



CDEC-SING Estadísticas de Operación 2000 / 2009



Empresas Integrantes del CDEC-SING

AES GENER
ATACAMA AGUA
ATACAMA MINERALS
CARENPA
CELTA
CERRO COLORADO
CODELCO NORTE
COLLAHUASI
EDELNOR
EL ABRA
EL TESORO
ELECTROANDINA
ENAEX
ENORCHILE
ESCONDIDA
GABY
GASATACAMA
GRACE
HALDEMAN
LOMAS BAYAS
MANTOS BLANCOS
MERIDIAN
MICHILLA
MOLY-COP
NORGENER
QUEBRADA BLANCA
RAYROCK
SIERRA MIRANDA
SPENCE
SQM
TRANSELEC NORTE
TRANSEMEL
XSTRATA COPPER - ALTONORTE
ZALDÍVAR



Este ejemplar está acompañado de un CD que contiene la información publicada y además incluye la Estadística desde el año 1993.

El detalle de los datos de las tablas y gráficas está disponible para plantilla de cálculo.

La información del CD está publicada también en www.cdec-sing.cl

CONTENIDOS

Presentación

- 2 Carta del Presidente del Directorio
- 4 Directorio del CDEC-SING
- 6 Carta del Director de Operación y Peajes del CDEC-SING
- 8 Estructura Direcciones CDEC-SING

Introducción y Reseña Histórica

- 10 Descripción General
- 11 Antecedentes Históricos
- 11 Contenido de esta Publicación
- 11 Reseña Histórica

Estructura y Funcionamiento del CDEC-SING

- 16 Marco Reglamentario del CDEC-SING
- 17 Integrantes del CDEC-SING
- 18 Directorio CDEC-SING
- 18 Direcciones CDEC-SING
- 19 Dirección de Operación CDEC-SING
- 19 Dirección de Peajes CDEC-SING
- 20 Dirección de Administración y Presupuesto CDEC-SING
- 20 Operación Económica del SING

Antecedentes de las Instalaciones del SING

- 22 Unidades Generadoras del SING
- 24 Líneas de Transmisión del SING
- 26 Principales Clientes del SING a diciembre de 2009
- 27 Diagrama Unilineal Simplificado del SING - 2009

Hechos Relevantes de la Operación del SING durante el Año 2009

- 28 Proyectos de Generación y Transmisión
- 28 Operación

Estadísticas de Operación 2009

- 30 Capacidad Instalada
- 30 Capacidad Instalada por Empresa
- 31 Capacidad Instalada por tipo de Combustible
- 32 Generación Bruta Año 2009
- 33 Generación de las Centrales del SING. Año 2009
- 35 Generación de las Centrales del SING. Período 2000 - 2009
- 37 Generación Media Horaria Mensual. Período 2000 - 2009
- 38 Peajes por el Sistema Troncal - Año 2009
- 39 Peajes por el Sistema de Subtransmisión - Año 2009
- 40 Consumo Anual de Combustibles por Central
- 41 Ventas Anuales del SING. Período 2000 - 2009
- 42 Composición de las Ventas Anuales del SING. Período 2000 - 2009
- 43 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Año 2009
- 44 Transferencia de Energía entre Generadores del CDEC-SING. Período 2000 - 2009
- 45 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Año 2009
- 46 Transferencia de Potencia entre Generadores del CDEC-SING. Período 2000 - 2009
- 47 Demanda Máxima Anual del SING. Período 2000 - 2009
- 48 Generación Bruta Horaria. Curvas Diarias Típicas. Año 2009
- 50 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Año 2009
- 52 Costos Marginales de Energía Nudo Crucero 220 kV. Período 2000 - 2009
- 53 Factores de Penalización de Energía. Año 2009
- 54 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 Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING), tengo el agrado de presentar a Uds. una nueva versión de las Estadísticas de Operación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Mediante esta publicación el CDEC-SING pone a disposición de todos los interesados la información operacional correspondiente al decenio 2000 - 2009, correspondiente a los segmentos de Generación, Transmisión y Consumo de electricidad sujetos a la coordinación del CDEC-SING.

El año 2009 fue para el CDEC-SING, un año de consolidación de la nueva estructura, la que se dio a partir de la aplicación del Decreto Supremo N° 291 (DS291/2007) del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

En cumplimiento de lo dispuesto en el citado Decreto, durante el año 2009, este Directorio elaboró y presentó a la Comisión Nacional de Energía, el Reglamento Interno, el cual se encuentra a la espera del informe favorable por parte de esa Comisión y el procedimiento para la Designación de los Directores de las Direcciones, el cual ya cuenta con dicho informe favorable.

Este último Procedimiento permitió llevar a cabo la elección del nuevo Director de Operación y Peajes del CDEC-SING, el cual dio inicio a sus funciones a partir de Octubre de 2009.

En el ámbito operacional, y tal como en años anteriores, la operación estuvo marcada por condiciones ajustadas de abastecimiento, las cuales generaron una operación con márgenes de reserva mínimos, lo que motivó incluso la aplicación de restricciones de consumos de corta duración, que alcanzaron niveles entre el 5% y el 20% del consumo del sistema.

La operación del SING durante el año 2009 alcanzó un nivel de generación bruta máxima horaria de 1.907 MW, mientras que el aporte de energía bruta anual fue igual a 14.907 GWh, lo que significó un crecimiento anual de 2,8% en relación con el año 2008. En términos de ventas físicas de energía a clientes finales, éstas acumularon durante el año 2009 un total de 13.656 GWh, lo que representa un incremento de 3,3% respecto del año anterior.

En cuanto a la distribución por tipo de combustibles, la generación de energía inyectada al SING el año 2009, provino en un 56,6% de plantas generadoras que utilizan carbón, en un 22,8% de plantas que utilizan petróleo diesel y en un 20,1% de plantas que utilizan gas natural. El resto del aporte fue de unidades hidroeléctricas con un 0,5%.

