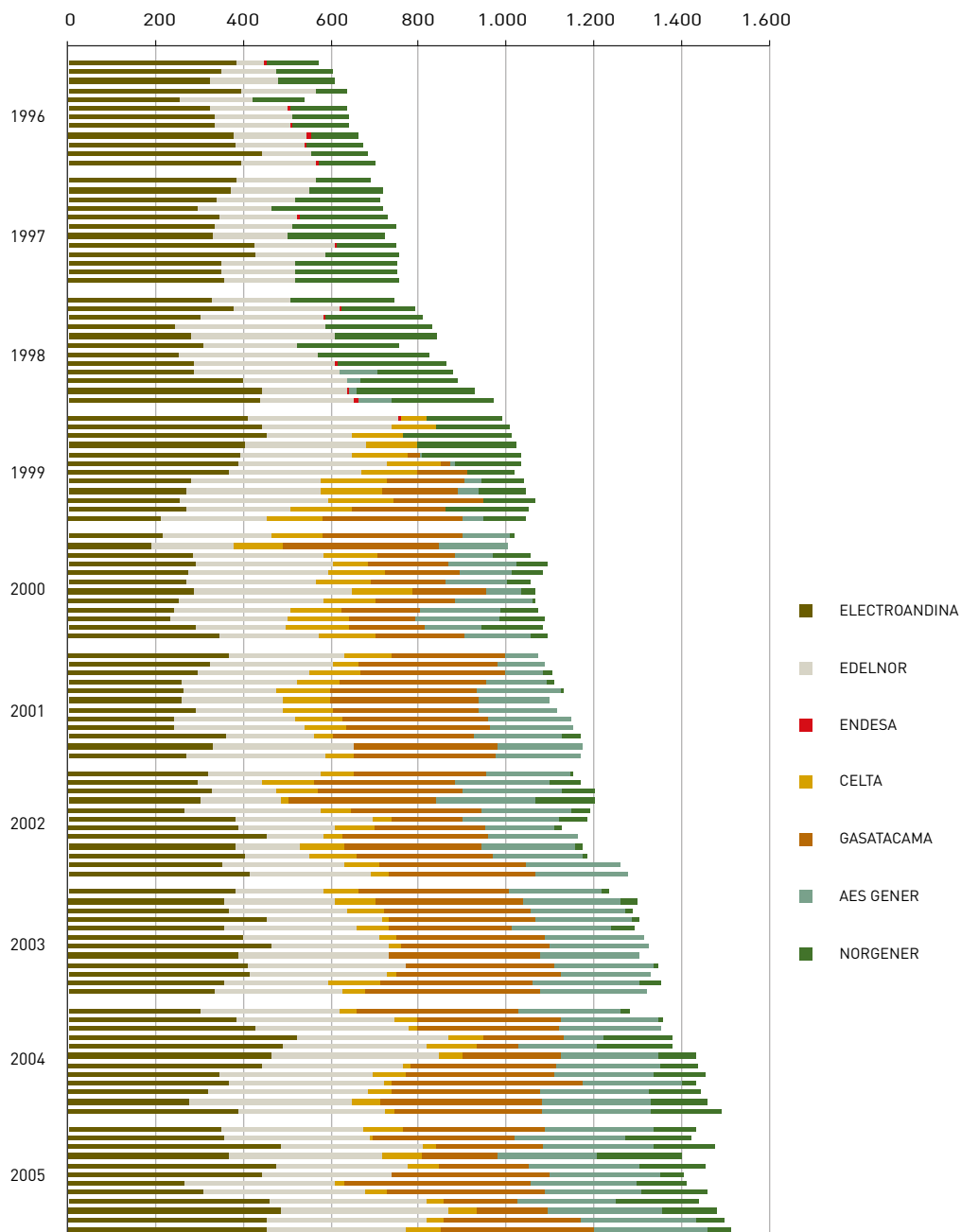
CDEC-SING

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ENDESA (1)										
TG Mej. 1 - 2	29	8	24	-	-	-	-	-	-	-
TG Mej. 3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TGTAR	-	-	-	6	-	-	-	-	-	-
Total Generación Bruta	30	8	24	6	-	-	-	-	-	-
Consumos Propios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Generación Neta	30	8	24	6	-	-	-	-	-	-
AES GENER										
TG11	-	-	-	102	-	-	-	-	-	-
TG12	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-
CC Salta	-	-	-	-	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154
Total Generación Bruta	-	-	-	114	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154
Consumos Propios	-	-	-	0	27	35	45	46	43	44
Total Generación Neta	-	-	-	114	1.191	1.351	1.768	1.904	1.860	2.110
GASATACAMA										
CC1	-	-	-	801	970	1.462	1.431	1.434	1.168	1.144
CC2	-	-	-	116	812	1.368	1.216	1.568	1.530	1.338
ENAEX	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0
Total Generación Bruta	-	-	-	916	1.782	2.830	2.647	3.002	2.698	2.482
Consumos Propios	-	-	-	39	70	91	77	82	82	69
Total Generación Neta	-	-	-	877	1.711	2.739	2.570	2.920	2.615	2.413
NORGENER										
NT01	1.061	856	1.016	526	264	1	63	16	216	549
NT02	-	883	960	858	246	67	252	126	578	528
Total Generación Bruta	1.061	1.740	1.975	1.384	510	68	315	142	794	1.077
Consumos Propios	75	120	133	109	52	7	32	14	66	91
Total Generación Neta	986	1.620	1.843	1.275	458	61	283	128	727	986
TOTAL SING										
Generación Bruta	5.545	6.392	7.358	9.001	9.327	9.851	10.400	11.424	12.330	12.657
Consumos Propios	385	444	514	612	585	471	524	492	587	594
Generación Neta	5.159	5.948	6.844	8.389	8.743	9.381	9.876	10.932	11.743	12.063
Pérdidas de Transmisión	172	200	227	269	345	390	394	452	503	503
Ventas a clientes libres	4.359	5.019	5.868	7.313	7.499	8.046	8.473	9.433	10.164	10.401
Ventas a clientes regulados	622	730	748	807	899	945	1.009	1.047	1.075	1.159
Total Ventas	4.981	5.749	6.616	8.120	8.398	8.991	9.482	10.480	11.240	11.560

