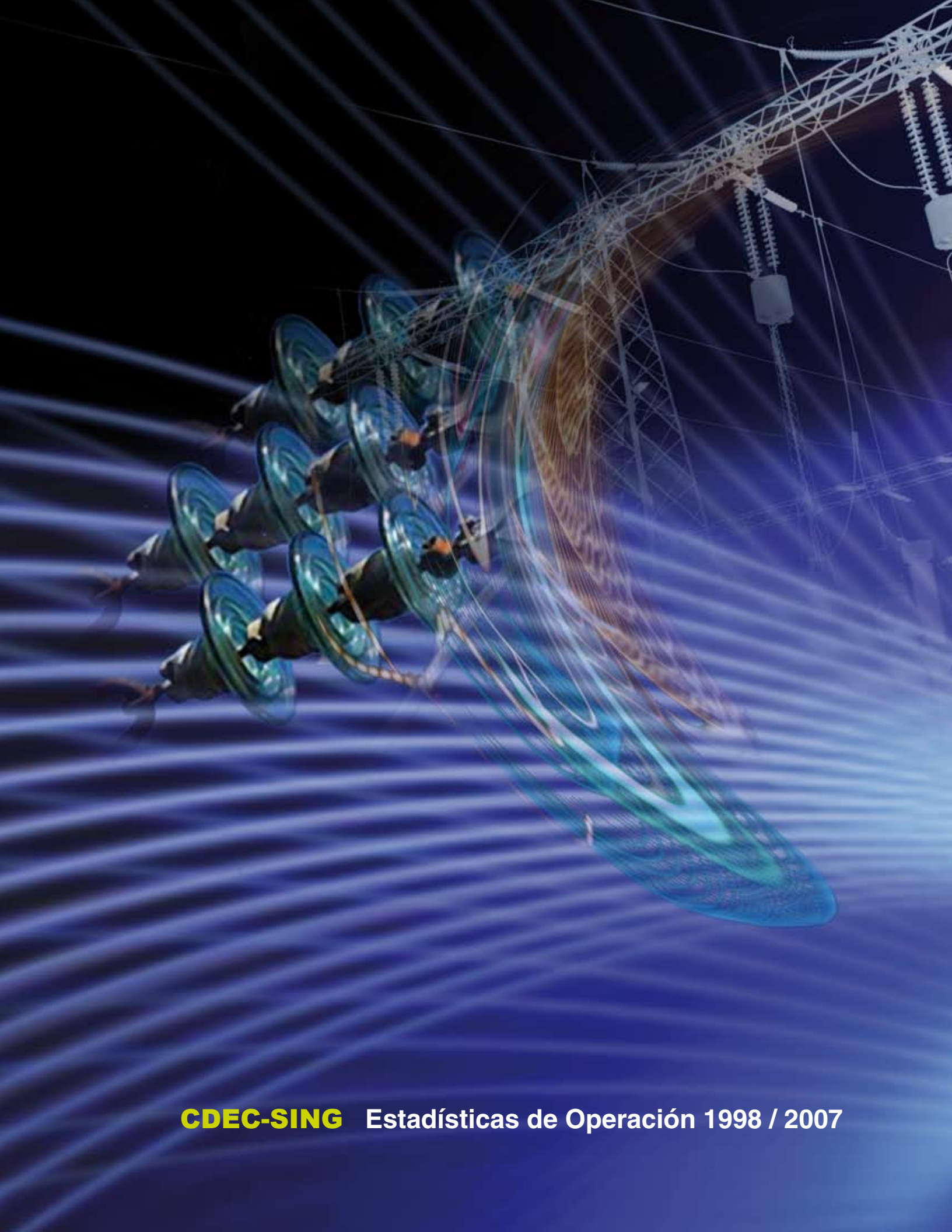






CDEC-SING

Empresas Integrantes
del CDEC-SING



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
- 16 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 2007
- 25 Diagrama Unilineal Simplificado del SING-2007

Hechos Relevantes de la Operación del SING durante el Año 2007

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

Estadísticas de Operación 1998-2007

- 30 Capacidad Instalada
- 30 Capacidad Instalada por Empresa
- 31 Capacidad Instalada por tipo de Combustible
- 32 Generación Bruta Año 2007
- 33 Generación de las Centrales del SING. Año 2007
- 35 Generación de las Centrales del SING. Período 1998 - 2007
- 37 Generación Media Horaria Mensual. Período 1998 - 2007
- 38 Consumo Anual de Combustibles por Central
- 39 Ventas Anuales del SING. Período 1998 - 2007
- 40 Composición de las Ventas Anuales del SING. Período 1998 - 2007
- 41 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Año 2007
- 42 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Período 1998 - 2007
- 43 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Año 2007
- 44 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Período 1998 - 2007
- 45 Demanda Máxima Anual del SING. Período 1998 - 2007
- 46 Generación Bruta Horaria. Curvas Diarias Típicas. Año 2007
- 48 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Año 2007
- 50 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Período 1998 - 2007
- 51 Factores de Penalización de Energía. Año 2007
- 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 una nueva versión de las Estadísticas de Operación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). 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 1998 - 2007, como también el resumen de los hechos relevantes de la operación del SING durante el año 2007.

Al término del año 2007 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 2007 alcanzó un nivel de generación bruta máxima horaria de 1.751 MW, mientras que el aporte de energía bruta anual acumulado durante el año 2007 fue igual a 13.945 GWh, lo que significó un crecimiento anual de 5,4 % en relación con el año 2006. En términos de ventas físicas de energía a clientes finales, éstas acumularon durante el año 2007 un total de 12.674 GWh, lo que representa un incremento de 5,4 % respecto del año anterior.

En cuanto a la distribución del aporte por combustibles, durante el año 2007 un 57,6% 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 22,6 %. El resto del aporte se repartió entre unidades que operan con petróleo Diesel (16,3%), petróleo Fuel Oil (3,0%) e hidráulicas (0,5%).

Al analizar las cifras anteriores, debe tenerse presente que desde el año 2004, el SING ha estado sujeto a restricciones crecientes en el suministro de gas natural proveniente desde Argentina, las cuales durante el 2007 se profundizaron notablemente. Consecuentemente, la operación del sistema debió efectuarse bajo un escenario con una inusual demanda de diesel para generación durante el año 2007, lo que significa un esfuerzo mayor para las unidades que usan ese combustible.

Desde el punto de vista de la continuidad de suministro, se debe comentar que producto de dos terremotos con epicentro en la Segunda Región, ocurridos el 14 de Noviembre y el 16 de Diciembre respectivamente, se produjeron las únicas pérdidas de suministro total acontecidas en el SING durante el año. Como resultado de estos eventos, las instalaciones de generación y transmisión del SING sufrieron daños de diversa consideración, cuya reparación en algunos casos, aún a abril de 2008, se encuentran en curso.

En cuanto a proyectos ejecutados durante el año 2007 en el SING, cabe mencionar la interconexión al SING de la S/E SE021-A, de propiedad de SQM, la interconexión de la Línea 110 kV Capricornio-Sierra Miranda, de propiedad de EDELNOR, la interconexión de la Línea 220 kV Laberinto-Gaby, de propiedad del CODELCO y la interconexión de la S/E Camarones, de propiedad de ENOR-CHILE.

En lo que respecta a la infraestructura de las Direcciones de Operación y Peajes del CDEC-SING, el año 2007 se concretaron dos proyectos importantes. El primero corresponde a la habilitación de las nuevas dependencias del Centro de Despacho y Control de Antofagasta. Éstas duplican la superficie disponible en las antiguas dependencias y permiten disponer de los espacios adecuados para cumplir con los desafíos impuestos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. El segundo proyecto corresponde al nuevo sistema de información SCADA/EMS o SITR, el cual significó una inversión de más de 1,5 millones de dólares por parte de las empresas generadoras y transmisora del CDEC-SING, y cuya implementación conllevó un gran esfuerzo de todas las empresas que participaron de este proyecto, que incluyó también a coordinados clientes.

En relación al desarrollo de los Estudios establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, durante 2007, el CDEC-SING publicó todos aquellos previstos en ella, a los que se agregó por primera vez el Estudio para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas.

En el ámbito reglamentario, el CDEC-SING abordó la adecuación del Reglamento Interno exigida por el Decreto Supremo N° 26/2007, relativo a operaciones de sustitución de energía. Asimismo, el CDEC-SING obtuvo la información favorable por parte de la CNE del Manual de Procedimiento N° 20 "Desconexión Manual de Carga".

El ejercicio para el año 2008 se vislumbra condicionado a la escasez de gas natural para generación eléctrica, lo que probablemente obligará a las empresas integrantes a extremar los esfuerzos para reemplazar dicho combustible por diesel, coincidiendo con un periodo de altos precios de este insumo, así como los precios del carbón en el mercado mundial. Adicionalmente, este CDEC enfrentará el desafío de coordinar adecuadamente los mantenimientos de las unidades que han estado sometidas a una operación continua, así como la puesta en servicio y la operación de proyectos de generación local impulsados por compañías mineras, los cuales buscan contribuir a mantener la continuidad de suministro en sus instalaciones.

Atentamente,

Pedro de la Sotta Sánchez.
Presidente Directorio
CDEC-SING

DIRECTORIO DEL CDEC-SING

PRESIDENTE

Pedro De la Sotta Sánchez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.



DIRECTORES

Francisco Promis Baeza
EDELNOR S.A.



Juan Trujillo Hernández
ELECTROANDINA S.A.



Juan Pablo Cárdenas Pérez
NORGENER S.A.



Eduardo Soto Trincado
CELTA S.A.



Carlos Aguirre Pallavicini
AES GENER S.A.



Rodrigo López Vergara
TRANSELEC NORTE S.A.



SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Patricio Lagos Ruiz

DIRECTORES SUPLENTE



Javier Alemany Martínez
GASATACAMA GENERACIÓN S.A.



Maximiliano Miranda Parra
EDELNOR S.A.



Juan Pablo Toledo Torres
ELECTROANDINA S.A.



Carolina Valderrama Campos
NORGENER S.A.



Miguel Buzunáriz Ramos
CELTA S.A.



Ignacio Matus Brinck
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

Patricio Troncoso Romero

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 Arica - Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental. 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 2007, constituían el CDEC-SING las empresas EDELNOR, ELECTROANDINA, NORGNER, 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 1998 y diciembre de 2007. 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 2007, que lo regula y sus atribuciones y responsabilidades. También se incluye antecedentes de la red de transmisión y del parque generador a diciembre de 2007, 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 2007. El quinto capítulo contiene la estadística de la operación del sistema desde enero de 1998 hasta diciembre de 2007, 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 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 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 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.



Inauguración de nuevas oficinas de Antofagasta

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 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)

En Febrero de 2007 se incorporó la Central Diesel Zofri, conectada en la barra Iquique 13,8 kV, de propiedad de ENORCHILE. Esta central es representada en el CDEC-SING por NORGENER.

En Septiembre 2007 se concreta el proyecto que hace factible la conexión de la turbina a vapor de Central Salta, TV10, al Sistema Argentino De Interconexión (SADI). De esta manera la unidad de ciclo combinado de Central Salta suma a las existentes configuraciones declaradas en operación en el SING, aquellas correspondientes a una o dos turbinas a gas conectadas al SING y la turbina a vapor conectada al SADI.

Además, durante el año 2007 se registraron nuevas puestas en servicio de instalaciones de transmisión, las cuales se indican a continuación:

- Subestación SE021-A (SQM)
- Línea 66 kV Tap Off La Cruz - SE021: S/E Móvil - SE021 (SQM).
- Línea 66 kV Tap Off La Cruz - SE021: Tap Off La Cruz - S/E Móvil (SQM).
- Línea 110 kV Capricornio - Sierra Miranda (EDELNOR).
- Línea 13.8 kV Central Diesel Zofri-Iquique (ENORCHILE)
- Transformador Central Diesel Zofri 13.2/0.4 kV N°1 y N°2 (ENORCHILE).
- Línea 220 kV Laberinto - Gaby (ELECTROANDINA)

Finalmente, la potencia instalada bruta del SING a Diciembre del 2007 alcanzó los 3.601,9 MW.

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 2007.

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.



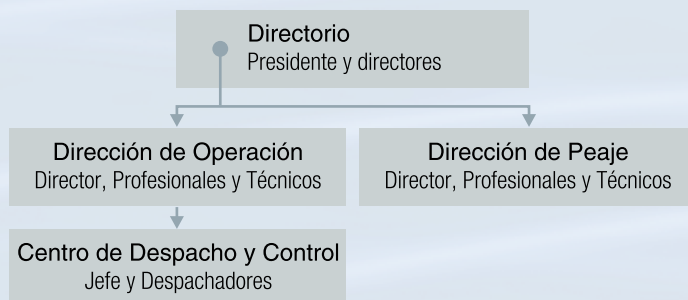
Dentro de las obligaciones dispuestas para el CDEC-SING se encuentran:

- 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 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 Nº 327, el CDEC-SING tiene la siguiente estructura organizacional:



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.

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.
- e) 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, 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.

ANTECEDENTES DE LAS INSTALACIONES DEL SING

UNIDADES GENERADORAS DEL SING 2007

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
	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
	Diesel Enaex (5)	DEUTZ	3	1,959
		CUMMINS	1	0,722
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 (6)	3	642,800
Gasatacama Generación	Atacama	CC1	3	395,900
		CC2	3	384,700
Norgener	Termoeléctrica Norgener	NT01	1	136,300
		NT02	1	141,040
		ZOFRI 1-6	2	0,900
		ZOFRI 2-5	4	5,160
TOTAL SISTEMA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007				3.601,855

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.