Al analizar las cifras anteriores, debe tenerse presente que a partir del año 2004, el SING ha estado sujeto a fuertes restricciones en el suministro de gas natural proveniente desde Argentina, las que fueron particularmente severas durante el año 2009. Consecuentemente, la operación del sistema debió efectuarse bajo un escenario que requirió un elevado consumo de petróleo diesel, lo que significó un esfuerzo mayor tanto para las unidades que usan ese combustible como para las empresas proveedoras del mismo.

En cuanto a los proyectos ejecutados el año 2009, en el SING se incorporaron nuevas centrales, cuyos aportes totalizaron 105 MW y equipos BESS de 12,8 MW de capacidad. Con esto, la capacidad instalada total del Sistema Interconectado del Norte Grande al 31 de diciembre de 2009, alcanzó 3.698,7 MW. Este monto representa un incremento en la capacidad instalada del SING de un 2,9 % respecto del parque generador existente a igual fecha del año 2008.

Además a partir de enero de 2009 y producto de la promulgación del Decreto 320, la Dirección de Peajes del CDEC-SING procedió a determinar mensualmente los pagos por uso del sistema de subtransmisión.

Desde el punto de vista de la continuidad de suministro, el desempeño del SING durante el año 2009 presentó buenos resultados, no registrándose ninguna pérdida de suministro total ni parcial en el sistema, ni eventos relevantes que hubieran afectado áreas importantes, alcanzándose en este año un total de 4.883 MWh de Energía no Suministrada (ENS) por eventos de fallas.

Durante el año 2009 se sometieron a consideración del Panel de Expertos 3 Discrepancias conforme a los mecanismos y procedimientos que establece la normativa del sector eléctrico, relacionadas con los temas que a continuación se indican:

- Cálculo Definitivo de Potencia Firme 2008. Resuelto por medio del Dictamen N° 2-2009.
- Procedimiento "Tratamiento Dispositivos Tipo Bess". Resuelto por medio del Dictamen N° 3-2009.
- Informe de Valorización de Transferencias (IVT) definitivo correspondiente al mes de abril de 2009. Resuelto por medio del Dictamen N° 11-2009.

Para el ejercicio 2010, se proyecta que a partir del inicio de la operación del Terminal de GNL en Mejillones y los proyectos en base a carbón que se encuentran actualmente en construcción, el SING aumentará sustantivamente su nivel de suficiencia, dejando atrás el periodo de estrechez y altos costos de operación que ha acompañado al SING a partir del año 2004. En el plano institucional, deberemos renovar nuestro Directorio, pues en Noviembre del presente año se cumplen 2 años del Directorio actual, constituido de acuerdo al régimen del Decreto Supremo N° 291.

Por otra parte, la catástrofe ocurrida en la zona centro - sur del país al inicio del presente año, se constituye en una oportunidad y desafío para que a través de las Direcciones y las empresas integrantes del CDEC-SING, se logren perfeccionar nuestros planes de contingencias y criterios de seguridad, tanto en nuestras instalaciones como en los equipos humanos que en ellas laboran.

Finalmente quiero expresar, a nombre del Directorio, un agradecimiento al equipo de profesionales del CDEC-SING, liderados por el Sr. Director de Operación y Peajes y el Sr. Director de Administración y Presupuesto y a todas las empresas integrantes del CDEC-SING quienes en forma colaborativa realizan un aporte fundamental para alcanzar estándares superiores de calidad y seguridad en el servicio eléctrico en una zona tan importante del país como la que cubre el Sistema Interconectado del Norte Grande, señalando a la vez que el 2010 será un año en el cual se incorporarán importantes proyectos que mejorarán de manera sustantiva las condiciones de abastecimiento del sistema, a lo que se sumará la consolidación de la nueva estructura organizacional del CDEC-SING, con desafíos tanto para el Directorio como para las Direcciones del CDEC-SING.

Rodrigo López Vergara
Presidente Directorio
CDEC-SING

DIRECTORIO DEL CDEC-SING

PRESIDENTE
Rodrigo López Vergara
TRANSELEC NORTE S.A.



PRESIDENTE SUPLENTE
Carlos Aguirre Pallavicini
AES GENER S.A.



DIRECTORES

Segmento A
Eduardo Soto Trincado
CELTA S.A.



Segmento C
Raúl Valpuesta Araya
TRANSELEC NORTE S.A.



Segmento A
Juan Pablo Cárdenas Pérez
NORGENER S.A.



Segmento D
Alfredo Cárdenas Ocampo
TRANSELEC NORTE S.A.



Segmento B
Enzo Quezada Zapata
ELECTROANDINA S.A.



Segmento D
Robin Cuevas Canales
EDELNOR S.A.



Segmento B
Pedro De la Sotta Sánchez
GASATACAMA CHILE S.A.



Segmento E
Ramón Cifuentes Baeza
MINERA ESCONDIDA LTDA.



SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Alvaro Grondona Camp
CDEC-SING LTDA.

DIRECTORES SUPLENTES

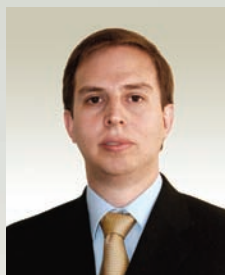
Segmento A
Miguel Buzunáriz Ramos
CELTA S.A.



Segmento A
Jorge Andaur Rodríguez
NORGENER S.A.



Segmento B
Ignacio Matus Brinck
AES GENER S.A.



Segmento B
Francisco Promis Baeza
ELECTROANDINA S.A.



Segmento B
Javier Alemany Martínez
GASATACAMA CHILE S.A.



Segmento C
Jaime Cancino Castro
TRANSELEC NORTE S.A.



Segmento C
Christian Perigault Sanguinetti
TRANSELEC NORTE S.A.



Segmento D
Belisario Maldonado Molina
TRANSELEC NORTE S.A.



Segmento D
Patricio Carmona Rojas
EDELNOR S.A.



Segmento E
Carlos Finat Díaz
CIA. MINERA
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI S.A.