GENERACION MEDIA HORARIA MENSUAL (MW) PERIODO 1996-2005

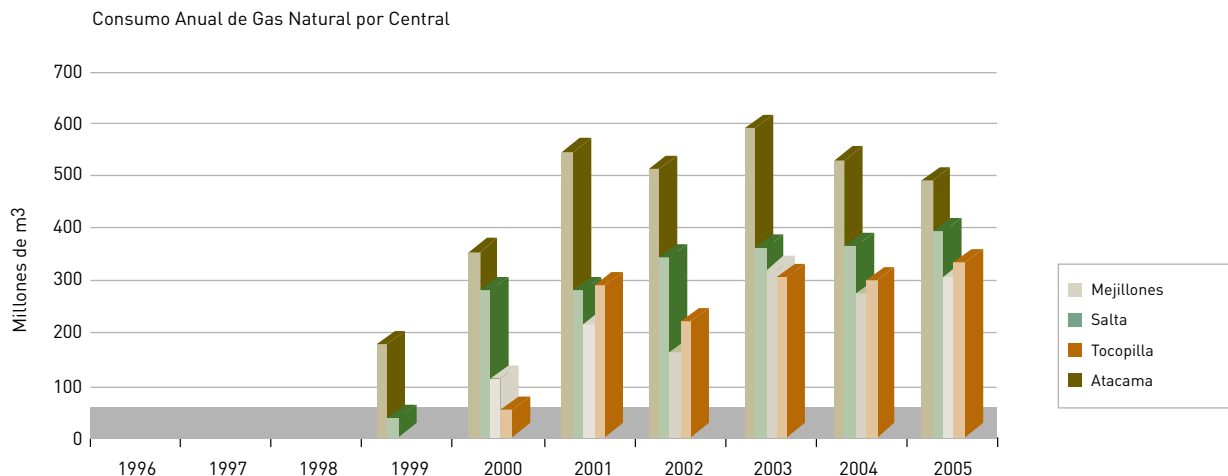


CDEC-SING

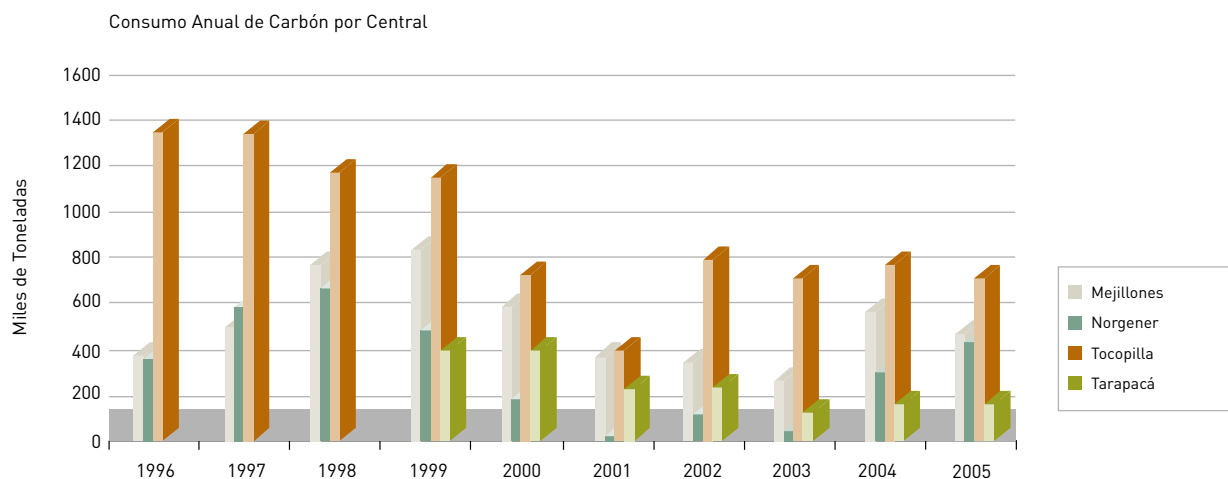




CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES POR CENTRAL PERIODO 1996-2005

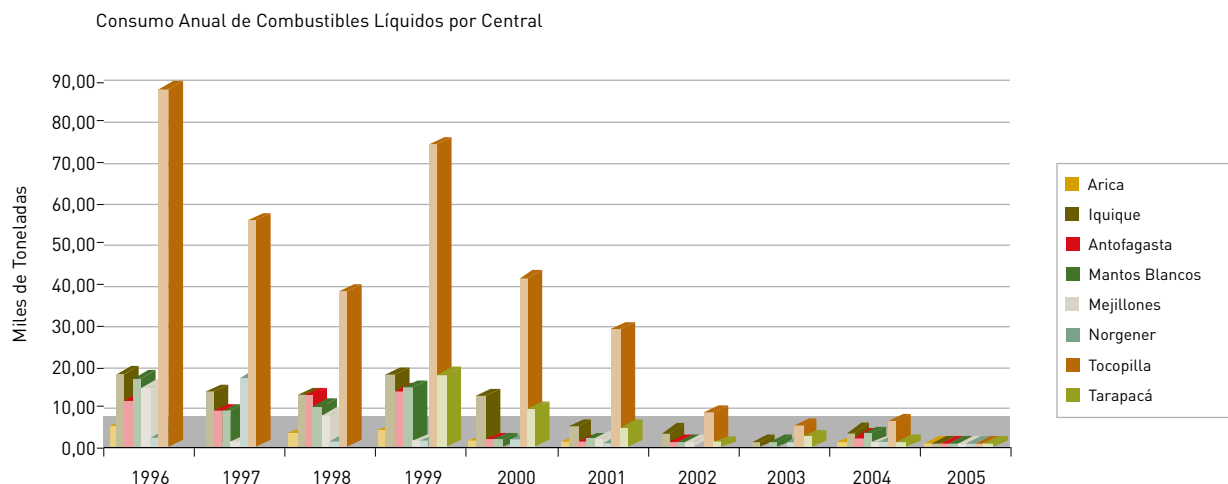


Nota: La utilización de gas natural como combustible para la generación comenzó en el año 1999.