Transec Norte: Transec 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
Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
Enaex 110 kV	Motor Diesel	1996
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
Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1995
Norgener 220 kV	Vapor-Carbón	1997
Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007
Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007

- (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 hasta Mayo 2007. A partir de Junio 2007 es representada por Edelnor.
- (6) La turbina a vapor de la unidad CC Salta, TV10, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho (OED) de la República Argentina, puede conectarse al Sistema Argentino De Interconexión (SADI) aportando a éste una potencia máxima de 226.8 [MW].

LÍNEAS DE TRANSMISION DEL SING

LÍNEAS 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
	Capricornio - Sierra Miranda	110	1	26,2	25,98	Adicional	2007
	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	Subtransmisión / Adicional	1964
	Central Diesel Iquique - Iquique	66	1	1,6	48		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	71.4 x 2	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
	Laberinto - Gaby	220	1	62,0	183	Adicional	2007
	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
Transec 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				997,0	1.016		
Total Líneas en 220 kV				2.450,4	10.359		
Total Líneas en 345 kV				408,0	777		
Total Empresas del CDEC-SING				4.052,0	12.396		

- Notas: (1) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación:
Tramo Crucero-Torre 340 de propiedad de Electroandina, Tramo Torre 340-Salar de propiedad de Codelco Norte.
- (2) La línea es de propiedad compartida como se indica a continuación:
Tramo Salar-Torre 340 de propiedad de Codelco Norte, Tramo Torre 340-Chuquicamata de propiedad de Electroandina.

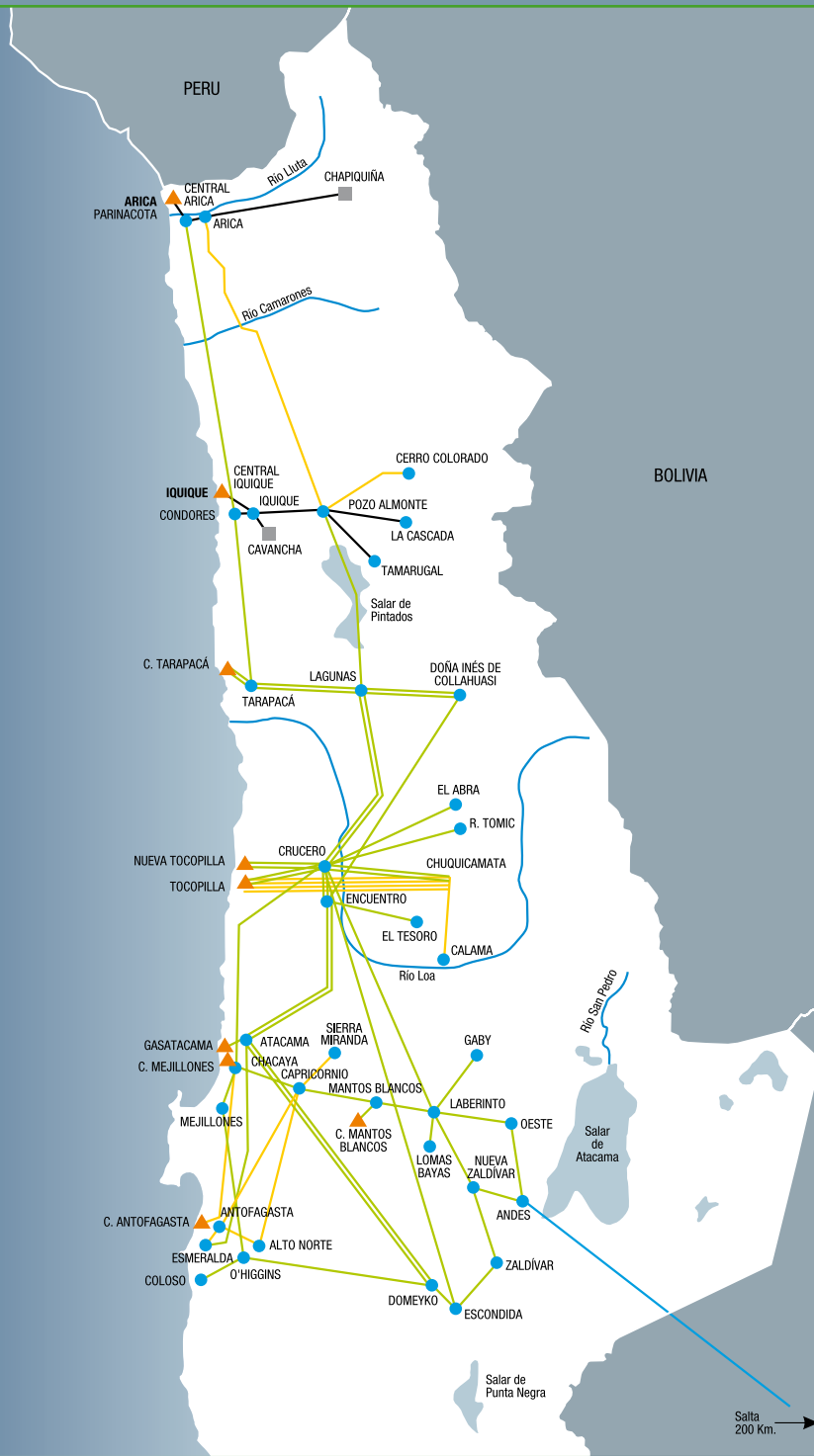
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE OTROS PROPIETARIOS

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
	Mejillones - O'Higgins	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	Subtransmisión / Adicional	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				1.748,8	4.667		
Total Otros propietarios				2.150,4	6.058		
Total SING				6.202,4	18.454		

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2007

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 - Edelnor
Escondida	Minería	Crucero 220 kV - C. Atacama 220 kV - Nueva Zaldívar 220 kV	Norgener - Gasatacama
Falconbridge	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Gaby	Minería	Laberinto 220 kV	Electroandina
Grace	Minería	Barriles 220 kV	AES Gener
Haldeman	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
Inacesa	Industrial	Antofagasta 110 kV	Gasatacama
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, Capricornio 110 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 - 2007



LÍNEAS KV

- 345
- 220
- 110
- 66
- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
- ▲ CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
- SUBESTACIÓN

Fuente: Transelec Chile S.A.



PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Durante el año 2007 se pusieron en servicio nuevas instalaciones de transmisión las cuales se indican a continuación:

- Empresa: Sociedad Química y Minera de Chile S.A.
 - Proyecto: Conexión al SING.
 - Instalaciones puestas en servicio:
 - Subestación SE021-A
 - Línea 66 kV Tap Off La Cruz - SE021: S/E Móvil - SE021.
 - Línea 66 kV Tap Off La Cruz - SE021: Tap Off La Cruz - S/E Móvil.
- Empresa: EDELNOR
 - Instalaciones puestas en servicio:
 - Línea 110 kV Capricornio - Sierra Miranda.
- Empresa: ELECTROANDINA
 - Instalaciones puestas en servicio:
 - Línea 220 kV Laberinto - Gaby

Además, en el año 2007 se puso a disposición del despacho del CDEC-SING la Central Diesel Zofri de propiedad de ENORCHILE. A continuación se indica el detalle de las nuevas instalaciones asociadas a esta nueva central:

- Empresa: ENORCHILE.
 - Proyecto: Conexión al SING.
 - Instalaciones puestas en servicio:
 - Central Diesel Zofri (6 unidades generadoras: dos unidades de 0.5 MW y cuatro unidades de 1.2 MW).
 - Línea 13.8 kV Central Diesel Zofri-Iquique.
 - Transformador Central Diesel Zofri 13.2/0.4 kV N°1.
 - Transformador Central Diesel Zofri 13.2/0.4 kV N°1.

El 28 de Septiembre de 2007, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho (OED) de la República Argentina, se conecta por primera vez la turbina a vapor TV10 de la unidad de ciclo combinado de Central Salta al Sistema Argentino De Interconexión (SADI). De esta manera la componente a vapor del ciclo combinado puede inyectar su potencia al SING o al SADI.



OPERACIÓN

La generación bruta anual del SING alcanzó a 13.946 GWh que se desglosa según su combustible en:

- 57,6 % carbón.
- 22,6 % gas natural
- 19,3 % petróleo pesado y diesel
- 0,5 % generación de origen hidráulico.

El crecimiento de los consumos respecto del año 2006 se refleja en un aumento de 5,4 % en la generación bruta de energía y de 5,4 % en las ventas totales de energía. Por tipo de cliente, el 89,0% corresponde a clientes libres (consumo industrial y minero) y 11,0% a clientes regulados (empresas distribuidoras).

La demanda máxima del sistema se presentó el 24 de abril de 2007 en la hora 22, y se reflejó en un valor de generación bruta de 1.751 MW, lo que representa un disminución de 1,0% respecto de 2006.

Durante el año 2007 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 05 de febrero de 2007 se publica el D.F.L. N° 4/2007, que fija texto, refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos

El 2 de Marzo de 2007 se publica el Decreto Supremo N° 44 de 2007, que modifica el Decreto N° 62, de 2006, que Aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

El 28 de Abril de 2007 se publica el Decreto Supremo N° 26 de 2007, que modifica el Decreto Supremo N° 327, de 1997, incorporando disposiciones especiales que permitan acuerdos de transacción de gas natural entre las empresas generadoras de electricidad que utilizan como insumo primario el gas natural y empresas que no sean generadoras del respectivo sistema.

El 25 de Mayo de 2007 se publica la Resolución Ministerial N° 24 de 2007, que dicta norma técnica sobre conexión y operación de pequeños medios de generación distribuidos en instalaciones de media tensión.

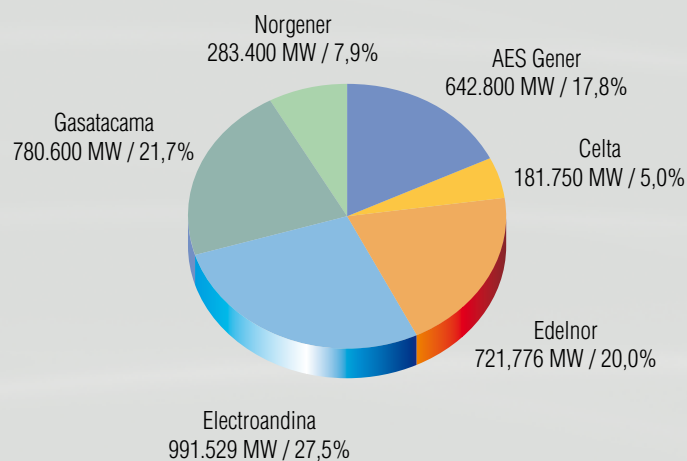
El 14 de septiembre de 2007 se publica la Ley Núm. 20.220, que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.

Durante el transcurso del año 2007 no se presentaron discrepancias al Panel de Expertos asociadas al CDEC-SING.

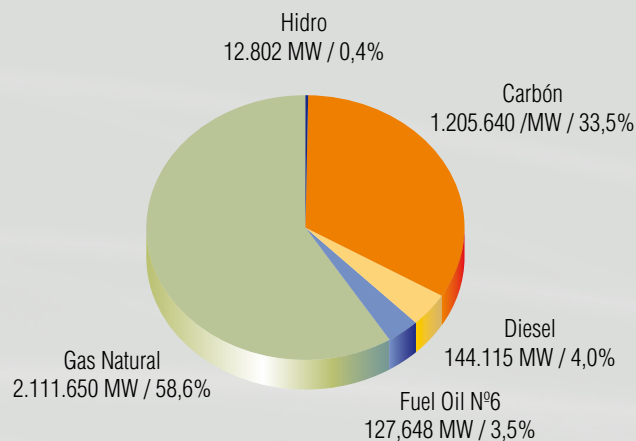
Además se recibió del señor Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción la resolución ministerial exenta N° 6/2007.

CAPACIDAD INSTALADA (MW) AÑO 2007

**Capacidad Instalada
por empresa**



**Capacidad Instalada
por combustible**



CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA PERÍODO 1998-2007

EN UNIDADES FÍSICAS (MW)

Empresa \ Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Celta	24	158	182	182	182	182	182	182	182	182
Edelnor	471	471	722	719	719	719	719	719	719	722
Electroandina	629	629	629	1.029	1.029	1.037	992	992	992	992
Endesa	74	98								
AES Gener		416	643	643	643	643	643	643	643	643
Gasatacama		588	588	590	783	783	783	783	783	781
Norgener	277	277	277	277	277	277	277	277	277	283
TOTAL	1.475	2.637	3.040	3.440	3.633	3.641	3.596	3.596	3.596	3.602

EN PORCENTAJES (%)

Empresa \ Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Celta	1,6%	6,0%	6,0%	5,3%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	5,0%
Edelnor	31,9%	17,9%	23,7%	20,9%	19,8%	19,8%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Electroandina	42,6%	23,9%	20,7%	29,9%	28,3%	28,5%	27,6%	27,6%	27,6%	27,5%
Endesa	5,0%	3,7%								
AES Gener		15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%	17,9%	17,8%
Gasatacama		22,3%	19,3%	17,2%	21,6%	21,5%	21,8%	21,8%	21,8%	21,7%
Norgener	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,9%
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 PERÍODO 1998 - 2007

EN UNIDADES FISICAS (MW)

Combustible	Empresa	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
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
	Edelnor	341	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		1.048	1.206	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	24
	Edelnor	65	65	65	62	62	62	62	62	62	65
	Electroandina	80	80	42	42	42	50	50	50	50	50
	Endesa	74	74	98	98	74	74	98			
	Gasatacama				3	3	3	3	3	3	
	Norgener										6
Subtotal		242	242	130	130	130	138	138	138	138	144
Fuel Oil	Edelnor	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
	Electroandina	120	120	120	120	120	120	75	75	75	75
Subtotal		173	173	173	173	173	173	128	128	128	128
Gas Natural	Edelnor			251	251	251	251	251	251	251	251
	AES Gener		416	643	643	643	643	643	643	643	643
	Gasatacama		588	588	588	781	781	781	781	781	781
	Electroandina			38	438	438	438	438	438	438	438
Subtotal			1.004	1.519	1.919	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112
TOTAL		1.475	2.637	3.040	3.440	3.633	3.641	3.596	3.596	3.596	3.602

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.