CARTA DEL DIRECTOR DE OPERACIÓN Y PEAJES DEL CDEC-SING

Tengo el agrado de presentar a ustedes la Estadística de Operación que anualmente pone en conocimiento de los agentes del sector el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte, CDEC-SING. Este compendio estadístico comprende la publicación de los indicadores y elementos más relevantes de la operación del SING para el período 2000 - 2009.

Producto de las fuertes restricciones en el suministro de gas natural proveniente desde Argentina a las cuales ha estado sujeto el SING desde el año 2004, la operación del sistema durante el año 2009, estuvo marcada por condiciones ajustadas de abastecimiento, las cuales generaron una operación con márgenes de reserva mínimos, lo que motivó la aplicación de restricciones de consumos de corta duración, que alcanzaron niveles entre el 5% y el 20% del total del sistema, operación que además debió efectuarse bajo un escenario que requirió una elevada demanda de diesel.

En cuanto a los proyectos ejecutados durante el año 2009, cabe destacar la instalación de 103,68 MW de la Central Diesel Tamaya, la ampliación de la Central Diesel Zofri, con 4,8 MW, la ampliación de la U15 con 2,1 MW y la adición de equipos BESS, con 8 módulos, de 1,6 MW cada uno.

También durante el año 2009 se alcanzaron importantes avances en la integración de clientes libres al sistema SCADA, lo cual ha permitido avanzar en la observabilidad de nuestro sistema de información en tiempo real, proyecto en el cual se espera seguir avanzando, producto de la importancia que tiene esta herramienta para la operación del sistema.

En la misma línea, se ha consolidado el uso de la herramienta de optimización para el desarrollo del programa de corto plazo y de pre-despacho. En consecuencia, el sistema cuenta hoy con un modelo de pre-despacho de última generación, que logra representar adecuadamente las restricciones técnicas presentes en el SING.

Por otra parte, durante el año 2009, el Centro de Despacho y Control con sede en Antofagasta, ha alcanzado importantes avances en el uso de los recursos disponibles en la organización, en particular, ha culminado de manera exitosa el proceso de implementación de las herramientas utilizadas para la programación de la operación, alcanzando autonomía en las tareas y funciones asociadas a los redespachos.

Un esfuerzo relevante durante el año 2009, el cual ha sido sostenido en el quehacer de nuestra organización, se refiere al desarrollo de diversas aplicaciones disponibles en nuestro sitio web, como apoyo a la operación y administración del sistema eléctrico, así como plataforma de la información estadística en general.

En particular, se destaca la aplicación creada para analizar la condición de suficiencia del sistema, la cual cuenta con un detallado registro del Programa de Mantenimiento Mayor del parque generador, en donde se puede obtener el detalle de los índices de confiabilidad del sistema, previsión de demanda y reservas esperadas, entre otros. En este mismo contexto y siempre en la línea de hacer más eficiente los procesos, durante el año 2009 se ha trabajado en nuevos desarrollos web que pretenden facilitar el proceso de adquisición y entrega de información para la programación, desarrollos que se esperan implementar durante el transcurso del año 2010.

En el ámbito de la transmisión, el año 2009 entró en vigencia el Decreto 320, publicado el 9 de Enero de 2009, que fija las Tarifas de Subtransmisión y sus fórmulas de indexación, con lo cual se definen los pagos correspondientes a los distintos tipos de usuarios de este segmento del sistema de transmisión.

Durante el año 2009 también entró en vigencia una nueva versión de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, cuerpo normativo que incorpora ajustes y perfeccionamientos en distintas materias, los cuales representan un importante desafío para las tareas que debe abordar este CDEC.

Una especial mención requiere la aplicación e implementación del Decreto Supremo N° 291 (DS291/2007), del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en el CDEC-SING. En este contexto, para el cumplimiento de las funciones y obligaciones que le son propias a cada Dirección, se han desarrollado y formulado diversos Procedimientos destinados a determinar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle de las diversas materias que deben abordar las Direcciones como parte del cumplimiento de sus funciones y responsabilidades. El año 2010, este esfuerzo continuará, ámbito en el que se espera conseguir importantes avances.

En el año 2009, se conocieron los antecedentes técnicos de una importante cantidad de proyectos de modificación e interconexión de instalaciones al SING, a nivel de generación, transmisión y consumo, a efectos de verificar y autorizar las pruebas y conexiones de la puesta en servicio de las mismas, lo cual ha demandado importantes recursos para atender la revisión de los Estudios necesarios para verificar el impacto de la interconexión o modificación en la seguridad y calidad de servicio del SING.

A nivel de la programación de la operación, se implementaron nuevas políticas de operación para la zona norte del SING, con el fin de preservar la seguridad frente a contingencias simples en las líneas de transmisión que interconectan la Zona Centro con la Zona Norte. Otro logro relevante alcanzado durante el primer semestre del año 2009 es el nuevo Esquema de Desconexión Automática de Generación por sobrecarga de Central Termoeléctrica Mejillones, lo cual permitió alcanzar un importante incremento en la disponibilidad de potencia del sistema.

Para el año 2010, el aumento de la disponibilidad de Gas Natural producto del inicio de la operación del Terminal de GNL en Mejillones, sumado al avance de los proyectos en base a carbón que se encuentran actualmente en construcción, nos conducirán a observar un mejoramiento del nivel de suficiencia en el sistema, dejando atrás el período de estrechez y altos costos de operación que ha acompañado al SING desde el año 2004.

Finalizo agradeciendo la colaboración y compromiso de las empresas representadas en el CDEC-SING así como la entrega y profesionalismo de quienes integran nuestro equipo de trabajo. Tengo confianza en que el trabajo coordinado con las empresas integrantes así como las capacidades profesionales de quienes me acompañan, le permitirán a nuestra organización abordar con éxito los desafíos del año 2010.