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



Nota: Los consumos de combustibles líquidos corresponden a Petróleo Diesel y Fuel Oil N° 6

VENTAS ANUALES DEL SING (GWh) PERIODO 1996-2005

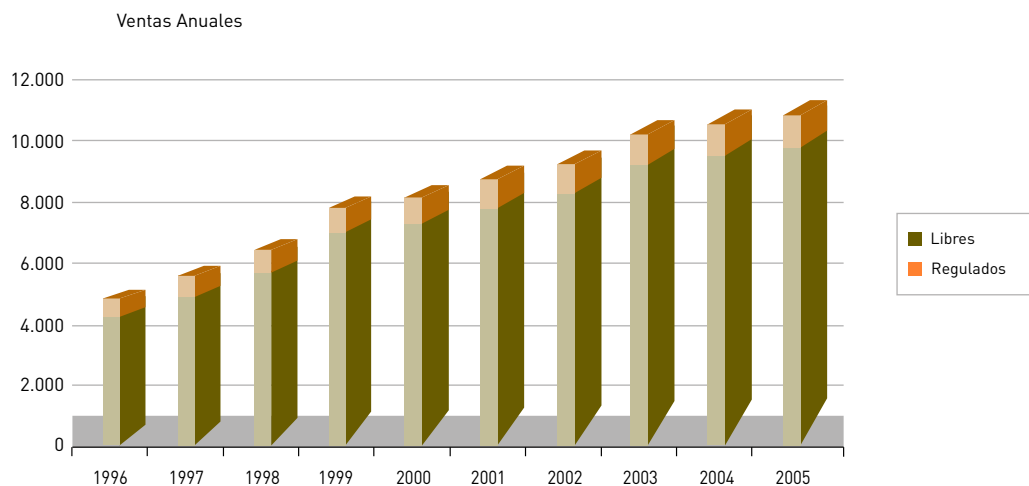


CDEC-SING

Año	Ventas			Crecimiento		
	Cientes	Cientes	Total	Anual	Promedio	Acumulado
	Libres	Regulados				
1996	4.359	622	4.981	24,9%	21,2%	46,8%
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%

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.



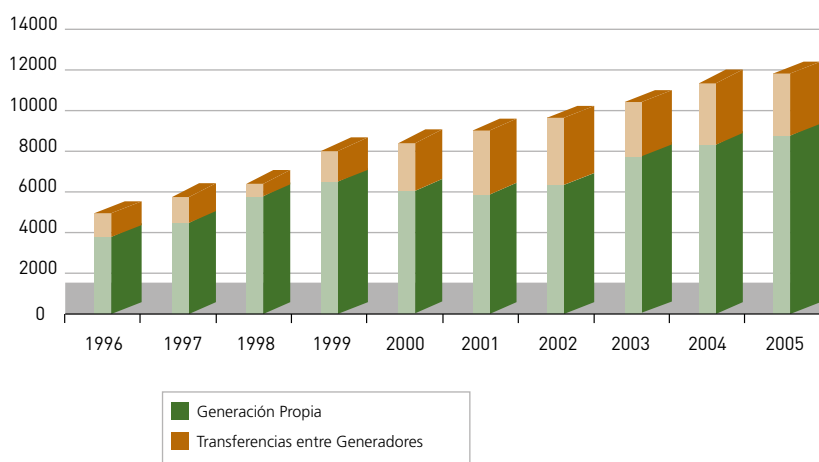


COMPOSICION DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh) PERIODO 1996-2005

CDEC-SING

Año	Ventas de	Generación	Transferencias	Porcentaje
	Energía	Propia	entre Generadores	Transferencias/Ventas
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)
1996	4.981	3.792	1.190	24%
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%

Composición de las Ventas Anuales



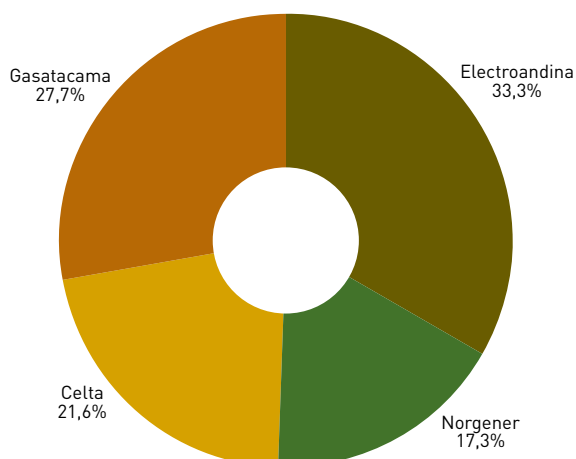
TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWH) AÑO 2005



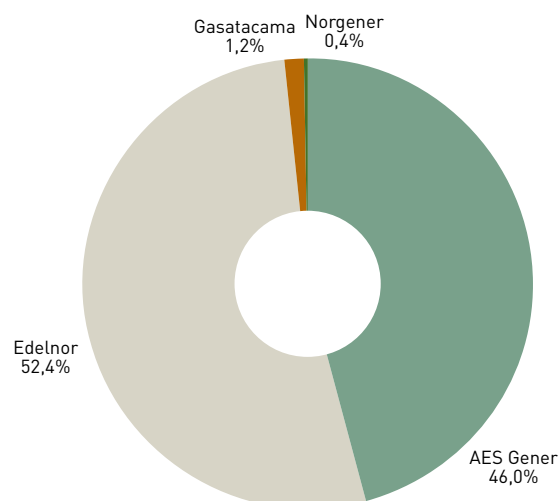
CDEC-SING

EMPRESA		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CELTA														
	Compras	24,1	71,0	70,2	8,9	50,6	77,2	65,1	53,5	56,0	42,3	66,6	43,1	628,5
	Ventas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDELNOR														
	Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ventas	124,4	113,0	120,1	133,3	109,1	103,1	137,6	149,6	133,7	153,4	137,6	107,8	1.522,8
ELECTROANDINA														
	Compras	108,6	110,8	40,9	98,1	26,4	48,9	179,6	164,0	43,0	31,7	59,4	56,7	968,1
	Ventas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AES GENER														
	Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ventas	108,3	99,2	118,6	100,8	118,6	116,5	117,3	94,4	96,8	124,9	119,3	120,8	1.335,6
NORGENER														
	Compras	64,7	11,8	31,6	-	25,2	86,2	46,3	14,5	-	47,4	82,3	93,0	503,1
	Ventas	-	-	-	6,4	-	-	-	-	4,8	-	-	-	11,3
GASATACAMA														
	Compras	35,3	18,7	95,9	133,5	125,5	7,4	-	12,0	136,4	156,9	48,5	35,8	806,1
	Ventas	-	-	-	-	-	-	36,1	-	-	-	-	-	36,1