EN PORCENTAJES (%)

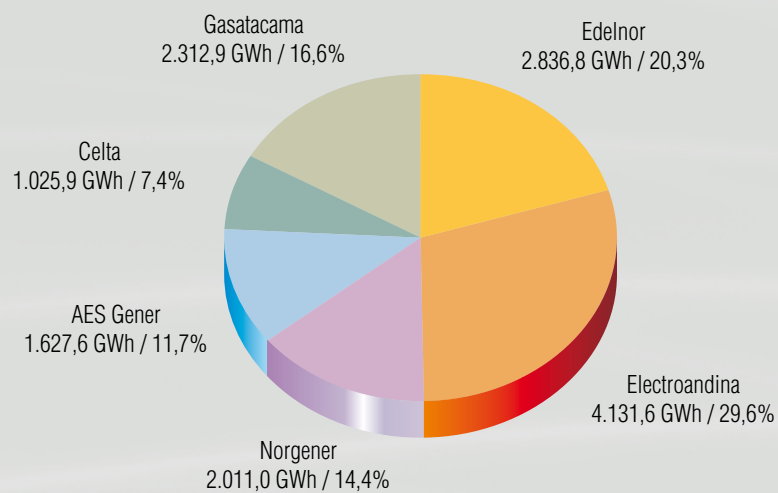
Combustible	Empresa	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidro	Edelnor	0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Subtotal		0,9%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Carbón	Celta		6,0%	5,2%	4,6%	4,3%	4,3%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
	Edelnor	23,1%	12,9%	11,2%	9,9%	9,4%	9,4%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
	Electroandina	29,1%	16,3%	14,1%	12,5%	11,8%	11,8%	11,9%	11,9%	11,9%	11,9%
	Norgener	18,8%	10,5%	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%
Subtotal		71,0%	45,7%	39,7%	35,0%	33,2%	33,1%	33,5%	33,5%	33,5%	33,5%
Diesel	Celta	1,6%		0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
	Edelnor	4,4%	2,5%	2,1%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,8%
	Electroandina	5,4%	3,0%	1,4%	1,2%	1,2%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
	Endesa	5,0%	3,7%								
	Gasatacama				0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	
	Norgener										0,2%
Subtotal		16,4%	9,2%	4,3%	3,8%	3,6%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	4,0%
Fuel Oil	Edelnor	3,6%	2,0%	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
	Electroandina	8,1%	4,6%	3,9%	3,5%	3,3%	3,3%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Subtotal		11,7%	6,5%	5,7%	5,0%	4,8%	4,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Gas Natural	Edelnor			8,2%	7,3%	6,9%	6,9%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%
	AES Gener		15,8%	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%	17,9%	17,8%
	Gasatacama		22,3%	19,3%	17,1%	21,5%	21,4%	21,7%	21,7%	21,7%	21,7%
	Electroandina			1,2%	12,7%	12,0%	12,0%	12,2%	12,2%	12,2%	12,1%
Subtotal			38,1%	50,0%	55,8%	58,1%	58,0%	58,7%	58,7%	58,7%	58,6%
TOTAL		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

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

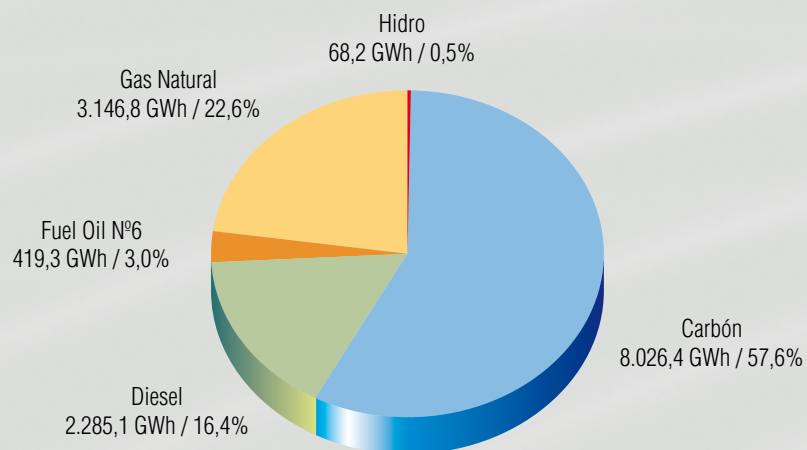
* Las unidades generadoras de Edelnor que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil.

GENERACIÓN BRUTA AÑO 2007

Generación Bruta por empresa Total: 13.945,8 GWh



Generación Bruta por combustible Total: 13.945,8 GWh



GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING AÑO 2007 (GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
ELECTROANDINA													
U10 - U11	0,0	4,1	8,2	7,2	18,4	13,4	0,9	16,0	31,0	23,2	31,0	33,6	186,9
U12 - U13	15,4	66,6	82,1	33,3	107,7	101,1	112,9	115,5	112,1	111,1	85,7	108,3	1.051,9
U14 - U15	108,5	157,6	169,1	159,3	176,6	171,1	178,7	165,1	152,9	162,0	157,4	146,9	1.905,2
U16	207,0	118,2	161,9	159,2	80,7	3,1	25,7	13,6	16,3	39,8	63,0	47,6	936,2
TG1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,5	0,9	0,4	0,9	1,5	0,1	4,7
TG2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	1,1	0,7	0,8	2,2	1,4	6,9
TG3	0,3	1,7	0,7	0,3	1,4	3,0	6,3	4,9	4,4	5,8	8,6	2,5	40,0
Total Gen. Bruta	331,2	348,4	422,0	359,4	384,8	291,8	325,5	317,1	317,8	343,6	349,5	340,5	4.131,6
Consumos Propios	16,0	21,0	24,9	20,0	24,1	20,5	21,4	21,4	18,9	22,6	21,9	21,8	254,5
Total Gen. Neta	315,2	327,4	397,2	339,4	360,8	271,2	304,1	295,6	298,9	320,9	327,6	318,7	3.877,1
EDELNOR													
CHAPIQUIÑA	6,1	5,5	5,9	3,6	4,1	4,0	3,9	3,9	3,8	3,9	3,9	4,2	52,8
CAVANCHA	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	15,4
CD ARICA	0,4	1,4	3,5	1,6	2,6	2,8	3,8	3,1	3,0	3,6	4,9	1,9	32,6
CD IQUIQUE	0,5	3,0	6,1	3,5	4,6	4,2	5,5	4,2	2,5	3,2	8,1	4,4	49,8
CD ANTOFAGASTA	1,1	2,8	4,7	0,8	2,7	2,9	2,4	3,3	4,1	3,4	4,3	0,1	32,4
CD MANTOS BLANCOS	1,3	2,4	3,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,2
CTM3	0,0	50,5	7,9	61,0	13,2	5,8	79,7	69,3	0,0	0,0	63,0	50,1	400,4
CTM2	107,2	107,3	111,3	113,1	117,3	114,5	119,6	119,4	103,6	118,1	21,0	35,5	1.188,1
CTM1	59,5	0,0	56,5	101,6	112,2	108,5	107,3	111,6	110,6	105,3	87,7	96,7	1.057,3
DEUTZ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,4
CUMMINS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,4
Total Gen. Bruta	177,5	174,3	200,5	286,7	258,1	243,8	323,5	316,0	228,8	238,9	194,6	194,1	2.836,8
Consumos Propios	13,4	10,2	14,3	19,7	17,9	17,4	21,1	20,7	18,8	22,0	11,9	12,7	200,2
Total Gen. Neta	164,1	164,1	186,1	266,9	240,2	226,4	302,4	295,3	210,0	216,8	182,7	181,4	2.636,6
CELTA													
CTTAR	72,9	89,5	87,5	73,9	32,9	101,0	101,3	104,2	100,5	103,2	58,8	86,2	1.011,8
TGTAR	0,1	0,2	0,9	0,4	0,5	0,6	1,7	1,7	1,2	1,9	4,0	0,9	14,0
Total Gen. Bruta	73,0	89,7	88,3	74,3	33,4	101,6	103,0	105,9	101,8	105,0	62,8	87,0	1.025,9
Consumos Propios	7,1	7,5	7,5	6,3	3,0	8,2	8,4	8,6	9,1	8,0	3,8	7,0	84,4
Total Gen. Neta	65,9	82,2	80,9	67,9	30,5	93,4	94,7	97,3	92,7	97,1	58,9	80,1	941,4

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING AÑO 2007 (GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
NORGENER													
NT01	92,8	84,7	10,8	0,0	71,5	91,3	94,8	94,3	86,6	93,2	85,1	91,5	896,6
NT02	95,0	86,7	95,4	93,0	95,7	93,0	97,1	97,3	93,5	79,8	87,3	92,9	1.106,8
ZOFRI 1-6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,1	0,6
ZOFRI 2-5	0,0	0,2	0,6	0,4	0,5	0,5	0,8	0,3	0,7	0,7	1,6	0,6	6,9
Total Gen. Bruta	187,8	171,7	106,8	93,3	167,7	184,9	192,6	192,0	180,9	173,8	174,3	185,1	2.011,0
Consumos Propios	12,8	11,7	7,3	6,3	11,5	13,0	13,2	13,2	12,3	12,0	11,3	13,0	137,6
Total Gen. Neta	175,0	160,0	99,5	87,0	156,2	171,9	179,4	178,8	168,5	161,9	163,0	172,1	1.873,3

GASATACAMA													
TG1A	47,0	41,2	13,0	21,2	13,0	17,6	6,2	12,0	27,4	20,2	24,9	57,6	301,4
TG1B	64,5	0,4	49,6	9,0	12,0	23,2	9,2	1,1	40,5	33,5	25,9	62,2	331,1
TV1C	69,9	25,0	37,2	17,6	13,0	21,9	9,3	7,0	38,9	31,9	22,4	75,3	369,4
TG2A	0,0	19,7	17,9	29,8	42,7	25,0	59,3	65,1	65,1	37,6	49,9	22,5	434,8
TG2B	0,0	5,2	26,8	37,4	44,6	45,9	54,9	62,1	36,1	50,4	26,2	10,2	400,0
TV2C	0,0	14,4	25,7	40,0	51,0	41,9	68,4	75,8	58,6	53,1	32,4	15,0	476,1
DEUTZ	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
CUMMINS	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	181,5	105,9	170,3	155,0	176,3	175,6	207,3	223,1	266,7	226,7	181,7	242,9	2.312,9
Consumos Propios	5,3	5,4	7,0	5,3	6,9	6,3	6,3	6,0	7,7	7,0	5,3	7,1	75,5
Total Gen. Neta	176,2	100,5	163,4	149,7	169,5	169,3	200,9	217,2	259,0	219,7	176,4	235,7	2.237,4

AES GENER													
Central Salta	210,8	167,6	210,4	209,5	180,1	153,3	20,2	13,9	71,7	96,4	148,8	144,9	1.627,6
Total Gen. Bruta	210,8	167,6	210,4	209,5	180,1	153,3	20,2	13,9	71,7	96,4	148,8	144,9	1.627,6
Consumos Propios	4,6	3,0	4,6	4,4	3,7	3,2	0,2	0,2	1,8	3,4	4,8	4,1	37,9
Total Gen. Neta	206,2	164,6	205,8	205,1	176,4	150,1	20,0	13,7	69,9	92,9	144,1	140,9	1.589,7

TOTAL SING													
Generación Bruta	1.161,8	1.057,6	1.198,3	1.178,1	1.200,5	1.151,1	1.172,1	1.168,1	1.167,7	1.184,4	1.111,7	1.194,5	13.945,8
Consumos Propios	59,1	58,8	65,6	62,0	67,0	68,6	70,6	70,1	68,6	75,1	59,0	65,7	790,2
Generación Neta	1.102,7	998,8	1.132,8	1.116,1	1.133,5	1.082,4	1.101,4	1.098,0	1.099,0	1.109,3	1.052,7	1.128,8	13.155,6
Pérdidas de Transmisión	43,7	32,8	48,5	37,4	45,4	37,4	40,4	40,8	31,2	34,6	43,8	45,3	481,3
Ventas a clientes libres	950,6	865,1	971,3	966,5	973,9	933,5	942,8	941,7	961,0	962,2	901,7	972,2	11.342,553
Ventas a clientes regulados	108,4	100,9	113,0	112,2	114,1	111,6	118,2	115,5	106,9	112,5	107,2	111,3	1.331,705
Total Ventas	1.059,0	966,0	1.084,3	1.078,7	1.088,1	1.045,1	1.061,1	1.057,1	1.067,9	1.074,7	1.008,9	1.083,5	12.674,258