Daniel Salazar Jaque
Director de Operación y Peajes
CDEC-SING

ESTRUCTURA DIRECCIONES CDEC-SING

DIRECTOR DE OPERACIÓN Y PEAJES

Daniel Salazar Jaque

DIRECTOR DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO

Alvaro Grondona Camp

SUBDIRECTOR DE OPERACIÓN

Patricio Troncoso Romero

SUBDIRECTORA DE PEAJES

Claudia Carrasco Arancibia

JEFE DEL CENTRO DE DESPACHO Y CONTROL

Raúl Moreno Tornería

JEFE DEPARTAMENTO DE OPERACIONES

Patricio Valenzuela Vásquez

JEFE DEPARTAMENTO DE PEAJES

José Arévalo Araneda

JEFE DEPARTAMENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

Felipe Morales Silva





CDEC-SING ANTOFAGASTA





INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA

DESCRIPCIÓN GENERAL

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Arica, Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Primera, Segunda y Decimoquinta 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.

Con la publicación del DS 291 en agosto de 2008, el CDEC-SING aumentó a 35 integrantes, cantidad que se explica fundamentalmente por la incorporación de los clientes libres o no regulados.

CONTENIDO DE ESTA PUBLICACIÓN

Este documento presenta información relevante del SING en el periodo comprendido entre enero de 2000 y diciembre de 2009. La información se ha agrupado en cinco capítulos que comprenden los siguientes temas:

- El primer capítulo contiene la carta del Presidente del Directorio, la composición del Directorio, y la carta del Director de Operación y Peajes, y estructura de las Direcciones del CDEC-SING.
- El segundo capítulo incluye una reseña histórica con la constitución del CDEC-SING.
- El tercer capítulo presenta la Estructura y Funcionamiento del CDEC-SING, incluyendo el marco reglamentario que aplica a los Integrantes, Directorio y Direcciones.
- El cuarto capítulo muestra los antecedentes de las instalaciones y los hechos relevantes ocurridos de la operación del SING durante el año 2009.
- El quinto capítulo contiene la estadística de la operación del sistema desde enero de 2000 hasta diciembre de 2009, 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.

INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA



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 recursos 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, EDEL-

NOR suscribió un contrato con EECSA por el total de la producción de la Central Cavancha. Este mismo año ENDESA puso en servicio la turbina a gas N° 3 en la S/E Mejillones. En 1995 se incorpora al sistema la Unidad N° 1 de la Central Térmica de Mejillones de EDELNOR. A partir de febrero de 1996, EDELNOR contrató la producción total de la Central Enaex. Este mismo año la División Tocopilla CODELCO-CHILE cambia su nombre a ELECTROANDINA. En 1997 se conectó al sistema la Unidad N° 2 de NORGENER. Asimismo, se interconectó al sistema, la Subestación Norgener y una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV, que se extiende entre dicha subestación y la Subestación Crucero. El 01 de Enero de 1997 se retiró del sistema la turbina a gas N° 3 de ENDESA. Durante 1998, EDELNOR puso en servicio la Unidad N° 2 de la Central Térmica Mejillones y se incorporó al CDEC-SING la empresa CELTA con la operación comercial de la Turbina a Gas denominada TGTAR. En Octubre de ese año se incorpora al CDEC-SING la empresa NOPEL.

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 En-

cuentro - 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, conforme al régimen del DS N° 327, 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.

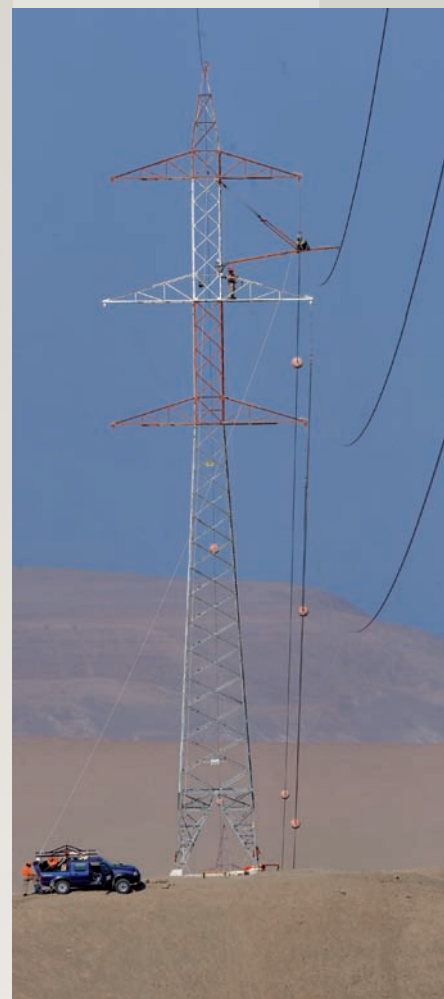
En Junio de 2003 se incorporó al CDEC-SING la empresa HQI TRANSELEC NORTE S.A., en conformidad a lo dispuesto en el artículo 168 del DS N° 327, al adquirir activos de transmisión de la empresa CELTA y posteriormente de la empresa GASTACAMA GENERACIÓN.

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.

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)



INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA

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

Durante el año 2006 se registraron 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 (SQM)
- 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 de 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 la 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)

Durante el año 2008, se registraron las siguientes puestas en servicio:

- Subestación Gaby.
- Subestación Llanos y Aguas Blancas (Aguas Blancas).
- Central Diesel Aggreko (Minera Escondida).
- Unidades generadores de respaldo para DMC (Cerro Colorado).

Desde enero 2008, producto de la promulgación del Decreto Supremo N° 207, que fijó las instalaciones del sistema de transmisión troncal y el área de influencia común, la Dirección de Peajes del CDEC-SING comenzó a efectuar los cálculos y liquidaciones, que la normativa vigente le encomienda en materia de peajes para el sistema de transmisión troncal.

En Agosto de 2008, se publicó en el Diario Oficial el DS 291 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que marca un cambio sustancial en el funcionamiento de los CDEC. Dentro de los cambios más relevantes se encuentra la incorporación de los clientes libres o no regulados como integrantes, la creación de la nueva Dirección de Administración y Presupuesto, la determinación de cinco segmentos dentro de los integrantes del CDEC, y la obligación de las Direcciones de elaborar procedimientos propios que se ajusten a la nueva normativa.