Compras de Energía



Ventas de Energía





TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) PERIODO 1996-2005

CDEC-SING

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CELTA	Compras	-	-	0,4	-	21,2	263,6	390,8	601,4	663,2	628,5
	Ventas	-	-	144,5	419,7	116,0	10,4	-	-	-	-
EDELNOR	Compras	273,8	458,2	140,8	97,1	97,8	54,9	-	-	-	-
	Ventas	7,2	-	286,3	273,0	255,3	292,1	801,1	1.263,8	1.637,3	1.522,8
ELECTROANDINA	Compras	41,5	173,4	683,0	733,3	1.438,0	1.497,4	1.109,5	831,7	1.000,1	968,1
	Ventas	261,1	105,2	5,0	20,2	-	-	-	-	18,9	-
ENDESA	Compras	251,6	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
NORGENER	Compras	11,6	3,7	-	216,4	833,9	1.364,7	1.067,2	1.266,1	739,2	503,1
	Ventas	342,9	604,6	645,6	172,0	-	-	-	-	-	11,3
GASATACAMA	Compras	-	-	-	0,3	-	-	24,0	3,5	430,2	806,1
	Ventas	-	-	-	844,4	1.549,6	2.251,5	792,7	350,1	126,3	36,1

Notas:

El CDEC-SING comenzó su operación el 30 de julio de 1993.

La compra de energía realizada por Edelnor el año 1993, no incluye compras a Endesa antes de la constitución del CDEC.

Valores provisorios para los meses de mayo de 2000 a diciembre de 2005

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) AÑO 2005



CDEC-SING

BALANCE DE POTENCIA FIRME 2005

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	NORGENER	GASATACAMA	TOTAL SING
Inyecciones [MW]	74,0	304,9	387,5	289,2	101,2	376,3	1533,26
Retiros [MW]	125,5	154,2	493,9	90,6	180,6	424,4	1469,21
Balance [MW]	-51,5	150,7	-106,4	198,6	-79,4	-48,1	64,1

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA FIRME 2005

	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	NORGENER	GASATACAMA	TOTAL SING
TOTAL SING							
COMPRAS (MW)	56,4		124,2		82,7	61,4	324,7
VENTAS (MW)		140,1		184,6			324,7

Fijación	Vigencia		Precio Potencia	Precio Potencia	Dólar Fij. Tarifaria
Tarifaria	Desde	Hasta	[\$ /kW-mes]	[US\$/kW-mes]	
oct-04	01/01/2005	30/04/2005	3.713,710	6,023	616,55
abr-05	01/05/2005	31/10/2005	3.696,460	6,303	586,48
oct-05	01/11/2005	31/12/2005	3.446,950	6,422	536,70



TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) PERIODO 1996 - 2005

CDEC-SING

	CELTA		EDELNOR		ENDESA		ELECTROANDINA		AES GENER		GASATACAMA		NORGENER	
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
1996			36,1		11,3		19,6						5,3	
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	

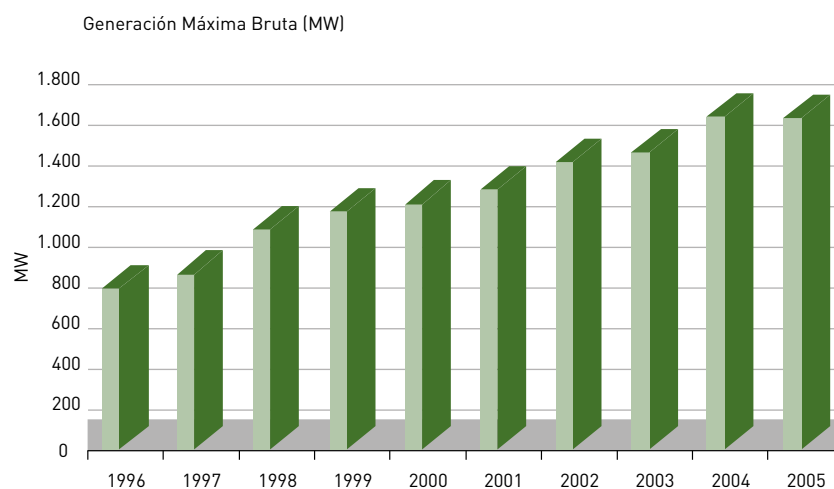
DEMANDA MAXIMA ANUAL DEL SING PERIODO 1996-2005