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING PERÍODO 1998 - 2007 (GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CELTA										
CTTAR	145	1.083	1.061	760	639	435	435	422	830	1.012
TGTAR	11	0	17	3	1	1	1	0	2	14
Total Generación Bruta	156	1.083	1.079	763	640	436	436	423	832	1.026
Consumos Propios	12	82	84	67	61	40	39	39	72	84
Total Generación Neta	143	1.001	994	696	579	397	398	383	760	941

EDELNOR										
CHAPIQUIÑA	35	46	43	53	54	51	51	45	55	53
CAVANCHA	15	14	13	12	13	14	15	15	15	15
CD ARICA	15	22	6	5	2	1	5	2	7	33
CD IQUIQUE	52	62	31	14	8	6	11	4	13	50
CD ANTOFAGASTA	55	58	8	5	2	2	7	2	15	32
CD MANTOS BLANCOS	43	58	9	7	6	7	16	4	25	7
CD ENAEX	0	0	0							1
CTM1	1.316	1.092	618	257	18	144	498,7	446,6	880	1.057
CTM2	810	1.139	984	774	918	575	1.003	849	1.033	1.188
CTM3		2	711	1.131	849	1.695	1.449	1.601	600	400
Total Generación Bruta	2.341	2.493	2.424	2.257	1.870	2.495	3.054	2.970	2.643	2.837
Consumos Propios	165	174	173	131	111	113	162	159	169	200
Total Generación Neta	2.176	2.319	2.251	2.125	1.759	2.382	2.892	2.810	2.475	2.637

ELECTROANDINA										
U09	45	12	0	0	0	0	0	0		
U10 - U11	40	148	56	29	1	0	7	0	19	187
U12 - U13	768	1.182	503	338	663	455	478	207	463	1052
U14 - U15	1.988	1.623	1.509	664	1.266	1.304	1.409	1.549	1.688	1905
U16			192	1.458	1.174	1.627	1.458	1.753	1.884	936
TG1 - TG2	2	18	22	16	7	2	2	1	0	12
TG3	19	20	32	43	4	11	91	43	12	40
Total Generación Bruta	2.862	3.005	2.315	2.548	3.115	3.398	3.444	3.553	4.066	4.132
Consumos Propios	204	208	178	139	199	198	194	191	218	255
Total Generación Neta	2.658	2.797	2.137	2.409	2.917	3.201	3.250	3.361	3.848	3.877

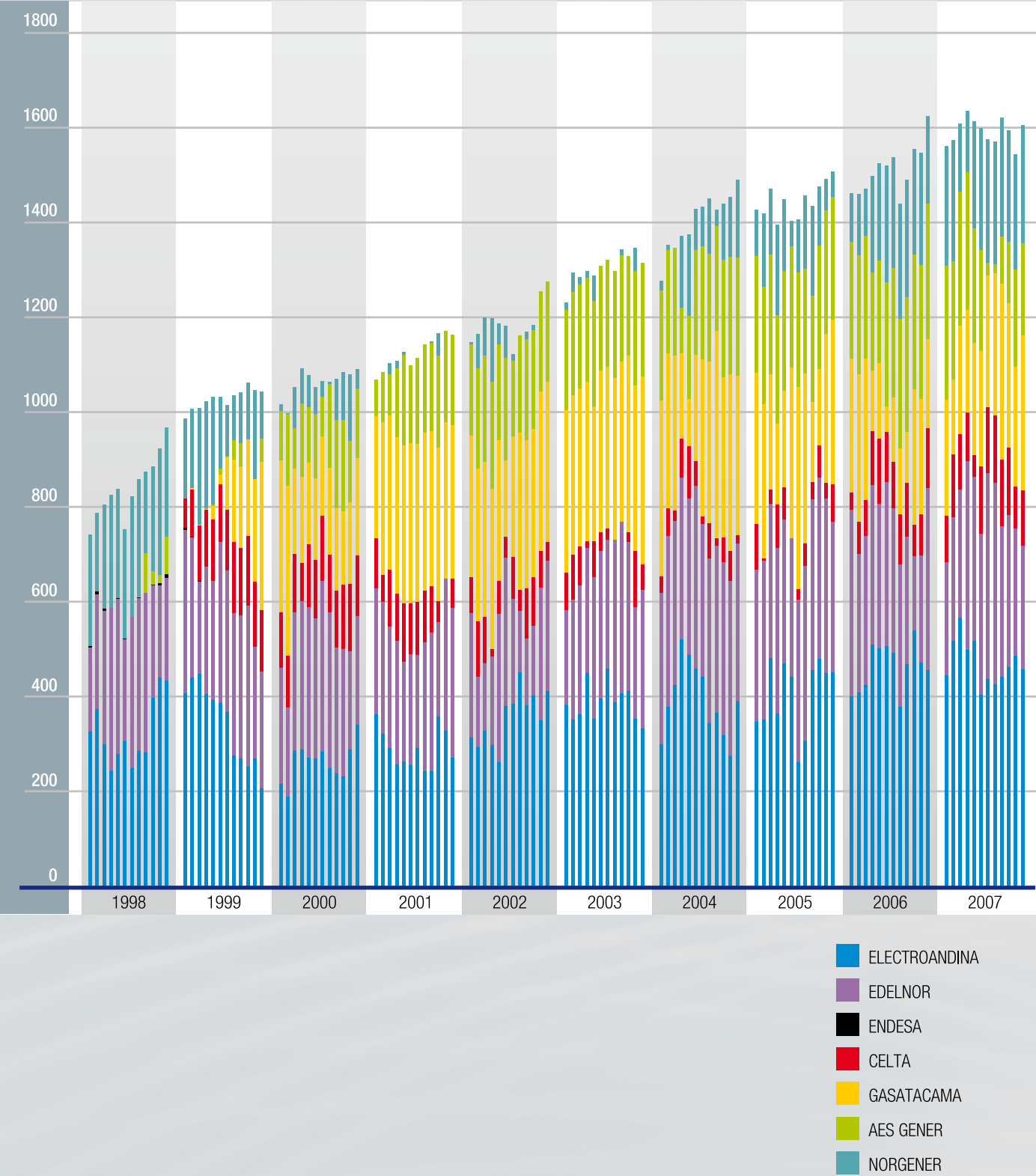
ENDESA ⁽¹⁾										
TG Mej. 1 - 2	24	0								
TG Mej. 3	0									
TGTAR		6								
Total Generación Bruta	24	6								
Consumos Propios	0	0								
Total Generación Neta	24	6								

(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.

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING PERÍODO 1998 - 2007 (GWh)

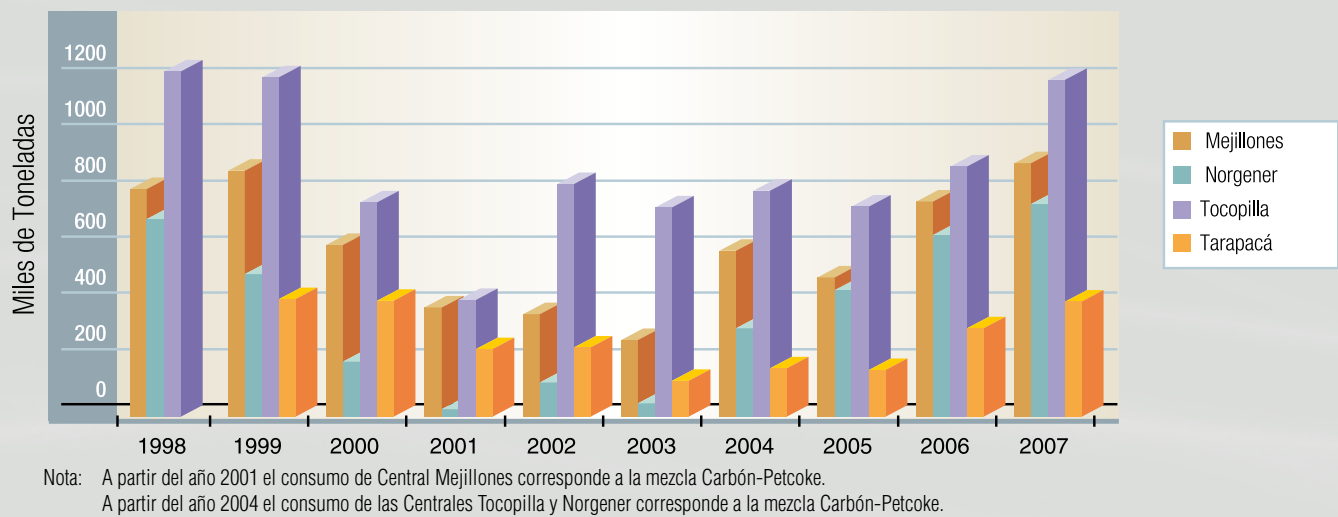
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
AES GENER										
TG11		102								
TG12		12								
CC Salta			1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628
Total Generación Bruta		114	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628
Consumos Propios		0	27	35	45	46	43	44	46	38
Total Generación Neta		114	1.191	1.351	1.768	1.904	1.860	2.110	2.239	1.590
GASATACAMA										
CC1		801	970	1.462	1.431	1.434	1.168	1.144	411	1.002
CC2		116	812	1.368	1.216	1.568	1.530	1.338	1.285	1.311
ENAEX				0	0	0	0	0	0	0
Total Generación Bruta		916	1.782	2.830	2.647	3.002	2.698	2.482	1.696	2.313
Consumos Propios		39	70	91	77	82	82	69	61	75
Total Generación Neta		877	1.711	2.739	2.570	2.920	2.615	2.413	1.635	2.237
NORGENER										
NT01	1.016	526	264	1	63	16	216	549	776	897
NT02	960	858	246	67	252	126	578	528	938	1.107
ZOFRI 1-6										1
ZOFRI 2-5										7
Total Generación Bruta	1.975	1.384	510	68	315	142	794	1.077	1.714	2.011
Consumos Propios	133	109	52	7	32	14	66	91	125	138
Total Generación Neta	1.843	1.275	458	61	283	128	727	986	1.589	1.873
TOTAL SING										
Generación Bruta	7.358	9.001	9.327	9.851	10.400	11.424	12.330	12.657	13.236	13.946
Consumos Propios	514	612	585	471	524	492	587	594	692	790
Generación Neta	6.844	8.389	8.743	9.381	9.876	10.932	11.743	12.063	12.544	13.156
Pérdidas de Transmisión	227	269	345	390	394	452	503	503	515	481
Ventas a clientes libres	5.868	7.313	7.499	8.046	8.473	9.433	10.164	10.401	10.774	11.343
Ventas a clientes regulados	748	807	899	945	1.009	1.047	1.075	1.159	1.256	1.332
Total Ventas	6.616	8.120	8.398	8.991	9.482	10.480	11.240	11.560	12.029	12.674

GENERACIÓN MEDIA HORARIA MENSUAL (MW)
PERÍODO 1998 - 2007

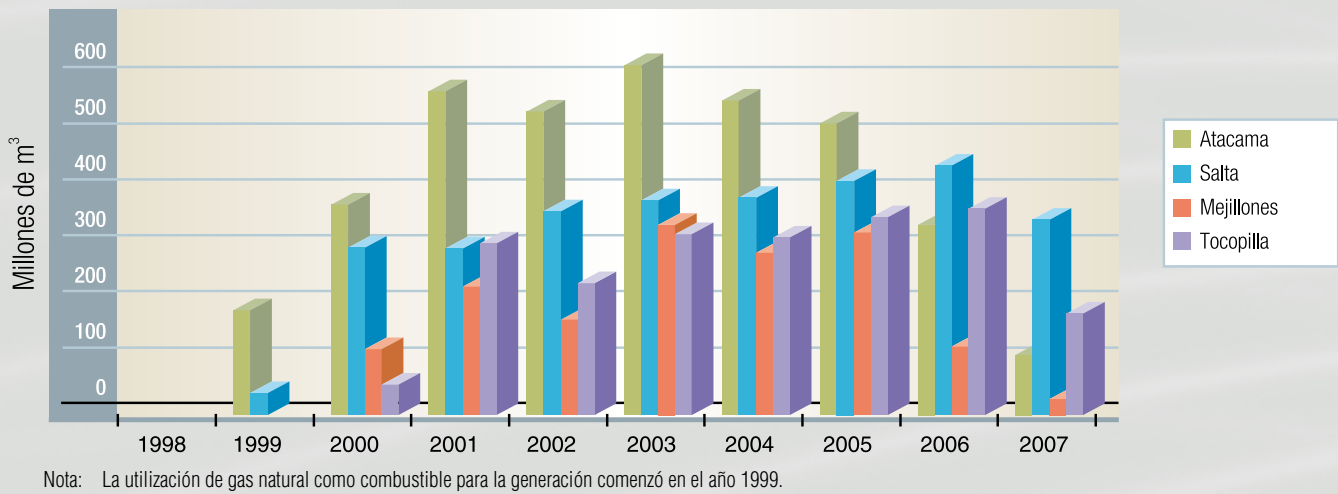


CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES POR CENTRALES PERÍODO 1998 - 2007