Durante el año 2009, se registraron las siguientes puestas en servicio:

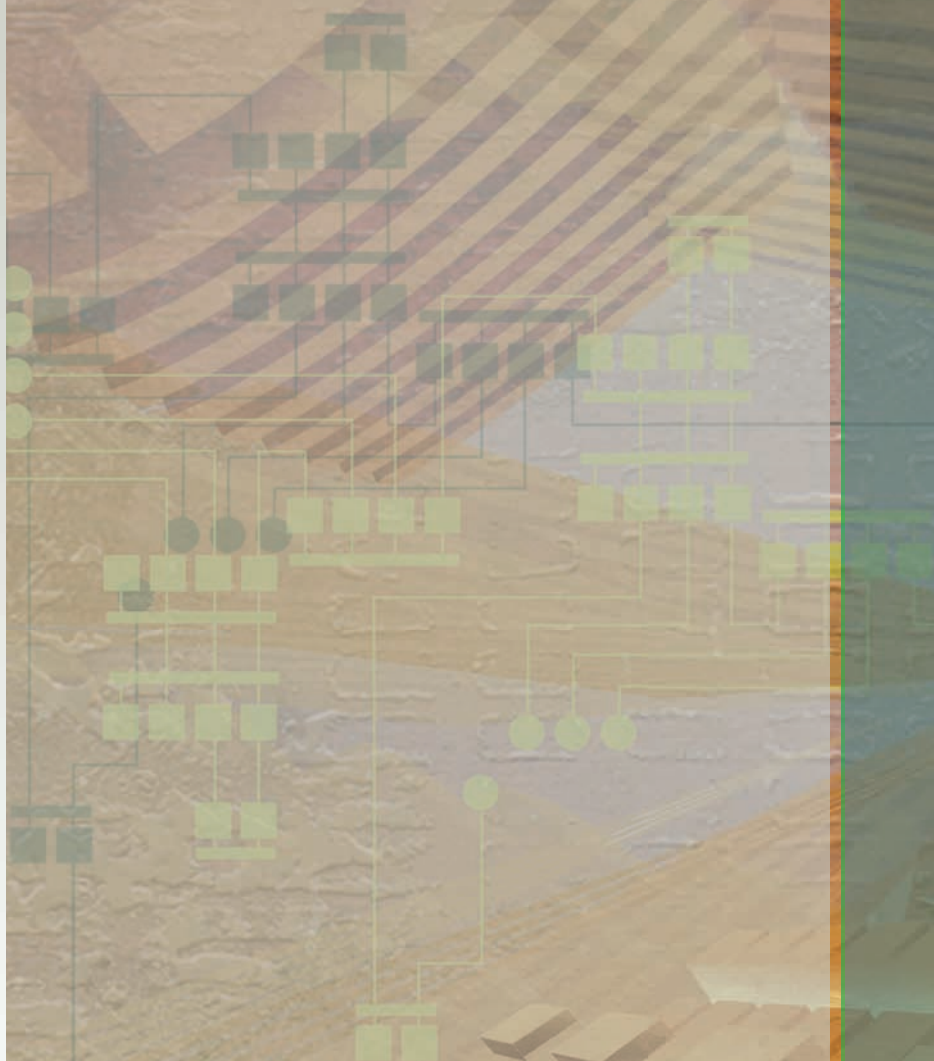
- Central Diesel Tamaya: Instalación de 10 Unidades con un total de 103,68 MW.
- Central Diesel Zofri: Ampliación de la Central Zofri, 6 unidades con un total de 4,8 MW.
- Central Tocopilla: Ampliación de la U15 con 2,1 MW
- Dispositivos BEES: Instalación de 8 módulos de 1,6 MW cada uno.
- Línea 110 kV Mejillones - Enaex.
- Central Diesel Minera Meridian (El Peñón): 5 unidades de 1,2 MW cada una para uso de consumos propios.

Finalmente, la potencia instalada bruta del SING a Diciembre del 2009 alcanzó los 3.698,7 MW.

Desde enero 2009 y producto de la promulgación del Decreto Supremo N° 320, que fijó las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, la Dirección de Peajes del CDEC-SING comenzó a efectuar los cálculos y liquidaciones que el Decreto N° 291 le encomienda en materia de peajes, para el segmento subtransmisión.



ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DEL CDEC-SING



ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DEL CDEC-SING

MARCO REGLAMENTARIO DEL CDEC-SING

El marco normativo que regula el CDEC-SING, vigente al 31 de Diciembre del 2009, se encuentra en el DFL4/2006, Ley General de Servicios Eléctricos, y la reglamentación vigente, en particular el DS 291/2007, a partir del cual 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;
- d) Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión adicionales;
- e) Determinar las transferencias económicas entre los integrantes; y
- f) Elaborar los estudios e informes requeridos por la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, o el Ministerio de Energía, dentro de la esfera de sus respectivas atribuciones, y las demás que establece la normativa vigente.

Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, esta coordinación 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.



INTEGRANTES 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 incorporó 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 extendió la posibilidad a las empresas eléctricas cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 MW.

Adicionalmente, el DS291, publicado durante el año 2008, incluye como integrantes, al segmento denominado clientes libres, definiéndolos como aquellos cuyas barras de consumo no están sometidas a regulación de precios, y abastecidos directamente desde instalaciones de transmisión.

A Diciembre de 2009, el número de integrantes, con la incorporación de los clientes libres, se incrementó de siete a treinta y cinco.

En la actualidad, el CDEC-SING está integrado por los propietarios de 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.

Los integrantes del CDEC-SING tienen como principales derechos, el concurrir a la elección del o los miembros del Directorio; Recurrir directamente al Panel de Expertos para resolver las Discrepancias. Del mismo modo, deben sujetarse a las instrucciones de coordinación de la operación que emanen de las Direcciones y concurrir al financiamiento del presupuesto del CDEC-SING.