CDEC-SING

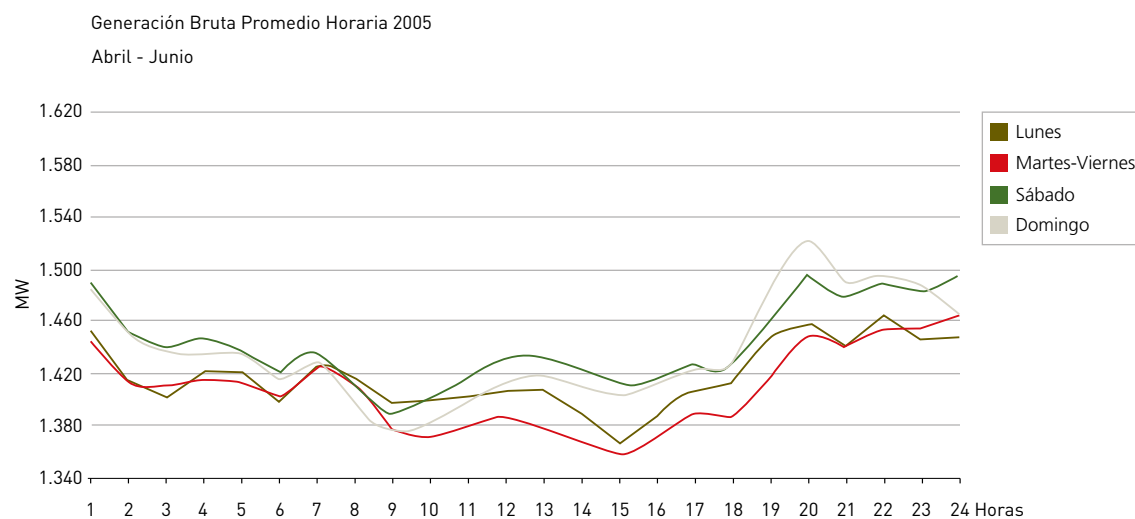
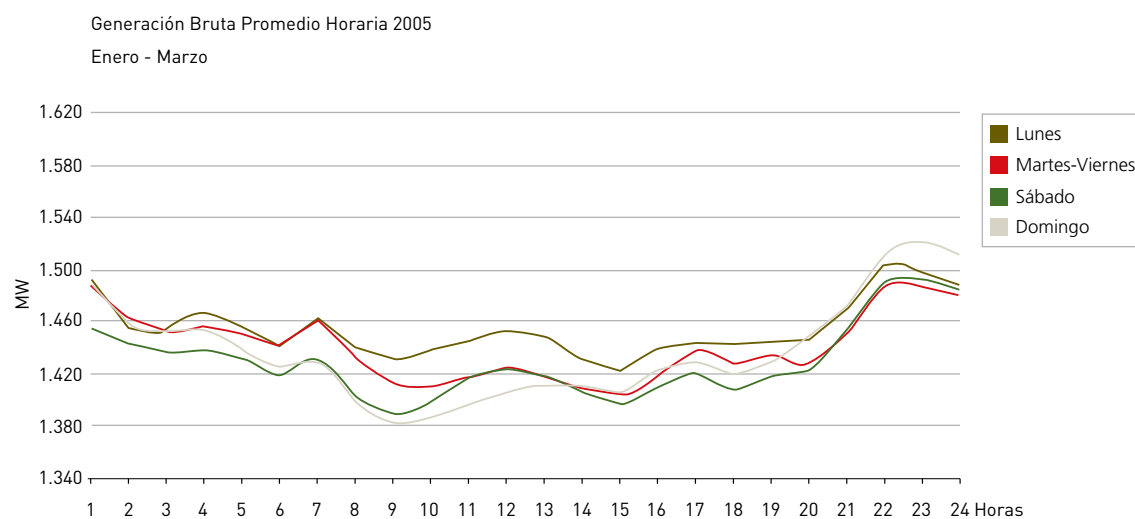
Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Bruta (MW)
1996	26-dic-96	23	795	747
1997	25-nov-97	22	866	812
1998	23-dic-98	23	1.087	1.021
1999	13-dic-99	22	1.173	1.094
2000	15-dic-00	22	1.213	1.153
2001	5-nov-01	22	1.281	1.221
2002	23-dic-02	22	1.420	1.360
2003	14-dic-03	22	1.467	1.416
2004	19-dic-04	23	1.644	1.567
2005	27-nov-05	22	1.635	1.566