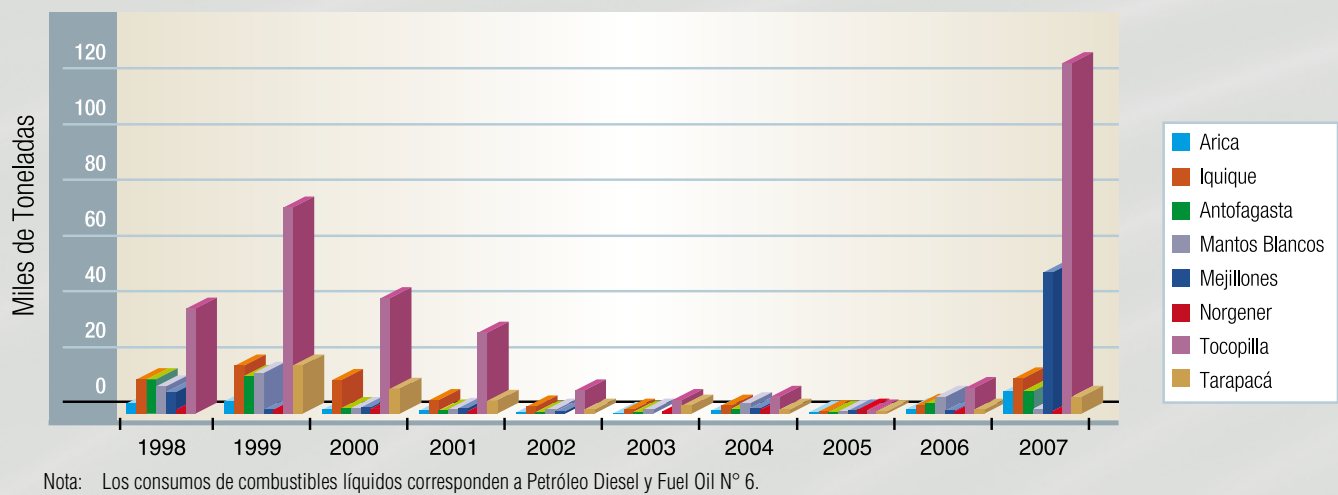
CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL



CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL



CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL

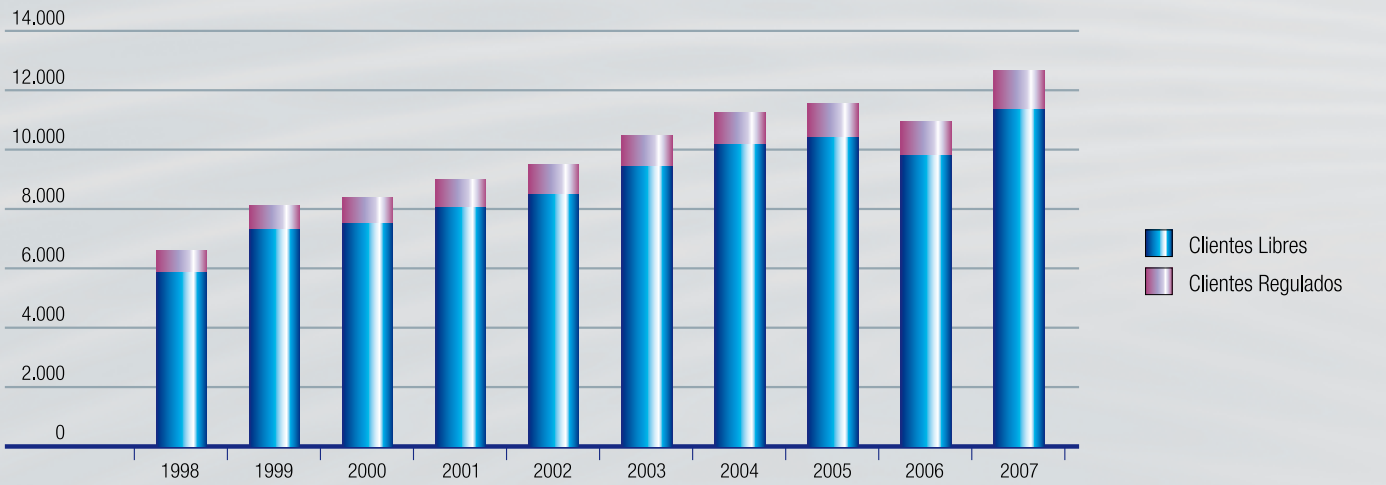


VENTAS ANUALES DEL SING (GWh) PERÍODO 1998 - 2007

Año	Ventas			Crecimiento		
	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total	Anual	Promedio Acumulado	Acumulado
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	9.793	1.146	10.939	-5,4%	10,6%	222,3%
2007	11.343	1.332	12.674	15,9%	11,0%	273,4%

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.

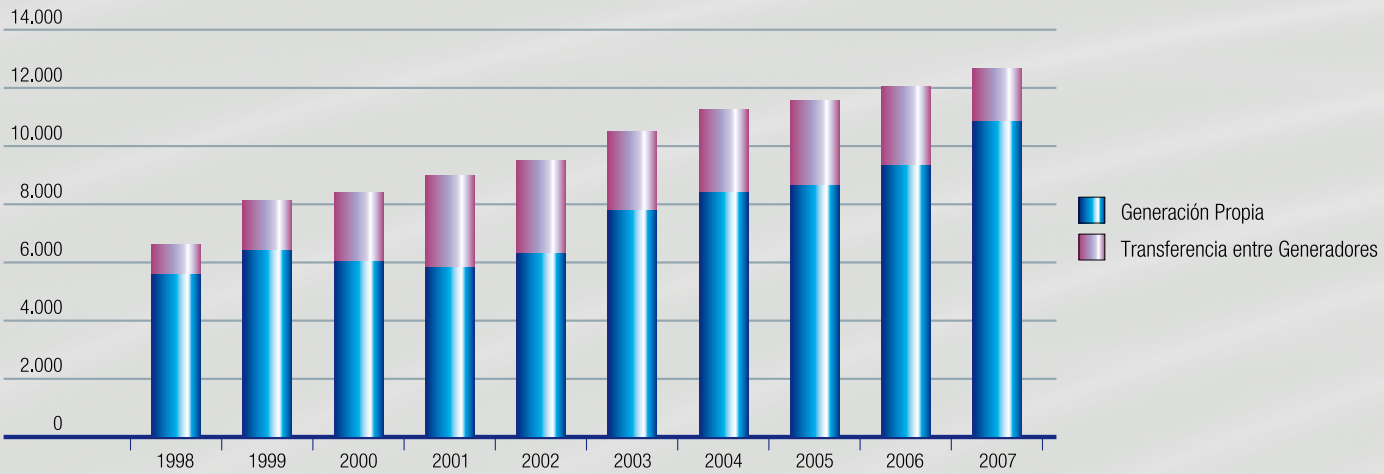
EVALUACIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)



COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 1998-2007

Año	Ventas de Energía (GWh)	Generación Propia (GWh)	Transferencias entre Generadores (GWh)	Porcentaje Transferencias/Ventas (%)
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%
2007	12.674	10.838	1.836	14%

COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 1998-2007

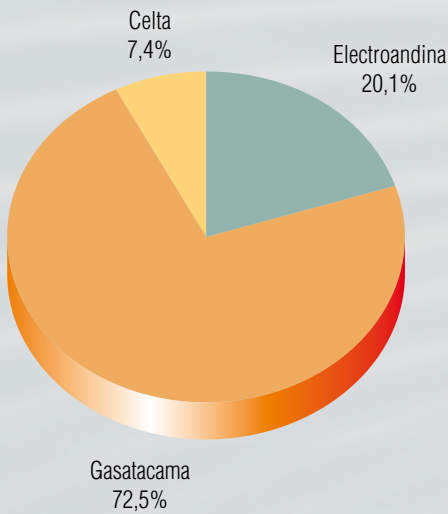


TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh)
AÑO 2007

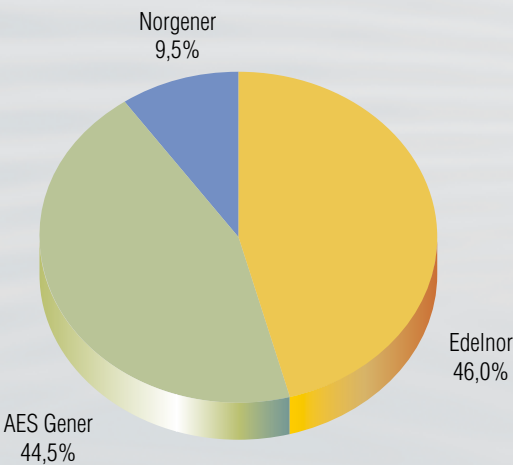
EMPRESA		ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	TOTAL
CELTA	Compras	21,3		12,1	22,6	59,9						30,1	14,1	160,0
	Ventas		22,0				7,0	2,6	4,9	2,3	6,5			45,2
EDELNOR	Compras													
	Ventas	13,0	18,8	11,6	99,0	68,3	58,9	143,6	137,5	59,5	62,4	30,5	11,6	714,9
ELECTROANDINA	Compras	35,3	1,8		16,3		65,4	39,2	55,3	66,8	42,2	17,5	42,5	382,3
	Ventas			61,8		8,0								69,8
AES GENER	Compras							59,0	61,4	0,6				121,0
	Ventas	126,1	94,4	125,1	126,8	101,3	76,7				19,6	72,4	69,9	812,2
GASATACAMA	Compras	111,3	155,4	136,1	133,0	122,7	109,0	83,1	61,7	19,5	61,2	84,6	48,6	1.126,2
	Ventas													
NORGENER	Compras			50,4	53,9									104,4
	Ventas	28,7	22,1			5,1	31,8	35,0	36,0	25,1	15,0	29,3	23,7	251,7

Nota: A partir del 1 de Junio de 2007 las empresas Edelnor y Electroandina suscribieron un contrato de compra-venta de Energía. Los montos indicados no incluyen las operaciones de compra-venta entre Edelnor y Electroandina.

Compras netas de Energía en el CDEC



Ventas netas de Energía en el CDEC



TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) PERÍODO 1998 - 2007

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CELTA	Compras	0,4		21,2	263,6	390,8	601,4	663,2	628,5	343,1	160,0
	Ventas	144,5	419,7	116,0	10,4					0,2	45,2
EDELNOR	Compras	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	714,9
ELECTROANDINA	Compras	683,0	733,3	1.438,0	1.497,4	1.109,5	831,7	1.000,1	968,1	540,8	382,3
	Ventas	5,0	20,2					18,9		23,0	69,8
ENDESA	Compras	210,9	260,2								
	Ventas	0,3									
AES GENER	Compras		397,4		2,7						121,0
	Ventas			473,7	629,2	997,8	1.088,9	1.050,3	1.335,6	1.357,0	812,2
GASATACAMA	Compras		0,3			24,0	3,5	430,2	806,1	1.638,1	1.126,2
	Ventas		844,4	1.549,6	2.251,5	792,7	350,1	126,3	36,1		
NORGENER	Compras		216,4	833,9	1.364,7	1.067,2	1.266,1	739,2	503,1	150,3	104,4
	Ventas	645,6	172,0						11,3	260,7	251,7

Notas: Valores provisorios para los meses de mayo de 2000 a diciembre de 2007.