Asimismo, cada integrante del Centro de Despacho Económico de Carga, separadamente, es responsable por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la Ley General de Servicios Eléctricos y su reglamentación. Las demás entidades que deban sujetar la operación de sus instalaciones a la coordinación del CDEC-SING, responden de igual modo por el cumplimiento de las instrucciones y programaciones que éste establezca.



ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DEL CDEC-SING

DIRECTORIO CDEC-SING

El Directorio del CDEC-SING está compuesto por representantes de las empresas generadoras, de transmisión troncal, de subtransmisión, y un representante de los clientes libres, de acuerdo a la siguiente estructura:

- a) 2 representantes de propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea inferior a 300 MW;
- b) 3 representantes de propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea igual o superior a 300 MW;
- c) 2 representantes de propietarios de instalaciones de transmisión troncal;
- d) 2 representantes de propietarios de instalaciones de subtransmisión, y
- e) 1 representante de clientes libres.

Las principales funciones del Directorio son: velar por el cumplimiento de los aspectos normativos, cautelar el buen funcionamiento de las Direcciones de Operación, de Peajes y de Administración y Presupuesto. Entre sus principales actividades está la designación de los Directores de las Direcciones, la elaboración del Reglamento Interno y la aprobación del Presupuesto Anual.



DIRECCIONES CDEC-SING

El CDEC-SING cuenta con 3 Direcciones, las cuales están definidas como entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, que desarrollan sus funciones conforme a la normativa vigente. Esto es, la Dirección de Operación, la Dirección de Peajes y la Dirección de Administración y Presupuesto.

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



Las Direcciones actúan conforme a lo que establece la normativa vigente y adicionalmente, establecen metodologías y mecanismos de trabajo a través de los denominados "Procedimientos", los cuales están destinados a determinar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle que cada Dirección necesita para el cumplimiento de las funciones y obligaciones que le son propias.

DIRECCIÓN DE OPERACIÓN CDEC-SING

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

- a) Establecer, coordinar y preservar la seguridad de servicio global del sistema, conforme con las normas técnicas correspondientes;
- b) Efectuar la planificación de la operación de corto, mediano y largo plazo, y comunicarla oportunamente al respectivo Centro de Despacho y Control;
- c) Efectuar la planificación y coordinación de los mantenimientos de las instalaciones sujetas a coordinación;
- d) 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;
- e) Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias para preservar la seguridad de servicio; y
- f) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras y verificar los respectivos balances entre empresas generadoras.

DIRECCIÓN DE PEAJES CDEC-SING

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

- a) Determinar los balances y transferencias de energía, potencia y servicios complementarios entre las empresas que en cada caso participen;
- b) Determinar los ingresos que hayan resultado en cada tramo del sistema de transmisión troncal, a través de la valorización de las transferencias de electricidad entre integrantes, que efectúe mensualmente;
- c) Efectuar los cálculos y liquidaciones de peajes de instalaciones del sistema de transmisión troncal, sistemas de subtransmisión y sistemas de transmisión adicional, de toda empresa eléctrica que inyecte o retire energía y potencia;
- d) Efectuar y adjudicar la licitación pública internacional de nuevas líneas y subestaciones troncales;
- e) Anualmente, analizar la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema de transmisión troncal, con los desarrollos efectivos de generación, interconexiones y evolución de la demanda; y
- f) Calcular los peajes unitarios aplicables a los retiros de electricidad para abastecer consumos de usuarios o clientes.



ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DEL CDEC-SING

DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y PRESUPUESTO CDEC-SING

La Dirección de Administración y Presupuesto es responsable, entre otras funciones, de:

- a) Calcular el monto a financiar por los integrantes para efectos del presupuesto anual del CDEC-SING;
- b) Elaborar, coordinar, ejecutar y administrar el presupuesto anual del CDEC-SING, incluyendo las desagregaciones correspondientes al Directorio, las Direcciones y al Centro de Despacho y Control;
- c) Administrar el régimen de contrataciones de los miembros del Directorio y del personal de las Direcciones y del Centro de Despacho y Control como el de terceros externos para efectos de estudios y asesorías.
- d) Administrar el régimen de adquisiciones y compras del Directorio, Direcciones y Centro de Despacho y Control;
- e) Comunicar el incumplimiento de cualquier obligación relativa al financiamiento del CDEC-SING a la Comisión y a la Superintendencia;
- f) Calcular, percibir y administrar, de acuerdo al presupuesto anual, los montos de los aportes al financiamiento que le corresponde realizar a cada integrante, de acuerdo al mecanismo establecido en el presente reglamento; e
- g) Informar semestralmente al Directorio del avance en la ejecución y planificación presupuestaria del CDEC-SING.

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.