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





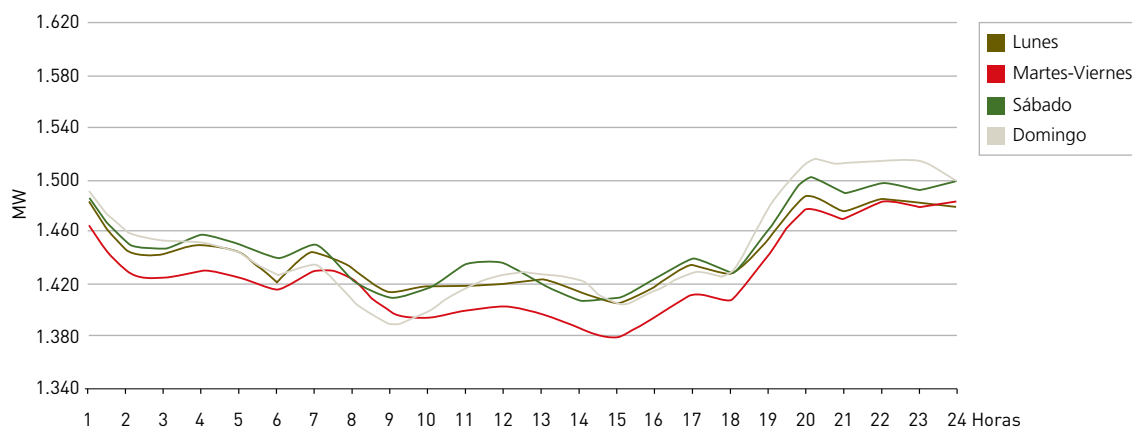
GENERACION BRUTA HORARIA. CURVAS DIARIAS TIPICAS-AÑO 2005





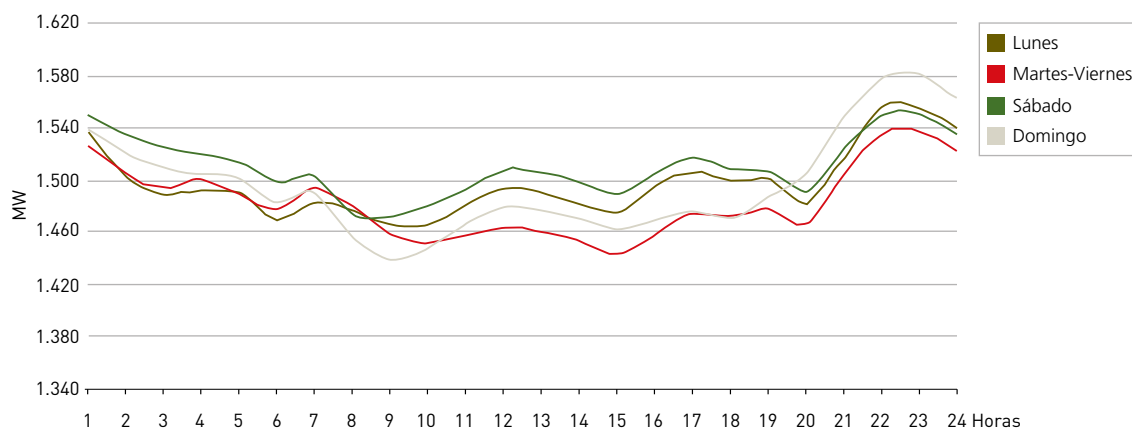
Generación Bruta Promedio Horaria 2005

Julio - Septiembre



Generación Bruta Promedio Horaria 2005

Octubre - Diciembre





COSTOS MARGINALES DE ENERGIA CRUCERO 220 kV - AÑO 2005

CDEC-SING

Día	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
1	16,33841	21,45672	16,37218	17,59408	18,44450	12,89241
2	17,07883	13,74136	16,71879	18,50754	18,52106	13,57034
3	16,16474	16,53533	15,50776	18,48838	18,22807	13,42222
4	14,24711	16,82868	16,07028	19,60986	18,48049	14,94810
5	11,07451	16,64316	15,65091	18,12365	16,99313	15,63384
6	11,31777	15,97166	15,83012	16,64322	17,90918	15,58047
7	16,34322	16,28078	15,95408	15,88868	18,38036	14,20521
8	14,66917	17,13985	15,55768	17,31721	18,24698	14,88759
9	11,08605	17,19054	17,31882	17,48217	20,33839	13,35516
10	16,54641	17,71218	15,73979	18,00605	17,55166	15,37514
11	15,30848	16,49797	16,44296	18,06934	18,47690	17,12665
12	16,18961	15,89870	15,88750	16,58479	18,12058	16,91367
13	16,37167	16,54140	16,82678	18,25972	17,13796	15,50604
14	14,37360	16,66437	16,79004	18,19953	17,01815	14,12309
15	15,05301	15,60485	16,87053	18,42036	16,79949	10,75177
16	15,39360	15,11183	20,96903	18,45131	17,09964	11,38952
17	16,33671	16,01442	17,97511	18,02520	14,77184	12,10754
18	14,92448	14,97748	17,87769	17,90778	9,84046	14,70278
19	14,43585	12,70635	18,51520	17,87568	16,52358	14,84350
20	14,78773	13,02202	17,83397	15,70040	17,06487	15,05495
21	14,95307	15,00231	17,68848	18,11599	16,88746	15,08757
22	17,46532	17,16326	18,19791	18,48907	16,75785	15,85957
23	18,33620	15,58766	20,64712	18,53813	16,82598	14,80203
24	15,73265	16,74829	18,70296	21,63688	16,79746	14,66583
25	16,18874	16,21927	17,67546	21,05821	17,53290	15,11859
26	15,90373	20,00889	17,50703	18,17319	17,03662	14,74875
27	15,75663	16,03074	17,09514	18,43138	17,09010	13,21455
28	17,14221	15,91302	17,81145	18,40953	15,52010	13,29072
29	16,76648		17,82845	18,64717	15,52348	13,13236
30	16,73317		18,92617	18,60094	16,19346	15,10668
31	17,68725		17,74767		16,44981	
Promedio	15,5067	16,2576	17,3057	18,1752	17,0504	14,3806

Nota: Valores provisionarios

Promedios diarios en \$/KWh de cada día



JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
15,15187	18,40331	25,78420	15,45600	13,50322	12,15058
15,33051	19,25426	16,91283	14,89735	13,90165	14,43113
15,36637	18,40722	13,15997	15,19033	15,20664	14,56788
15,44358	18,40029	17,13045	17,39917	14,22877	13,61536
12,16381	16,72723	14,76284	13,08139	13,82174	13,50478
20,43364	16,73096	11,57568	13,16897	14,10638	10,28895
12,55305	17,16228	16,81657	13,94052	15,72029	9,56271
14,74221	14,77040	14,17025	14,69928	12,79162	11,83015
15,07416	14,57337	16,61770	14,85419	12,11385	12,35335
14,69348	13,50722	16,04479	14,09760	11,47083	12,01947
14,65575	12,19419	16,47862	14,48101	11,41215	10,68836
14,30258	12,19718	17,57388	13,87680	11,54030	12,75687
14,40414	13,37244	18,31221	13,89332	11,74980	11,79178
14,71605	12,74625	16,08446	13,91497	12,08392	11,95534
18,90360	13,01819	16,45118	14,35894	12,51693	10,78040
41,66565	13,37508	17,96697	14,38345	12,62021	11,68686
21,82746	12,74390	16,15099	15,85867	13,24917	14,23425
14,60159	12,04028	15,95279	14,16887	22,06774	11,62017
13,62628	13,11521	14,86934	14,09858	13,07617	12,63513
14,73886	12,70520	16,86159	14,63728	11,87150	12,84523
13,18859	20,94234	20,98605	14,68397	11,93371	11,36542
14,17205	23,56605	14,34333	14,55313	11,81740	12,45500
15,27679	19,40841	18,38230	14,82025	11,62274	12,06304
14,49047	17,62792	16,02680	17,26202	11,89817	14,15887
14,47163	17,32830	15,06874	13,77921	12,49120	12,72908
14,17442	17,07665	14,65441	14,50827	14,23521	12,39791
15,79884	16,62502	14,71375	14,25251	15,54434	12,33289
17,52996	16,98073	14,89768	13,69183	12,58081	12,33667
19,24815	17,06779	15,78690	14,11889	13,91973	11,85951
22,72169	19,69813	15,96574	13,32300	12,02685	12,22831
18,01130	16,96207		14,83146		11,18683
16,5638	16,0880	16,3501	14,5258	13,2374	12,2720