A partir del 1 de Junio de 2007 las empresas Edelnor y Electroandina suscribieron un contrato de compra-venta de Energía. Los montos indicados no incluyen las operaciones de compra-venta entre Edelnor y Electroandina.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE
GENERADORES DEL CDEC-SING (MW)
AÑO 2007

BALANCE DE POTENCIA FIRME 2007							
	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
Inyecciones [MW]	78,7	310,1	450,3	290,4	415,2	120,7	1.665,4
Retiros [MW]	129,8	236,5	475,2	98,6	456,1	208,7	1.604,8
Balance [MW]	-51,0	73,6	-24,9	191,8	-40,9	-88,0	60,6

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA FIRME 2007							
	CELTA	EDELNOR	ELECTROANDINA	AES GENER	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL SING
COMPRAS (MW)	55,6		41,8		55,1	91,0	243,6
VENTAS (MW)		64,8		178,8			243,6

PRECIO POTENCIA DE PUNTA NUDO CRUCERO
220 kV

Fijación Tarifaria	Vigencia		Precio Potencia [\$/kW-mes]
	Desde	Hasta	
oct-06	1/11/06	30/04/07	3.734,15
abr-07	1/05/07	16/07/07	3.840,04
Abr-07 (index julio)	17/07/07	15/09/07	3.795,11
Abr-07 (index sep)	16/09/07	31/10/07	3.792,04
oct-07	1/11/07	-	3.835,63

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE
GENERADORES DEL CDEC-SING (MW)
PERÍODO 1998 - 2007

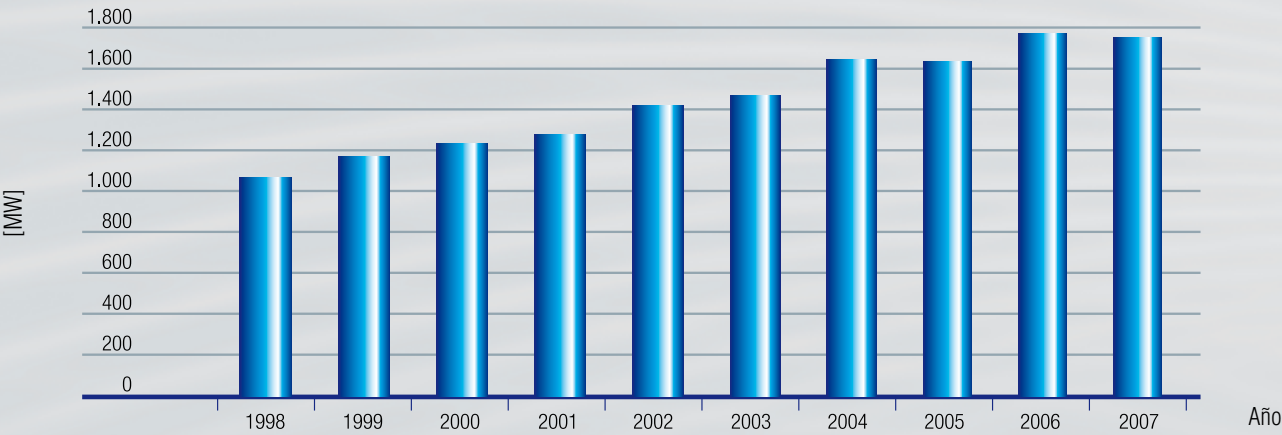
	CELTA		EDELNOR		ENDESA		ELECTROANDINA		AES GENER		GASATACAMA		NORGENER	
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
1998		13,0	40,8		42,1			43,5						26,4
1999	2,5		62,5					14,5	72,0			40,0		82,5
2000	45,3		81,3				206,0			156,6		242,8	66,8	
2001	59,4		33,5				146,6			152,0		172,8	85,3	
2002 (Enero-Marzo)	48,5			145,8			138,0			183,2	73,0		69,4	
2002 (Abril-Diciembre)	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	
2007	55,6			64,8			41,8			178,8	55,1		91,0	

DEMANDA MÁXIMA ANUAL DEL SING
PERÍODO 1998 - 2007

Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Bruta (MW)
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
2007	24-abr-07	22	1.751	1.665

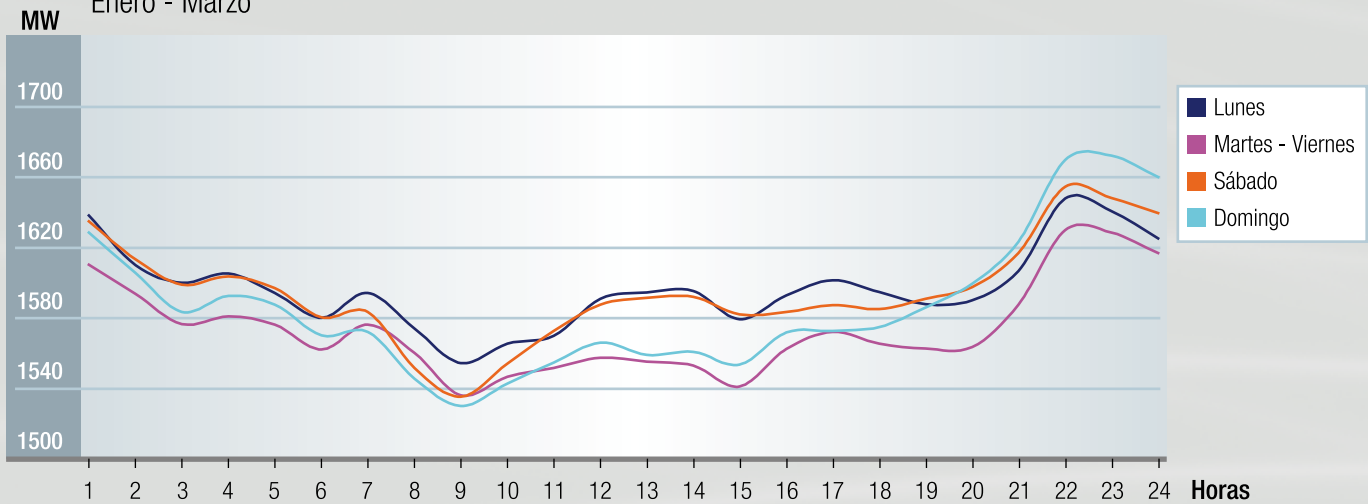
Nota: La Demanda Máxima Bruta se obtiene como la generación bruta menos los consumos propios de las centrales.

Generación Máxima Bruta

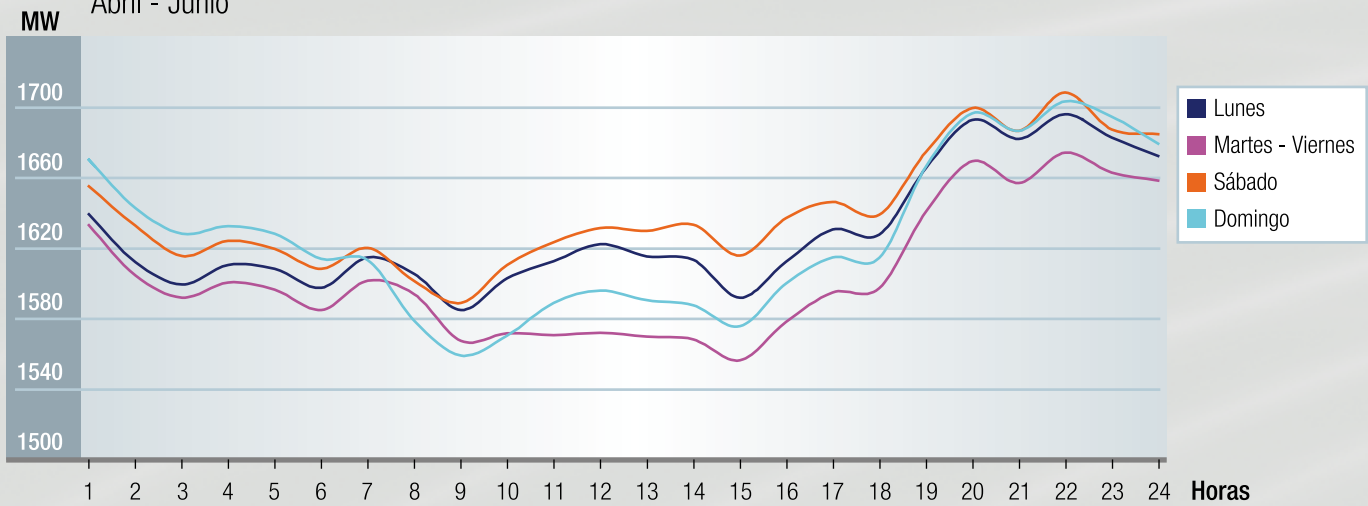


GENERACIÓN BRUTA HORARIA
CURVAS DIARIAS TÍPICAS AÑO 2007

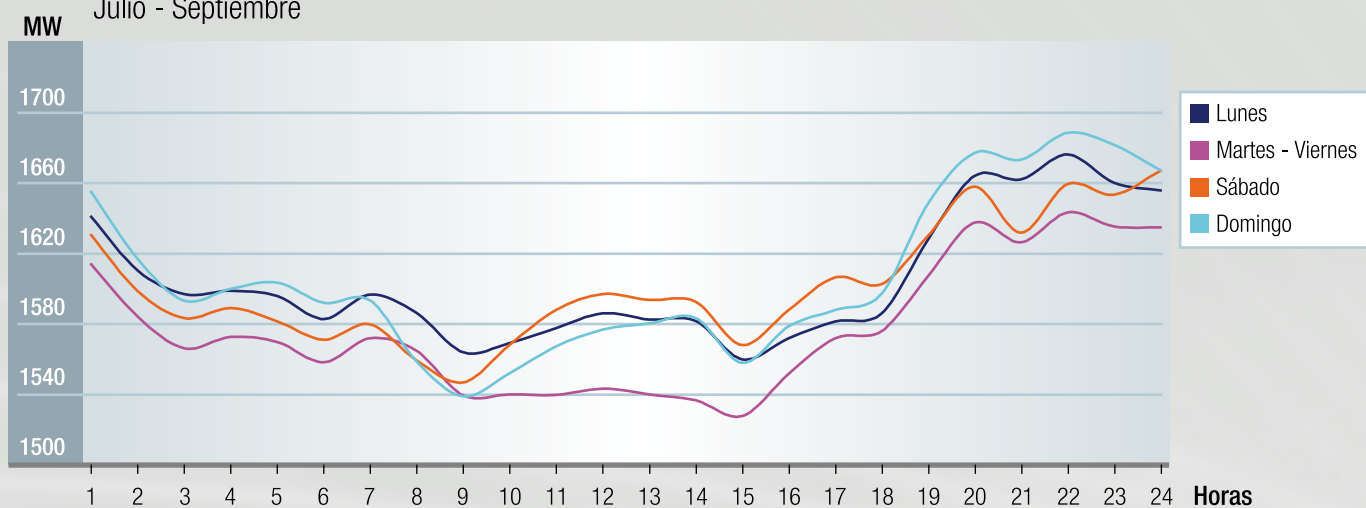
Generación Bruta Promedio Horaria 2007
Enero - Marzo



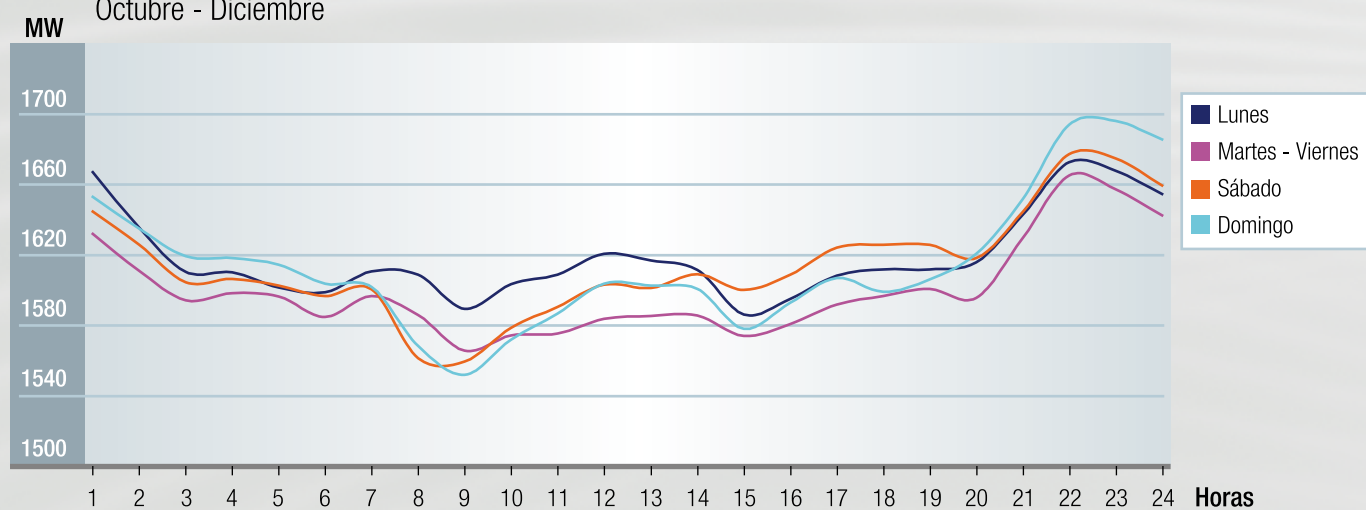
Generación Bruta Promedio Horaria 2007
Abril - Junio



Generación Bruta Promedio Horaria 2007
Julio - Septiembre



Generación Bruta Promedio Horaria 2007
Octubre - Diciembre



COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV - AÑO 2007

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
1	16,37178	30,34977	23,51259	32,69584	47,47380	41,35716
2	16,36508	17,04925	17,29117	21,48329	46,19400	48,69313
3	16,03558	17,00462	16,61214	17,08675	22,33607	49,43004
4	16,52588	22,53214	21,93084	17,18888	34,66670	23,76931
5	25,65580	54,83452	39,66610	17,14719	37,23148	49,76225
6	16,52324	37,45851	34,31514	16,99110	51,86214	74,17646
7	16,64969	20,42925	42,55610	17,09116	40,98987	68,62889
8	16,32634	16,99916	53,22428	17,07308	43,55409	56,02455
9	16,15142	17,01648	41,05872	17,07264	29,04735	62,95166
10	16,34165	16,91706	32,37570	22,29085	65,64069	53,49459
11	16,69855	24,40589	31,30617	20,04136	63,18751	66,59807
12	17,06331	37,28485	36,24347	18,21869	69,51572	47,19526
13	17,59026	18,90479	30,85186	17,18817	73,13301	31,57362
14	17,25826	46,19326	21,43636	16,47045	65,23530	35,98825
15	16,81881	54,15413	53,31173	17,13388	63,46297	67,11499
16	16,47059	41,72763	19,34974	17,26632	62,05411	70,03225
17	16,72334	48,24015	26,79014	16,76553	64,11339	47,50525
18	16,48051	30,25417	39,16159	16,90003	65,16236	42,49285
19	16,61501	48,32981	40,74700	32,68877	74,75560	63,02721
20	16,75159	40,34730	51,97181	36,66336	63,14535	52,99455
21	16,57755	41,52329	58,33576	43,06698	65,52159	49,70108
22	16,53107	47,01381	44,77257	68,04577	66,77130	61,95435
23	16,62554	35,37416	59,67642	45,55100	32,78077	63,40950
24	27,80367	25,31099	56,56981	58,18619	27,27726	28,09599
25	16,58985	41,77148	61,32771	57,26492	51,22188	21,85682
26	16,65061	54,39281	57,09942	69,32801	59,17157	42,92289
27	16,43437	26,77577	44,83904	75,53008	48,89713	31,80953
28	16,62319	45,74521	24,71491	83,23559	58,86490	75,44338
29	23,94786		38,96004	77,14583	52,13406	65,43789
30	26,82960		41,19532	53,11199	35,71348	100,84199
31	58,67991		39,37416		45,47349	
Promedio	19,18419	34,22644	38,71979	34,53079	52,47061	53,14279