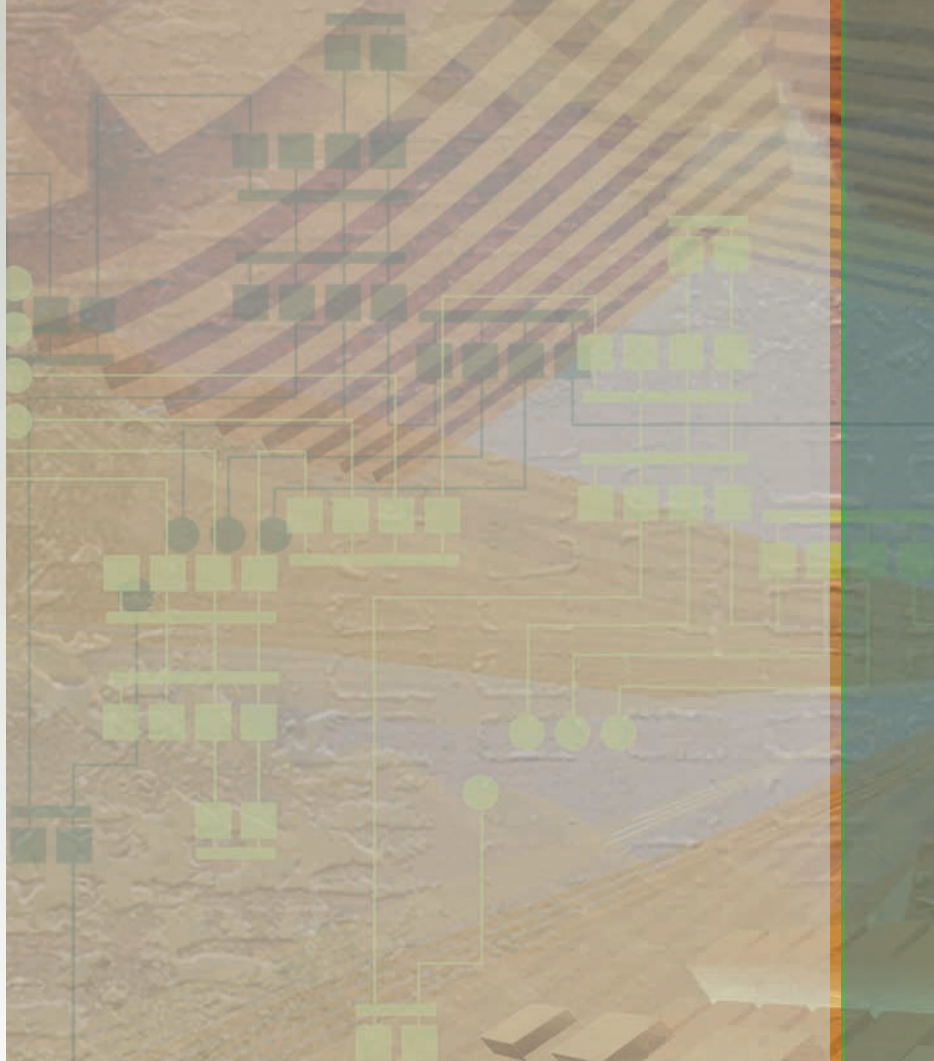
Para comparar adecuadamente los costos de generación de cada unidad generadora, se elabora una tabla de costos variables, que contiene el costo variable de producción de cada unidad generadora referido al centro de carga del sistema o nudo básico, mediante el uso de factores que consideran las pérdidas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

La programación 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 relevantes respecto a lo programado.



ANTECEDENTES DE LAS INSTALACIONES DEL SING



UNIDADES GENERADORAS DEL SING 2009

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	2,997
			M2AR	2,924
			GMAR	8,400
	Diesel Iquique	SUIQ	3	4,200
		MIIQ	2	2,924
		MAIQ	1	5,936
		TGIQ	1	23,750
		MSIQ	1	6,200
	Termoeléctrica Mejillones	CTM1	1	165,900
		CTM2	1	175,000
		CTM3	2	250,750
	Diesel Mantos Blancos (2)	MIMB	10	28,640
	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 (8)	1	136,400
		U15	1	132,400
		U16	2	400,000
		TG1	1	24,698
		TG2	1	24,931
		TG3 (4)	1	37,500
	Diesel Tamaya	SUTA	10	103,680
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
Cavancha	Cavancha (3)	CAVA	1	2,602
Enorchile	Diesel Estandartes	ZOFRI_1-6	2	0,900
		ZOFRI_2-5	4	5,160
		ZOFRI 7-12	6	4,800
Inacal	Diesel Inacal	INACAL	4	6,800
TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009				3.698,663

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.
 Cavancha: Cavancha S.A.
 Enorchile: Enorchile S.A.
 Inacal: Inacal 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
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
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 Tamaya 110 kV	Motor FO 6	2009
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 66 kV	Hidro pasada	1995
Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007
Iquique 13.8 kV	Motor Diesel	2007
Iquique 66 kV	Motor Diesel	2009
La Negra 23 kV	Motor FO 6	2009

- (1) Durante el período enero - noviembre 1999 la Unidad TGTAR perteneció a Endesa. A partir del 12 de Mayo de 1999 se traslada al SIC y se reintegra al SING el 29 de noviembre de 1999, como propiedad de Celta.
- (2) La Central Diesel Mantos Blancos es representada en el CDEC-SING por Edelnor.
- (3) La Central Cavancha es representada en el CDEC-SING por Edelnor.
- (4) La Unidad TG3 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 TV10 de la unidad CC Salta, a requerimiento del Organismo Encargado del Despacho (OED) de la República Argentina, puede conectarse al Sistema Argentino De Interconexión (SADI) aportando a éste una potencia máxima de 226,8 [MW].
- (7) La Unidad GMAN fue retirada de la Central Diesel Antofagasta el 17 de enero de 2008.
- (8) La Unidad U14 aumento su potencia bruta de 128,300 a 136,400 MW el 29 de abril de 2008.
- (9) La Unidad U15 aumento su potencia bruta de 130,300 a 132,400 MW el 12 de junio de 2009.

LÍNEAS DE TRANSMISION DEL SING

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
Edelnor	Crucero - Lagunas 1	220	1	174,0	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	25,1	23	Adicional	2007
	Chacaya - Mejillones	110	1	1,4	122	Adicional	1995
	Salar - Calama	110	1	14,1	69	Subtransmisión	1982
	Mejillones - Antofagasta	110	1	63,3	91	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	Adicional	1970
	Iquique - Pozo Almonte 1	66	1	44,0	41	Subtransmisión	1964
	Iquique - Pozo Almonte 2	66	1	39,2	56	Subtransmisión	1987
	Pozo Almonte - Tamarugal	66	1	20,8	10	Subtransmisión	1968
Electroandina	Central Tocopilla - Crucero	220	2	71.4x2	330x2	Adicional	1986
	Crucero - Chuquicamata	220	1	69,8	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
	Tap Off El Loa - El Loa	220	1	8,4	91,4	Adicional	2000
	Central Diesel Tamaya - A	110	1	127	90	Adicional	2009
	Central Diesel Tamaya - Salar	110	1	138	90	Adicional	2009
	Central Tocopilla - A.Circuito N°1	110	1	141	90	Adicional	1910
	Central Tocopilla - A.Circuito N°2	110	1	141	90	Adicional	1910
	Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya	110	2	14x2	90x2	Adicional	2009
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	740	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
Transelect 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 - Paríacota	220	1	225,0	189	Subtransmisión	2002
Minera Zaldívar	Crucero - Laberinto	220	1	133,0	330	Adicional	1994
	Laberinto - Nueva Zaldívar	220	1	75,0	330	Adicional	1994

- 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.