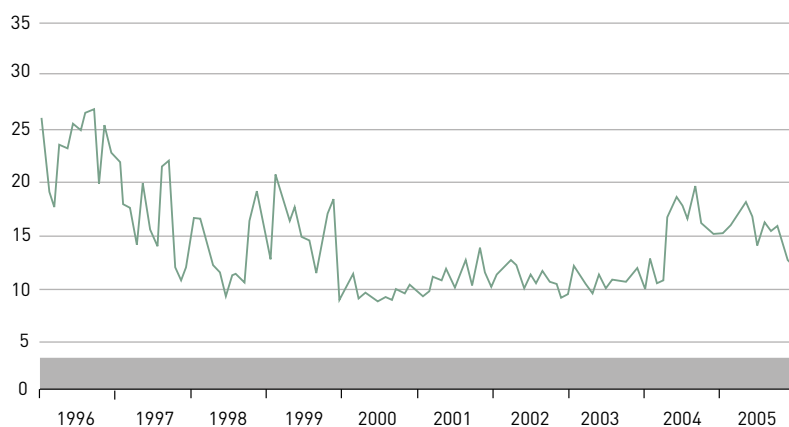
COSTOS MARGINALES MENSUALES DE ENERGIA NUDO CRUCERO 220 kV PERIODO 1996 - 2005

CDEC-SING

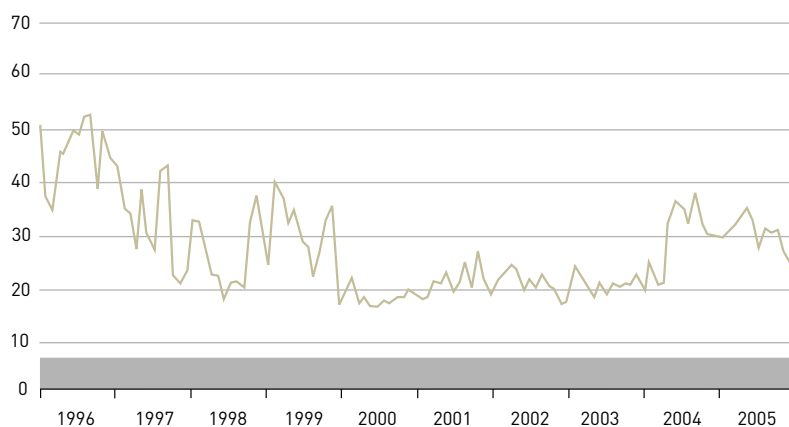
Mes \ Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	18,6	16,9	13,7	10,7	8,9	8,8	10,7	12,0	12,6	15,5
Febrero	13,8	13,7	13,5	17,5	10,1	8,9	11,4	11,0	10,4	16,3
Marzo	12,8	13,7	11,7	16,1	8,1	10,2	11,9	10,4	10,6	17,3
Abril	17,1	11,0	10,0	14,0	8,6	10,2	11,6	9,5	16,2	18,2
Mayo	17,1	15,6	9,6	15,3	8,1	11,0	9,7	11,0	18,3	17,1
Junio	18,9	12,3	7,9	13,0	7,9	9,5	10,7	9,8	17,7	14,4
Julio	18,6	11,1	9,3	12,4	8,3	10,5	10,1	10,6	16,4	16,6
Agosto	119,8	17,0	9,4	10,0	8,2	12,0	11,3	10,4	19,3	16,1
Septiembre	20,2	17,5	9,0	11,9	8,8	9,7	10,5	10,6	16,4	16,4
Octubre	14,8	9,5	14,1	14,5	8,8	13,1	10,1	10,6	15,5	14,5
Noviembre	19,2	8,8	16,2	16,0	9,3	10,6	8,9	11,7	15,3	13,2
Diciembre	17,5	10,0	13,2	7,9	9,1	9,5	9,3	9,7	15,1	12,3
Promedio	17,4	13,1	11,5	13,3	8,7	10,3	10,5	10,6	15,3	15,6

Nota:
Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2005.
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:
Los valores han sido actualizados por IPC y llevados a dólares americanos usando la tasa de cambio vigente al 31 de diciembre del 2005.

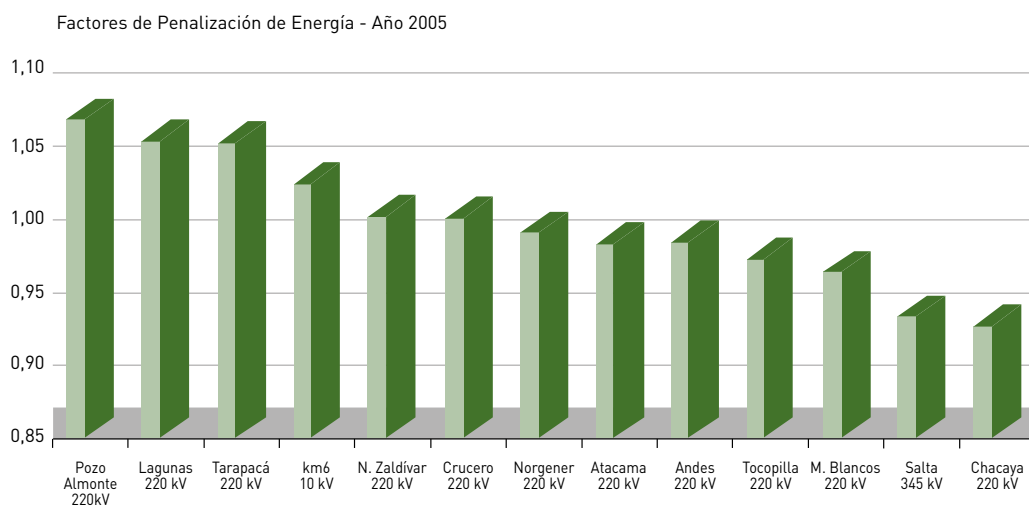
FACTORES DE PENALIZACION DE ENERGIA AÑO 2005



CDEC-SING

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Pozo Almonte 220 kV	1,07	1,08	1,05
Lagunas 220 kV	1,05	1,07	1,04
Tarapacá 220 kV	1,05	1,07	1,04
km6 100 kV	1,02	1,03	1,02
N.Zaldívar 220 kV	1,00	1,01	0,99
Crucero 220 kV	1,00	1,00	1,00
Norgener 220 kV	0,99	1,00	0,98
Atacama 220 kV	0,98	1,00	0,97
Andes 220 kV	0,98	0,99	0,97
Tocopilla 220 kV	0,97	0,98	0,97
M.Blancos 220 kV	0,96	0,97	0,96
Salta 345 kV	0,93	0,95	0,92
Chacaya 220 KV	0,93	0,94	0,91

Nota: Valores correspondientes a la programación semanal.