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

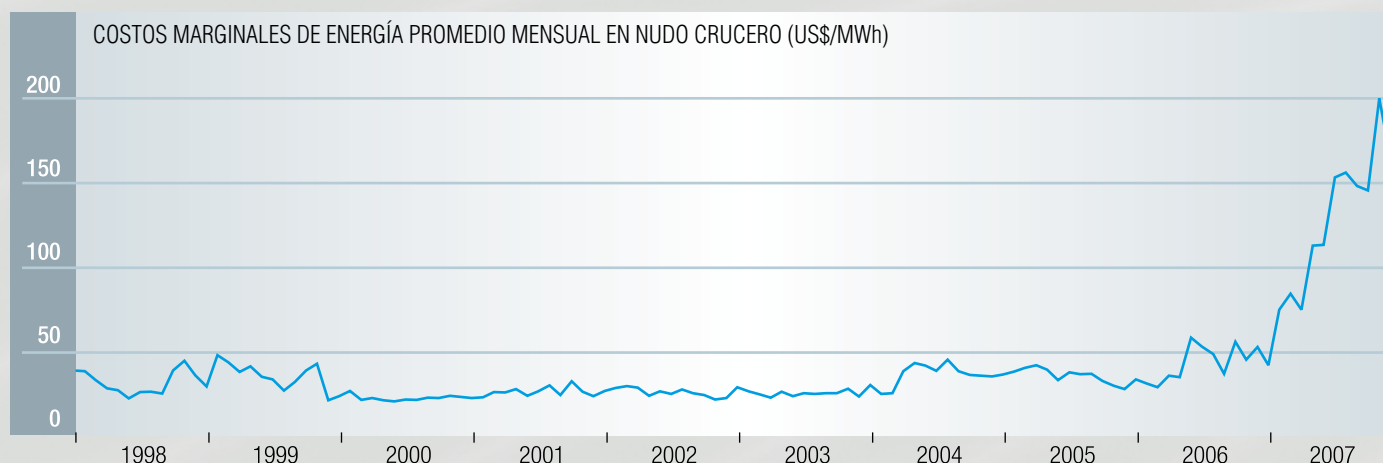
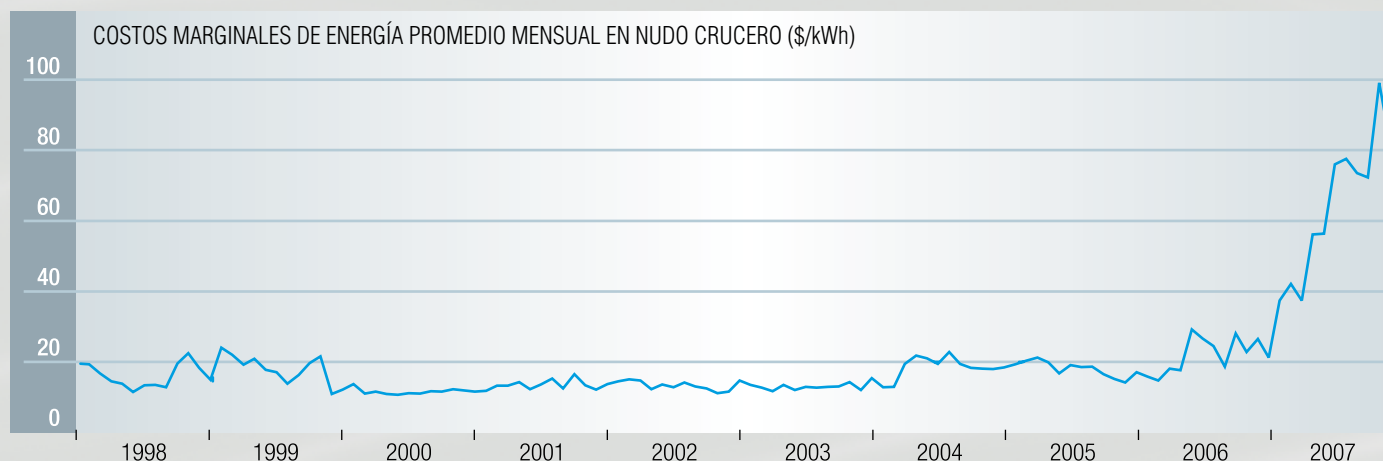
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
73,22417	82,71621	75,09566	67,64241	66,08673	84,23154
97,15248	113,59647	96,64019	65,48131	72,00080	67,49819
72,12232	78,11368	99,01273	64,87859	71,74079	53,66598
70,49414	91,95443	64,43316	57,50913	72,65190	71,45461
65,97350	75,14704	61,90901	79,48072	92,83533	50,01030
75,16230	61,79350	48,78431	63,21676	82,57112	49,66215
82,73345	91,45313	57,33209	75,88134	72,20410	91,66021
81,49910	81,74100	58,53757	79,14839	73,08231	65,99953
61,33131	65,55901	62,03566	26,98845	78,44752	89,68385
75,86828	79,31162	43,06104	67,00590	82,24110	98,69339
91,90528	90,98071	65,99192	78,96197	85,91107	54,54001
52,33981	74,41301	63,17064	75,99250	83,36684	64,42569
51,48995	73,49105	69,36218	71,85430	81,15365	97,16107
97,30540	63,64892	52,94864	86,14674	68,17419	63,27305
89,78332	67,83817	57,73522	53,28783	131,39220	89,93259
81,25500	47,65130	75,39419	42,85013	138,68865	116,09429
87,92987	70,44745	58,41015	44,61009	142,55719	97,34709
63,79119	37,32843	75,36849	74,97449	142,99708	110,43435
60,18511	73,18028	75,36849	58,16016	151,21860	101,78829
33,62702	78,53082	74,52664	77,80767	119,15572	102,10389
72,48174	62,55978	73,90373	105,13888	137,18631	88,07660
63,40691	58,35688	83,16249	110,16630	129,04008	98,07624
84,70631	69,74210	82,71062	101,13596	115,36615	86,63205
67,45326	81,79356	69,92449	88,38992	69,46553	89,27823
81,45690	77,96552	77,96356	84,02273	85,16702	91,86442
67,77073	80,06666	81,18453	99,37570	55,36819	89,81346
63,40427	90,84027	88,82870	104,90706	92,73496	96,98630
81,38568	87,20165	94,21777	63,37618	113,04259	78,73078
84,36532	69,82694	92,53567	52,59755	113,42703	59,41107
76,92563	69,36992	76,46465	29,03228	123,53197	80,41967
45,33420	76,56896		46,48411		47,56395
72,70529	74,94156	71,86714	70,87866	98,09356	81,50041

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV PERÍODO 1998 - 2007

Mes \ Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	13,7	10,7	8,9	8,8	10,7	12,0	12,6	15,5	14,9	19,2
Febrero	13,5	17,5	10,1	8,9	11,4	11,0	10,4	16,3	13,8	34,2
Marzo	11,7	16,1	8,1	10,2	11,9	10,4	10,6	17,3	12,9	38,7
Abril	10,0	14,0	8,6	10,2	11,6	9,5	16,2	18,2	16,0	34,5
Mayo	9,6	15,3	8,1	11,0	9,7	11,0	18,3	17,1	15,7	52,5
Junio	7,9	13,0	7,9	9,5	10,7	9,8	17,7	14,4	26,4	53,1
Julio	9,3	12,4	8,3	10,5	10,1	10,6	16,4	16,6	24,2	72,7
Agosto	9,4	10,0	8,2	12,0	11,3	10,4	19,3	16,1	22,2	74,9
Septiembre	9,0	11,9	8,8	9,7	10,5	10,6	16,4	16,4	16,9	71,9
Octubre	14,1	14,5	8,8	13,1	10,1	10,6	15,5	14,5	25,5	70,9
Noviembre	16,2	16,0	9,3	10,6	8,9	11,7	15,3	13,2	20,6	98,1
Diciembre	13,2	7,9	9,1	9,5	9,3	9,7	15,1	12,3	24,0	81,5
Promedio	11,5	13,3	8,7	10,3	10,5	10,6	15,3	15,6	19,4	58,5

Nota: Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2007.
Promedios mensuales en \$/kWh nominales.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIOS MENSUALES

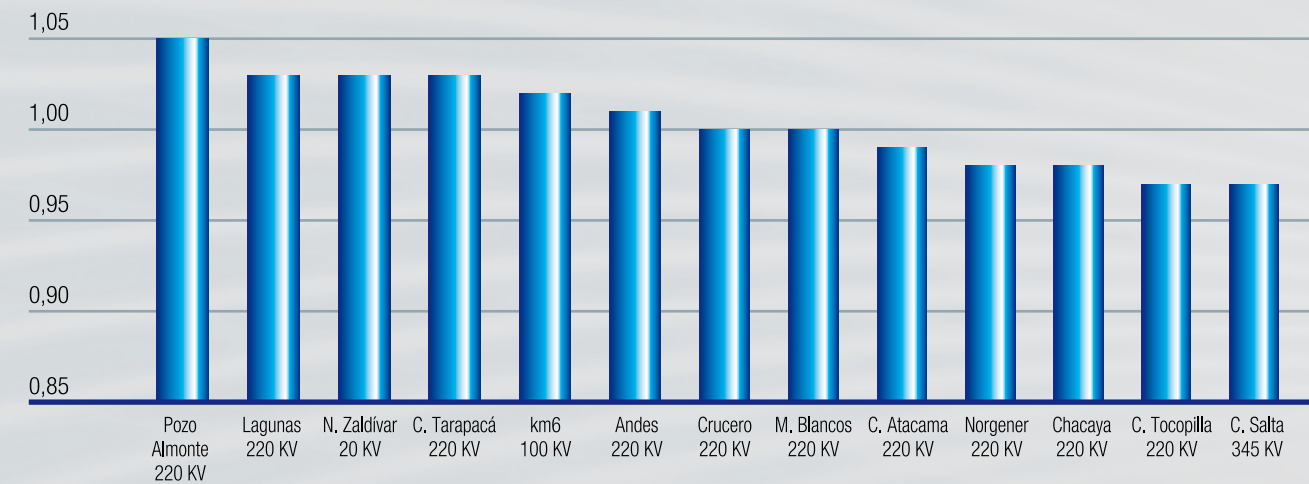


FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2007

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Pozo Almonte 220 kV	1,05	1,07	1,03
Lagunas 220 kV	1,03	1,05	0,99
N.Zaldívar 220 kV	1,03	1,06	1,01
C.Tarapacá 220 kV	1,03	1,06	0,97
km6 100 kV	1,02	1,02	0,99
Andes 220 kV	1,01	1,06	0,94
Crucero 220 kV	1,00	1,00	1,00
M.Blanco 220 kV	1,00	1,02	0,98
C.Atacama 220 kV	0,99	1,03	0,98
Norgener 220 kV	0,98	0,99	0,97
Chacaya 220 kV	0,98	1,05	0,92
C.Tocopilla 220 kV	0,97	1,00	0,96
C.Salta 345 kV	0,97	1,03	0,91

Nota: Valores correspondientes a la programación semanal.

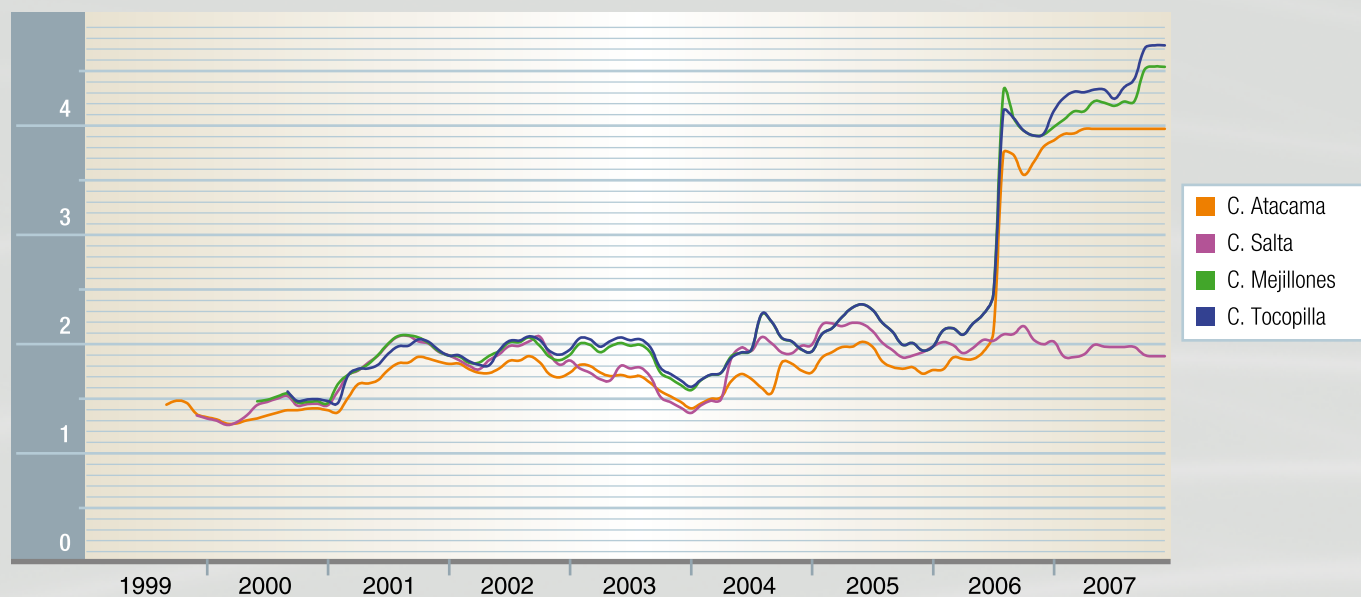
Factores de Penalización de Energía Año 2007



PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES POR CENTRAL

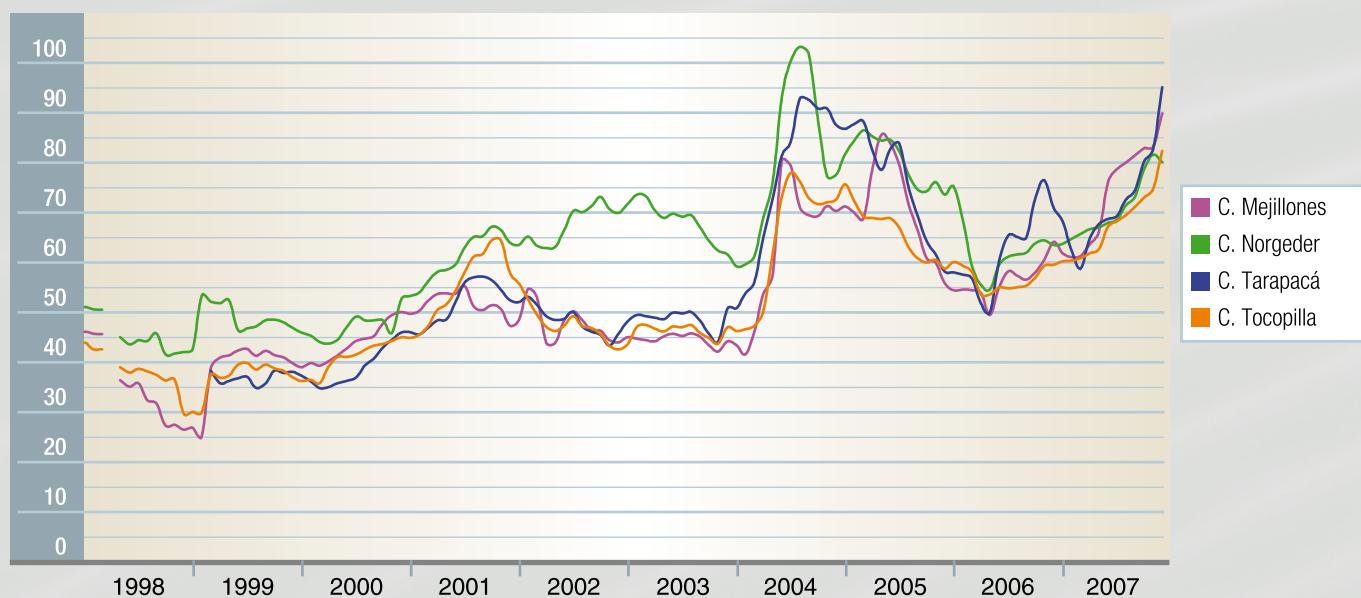
PRECIO DEL GAS NATURAL

Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2007 (US\$ / Mbtu)



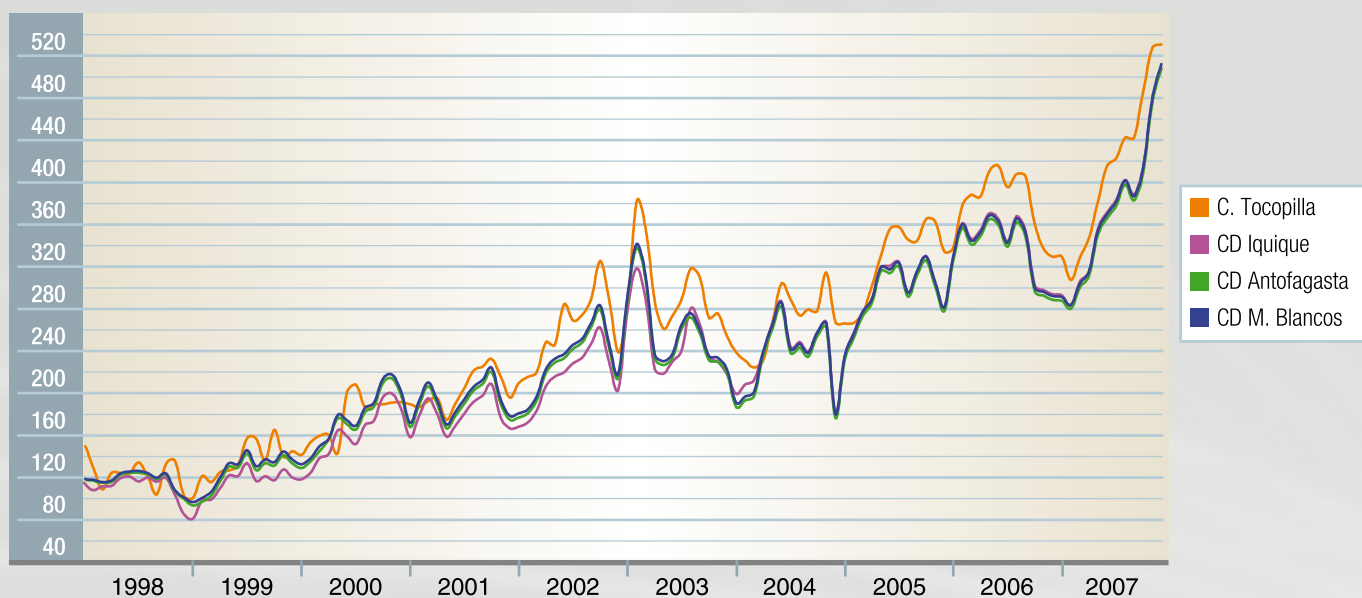
PRECIO DEL CARBÓN

Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2007 (US\$ / ton)



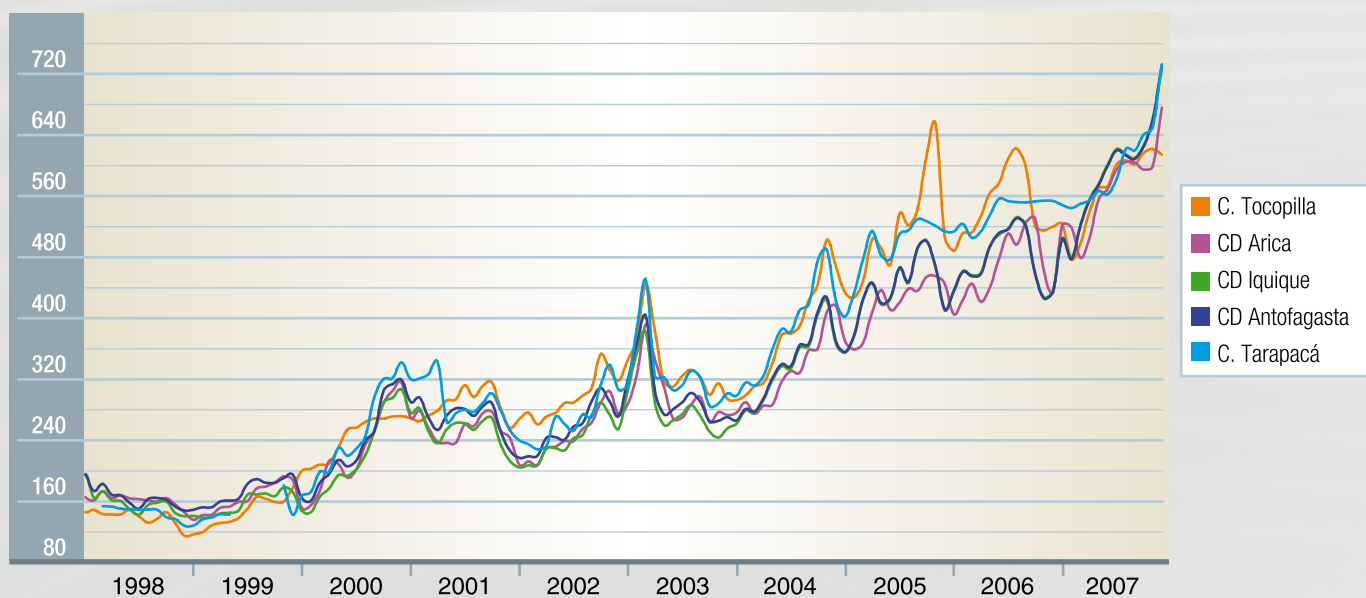
PRECIO DEL PETRÓLEO FUEL OIL N°6

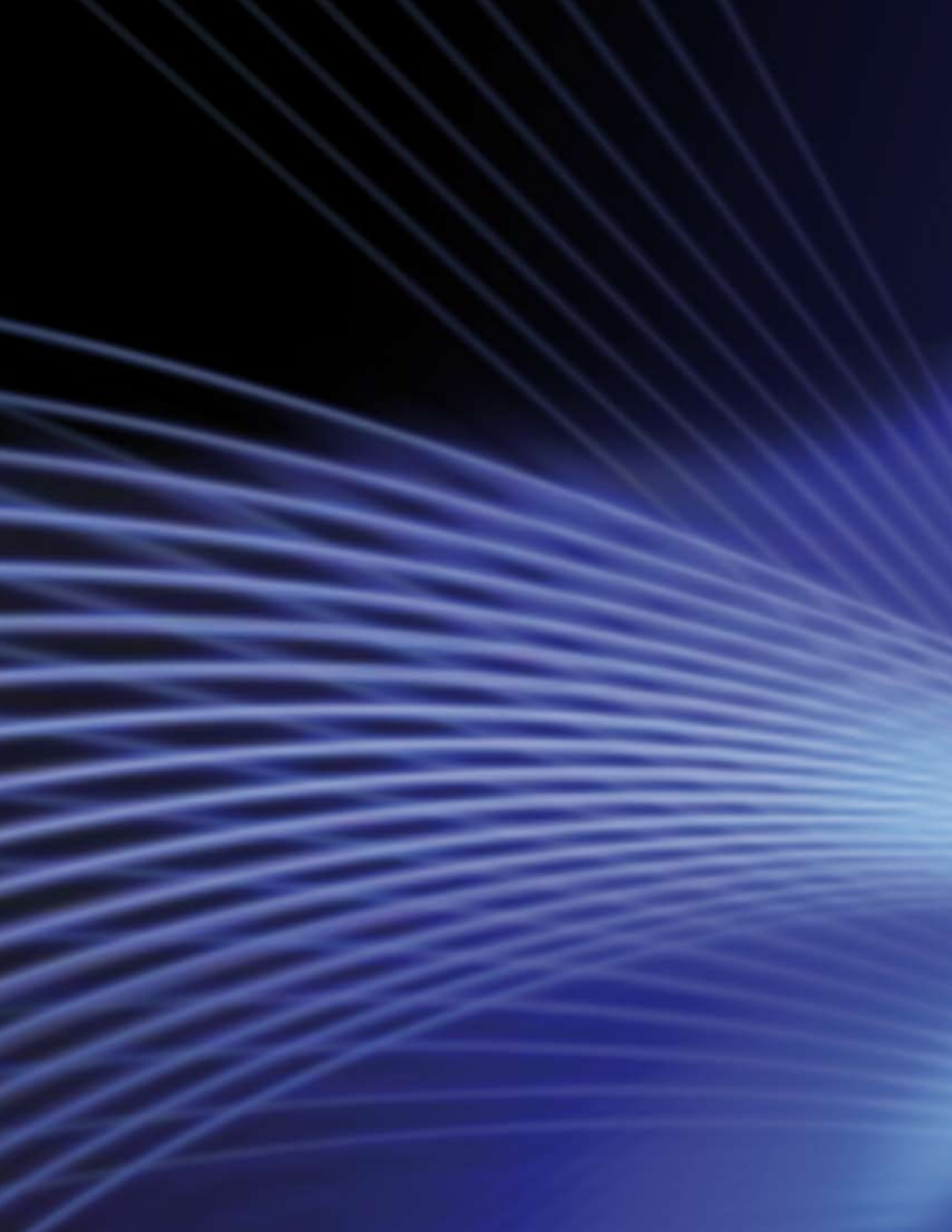
Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2007 (U\$ / ton)



PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL

Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2007 (US\$ / m³)







CDEC-SING

Santiago
Nueva de Lyon 72
Of. 1202
Providencia
Tel: (56-2) 3789334
Fax: (56-2) 3789296

www.cdec-sing.cl