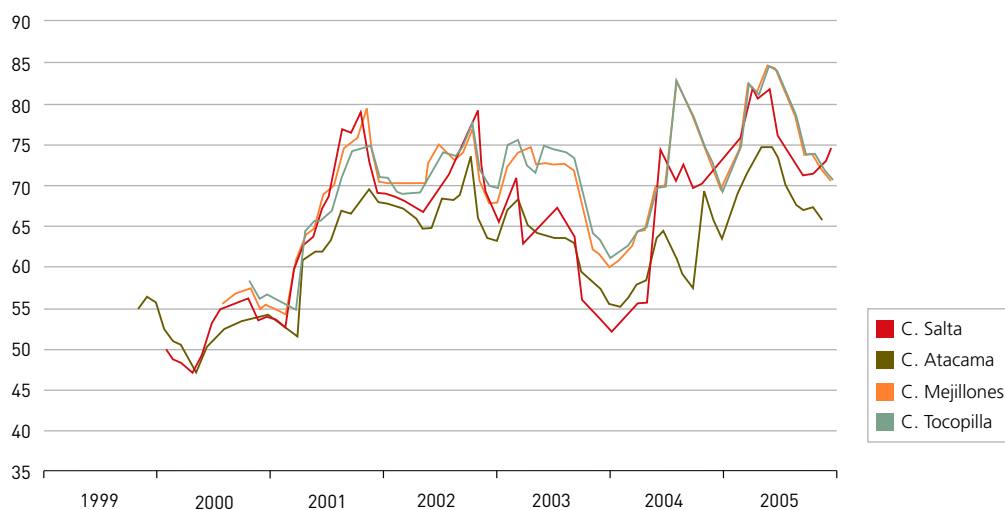


Nota: Los valores corresponden a los factores de penalización promedio

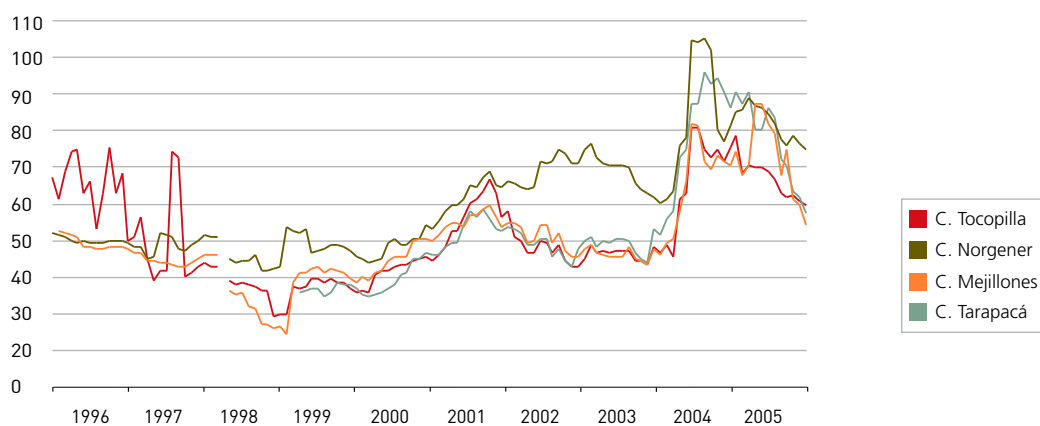


PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES POR CENTRAL

Precio del Gas Natural
(mills US\$ /m³)



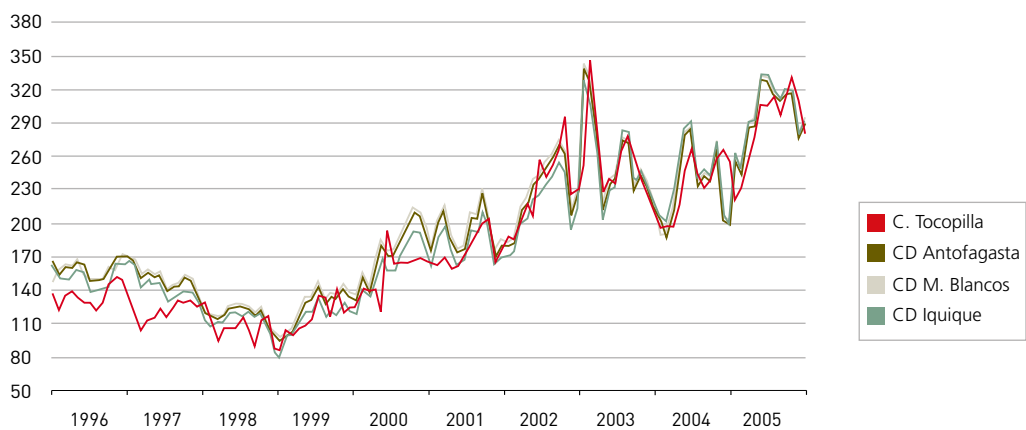
Precio del Carbón
(US\$ /Ton) Base 6000 (kcal /kg)



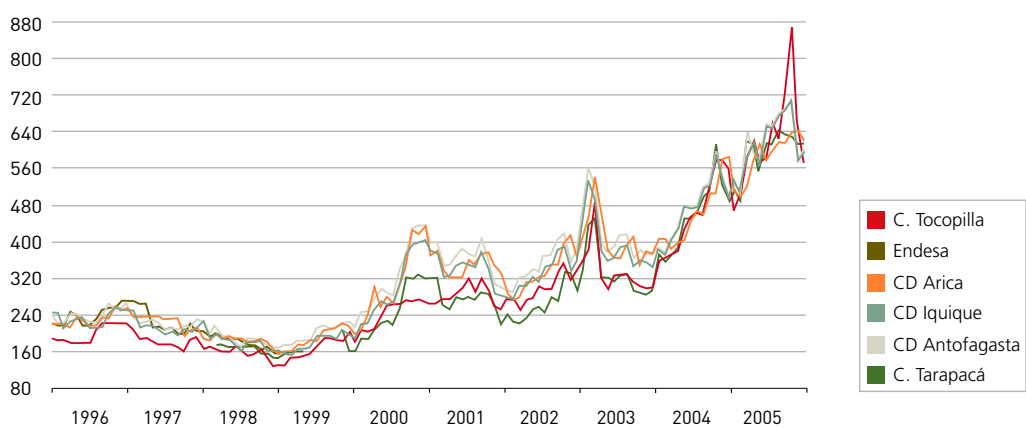
Nota: Los precios de combustibles indicados en los gráficos corresponden al valor que estaba vigente el último día de cada mes, los cuales han sido actualizados por IPC y llevados a dólares americanos usando la tasa de cambio vigente al 31 de diciembre de 2005.



Precio del Petróleo Fuel Oil N° 6
(US\$ /Ton)



Precio del Petróleo Diesel
(US\$ /Ton)



Edición / CDEC-SING

Concepción Visual / Racic Grupo Diseño

Impresión / Andros