Propietario	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	N° Circuitos	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)	Tipo de Sistema	Año de Puesta en servicio
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	9x2	100x2	Adicional	-
	Chuquicamata - Km6	100	1	5,9	100	Adicional	-
	Salar - Km6	100	2	2,2x2	2x62	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 66 kV				348,0	465		
Total Líneas 110 kV				1.244,0	2.374		
Total Líneas 220 kV				4.205,0	15.026		
Total Líneas 345 kV				408,0	777		

TOTAL SING AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

6.205,0

18.642

PRINCIPALES CLIENTES DEL SING A DICIEMBRE DE 2009

CLIENTE	CATEGORÍA	BARRA DE SUMINISTRO	SUMINISTRADOR
ACF Minera	Minería	Lagunas 220 kV	Celta
Aguas Blancas	Minería	Mejillones 220 kV	Edelnor
Aguas del Altiplano	Industrial	Pozo Almonte 23 kV - Tamarugal 66 kV - Arica 66 kV	AES Gener
Altonorte	Industrial	Alto Norte 110 Kv	Edelnor
Atacama Agua	Industrial	Antofagasta 110 kV	Edelnor
Camíña	Distribuidora	Dolores 110 kV	Edelnor
Cerro Colorado	Minería	Pozo Almonte 220 kV	Edelnor
Cerro Dominador	Minería	Encuentro 220 kV	Edelnor
Chuquicamata	Minería	Crucero 220 kV - C.Tocopilla 110 kV	Electroandina
Cia. Portuaria Mejillones	Industrial	Mejillones 110 kV	Edelnor
Collahuasi	Minería	Collahuasi 220 kV	Celta - Gasatacama
Collahuasi Puerto	Industrial	Tarapacá 220 kV	Celta
Cosayach	Minería	Pozo Almonte 23 kV - Dolores 110 kV - Tamarugal 66 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 220 kV - Mantos Blancos 220 kV - Calama 110 kV La Negra 23 kV - Mejillones 110 kV - Mejillones 23 kV - Tocopilla 5 kV	Gasatacama
Eliqsa	Distribuidora	Tarapacá 220 kV - Pozo Almonte 23 kV - Lagunas 220 kV - Tamarugal 66 kV Dolores 110 kV	Gasatacama
Emelari	Distribuidora	Tarapacá 220 kV - Arica 110 kV	Gasatacama
Enaex	Industrial	Mejillones 110 kV	Edelnor
Escondida	Minería	Mejillones 220 kV - Zaldivar 220 kV - Crucero 220 kV - C. Atacama 220 kV	Norgener - Gasatacama
Esperanza	Minería	Encuentro 220 kV	Electroandina
Gaby	Minería	Laberinto 220 kV	Edelnor
Grace	Minería	Barriles 220 kV	AES Gener
Haldeman	Minería	Pozo Almonte 66 kV	Edelnor
Interacid	Industrial	Tarapacá 220 kV	Celta
Lomas Bayas	Minería	Laberinto 220 kV	Edelnor
Mall Plaza Antofagasta	Industrial	CD Antofagasta 13,8 kV	Edelnor
Mamiña	Minería	Pozo Almonte 220 kV	Edelnor
Mantos Blancos	Minería	Mantos Blancos 220 kV	Edelnor
Megapuerto	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Michilla	Minería	Mejillones 110 kV	Edelnor
Minsal	Minería	Oeste 220 kV	Norgener
Molycop	Industrial	Chacaya 220 kV	Edelnor
Molynor	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Polpaico	Industrial	Mejillones 23 kV	Edelnor
Quebrada Blanca	Minería	Collahuasi 220 kV	Gasatacama
Quiborax	Minería	El Águila 66 kV	Edelnor
Radomiro Tomic	Minería	Crucero 220 kV	Electroandina
Rayrock	Minería	Pampa 110 kV	Edelnor
Santa Margarita	Minería	Calama 100 kV	Electroandina
Sierra Miranda	Minería	Capricornio 110 kV	Edelnor
Spence	Minería	Encuentro 220 kV	Edelnor
SQM El Loa	Minería	El Loa 220 kV	Electroandina
SQM Nitratos	Minería	La Cruz 220 kV	Norgener
SQM Nva.Victoria	Minería	Nva.Victoria 220 kV	Electroandina
SQM Salar	Minería	El Negro 110 kV	Electroandina
Zaldívar	Minería	Zaldivar 220 kV	Edelnor

DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL SING - 2009



Fuente: HQI Transelec Chile S.A.

REFERENCIAS

- Nudos Importantes
- Subestación
- ▲ Central térmica
- Central hidroeléctrica
- Línea en 345 kV
- Línea en 220 kV
- Línea en 110 kV
- Líneas menores

HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SING AÑO 2009



PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Durante el año 2009 se registraron las puestas en servicio de las siguientes instalaciones:

- Empresa: Electroandina S.A.
 - Proyecto: Central Diesel Tamaya
 - Instalaciones y puesta en servicio: 11 de Diciembre de 2009
 - 10 unidades generadoras con 103,68 MW totales.
- Empresa: Enorchile S.A.
 - Proyecto: Ampliación Central Diesel Zofri
 - Instalaciones y puesta en servicio: 22 de Diciembre de 2009.
 - 6 unidades generadoras con 4,8 MW totales.
- Empresa: Norgener
 - Proyecto: Dispositivos BESS
 - Instalaciones y puesta en servicio: 18 de Diciembre de 2009
 - 8 módulos de 1,6 MW cada uno.
- Empresa: Minera Meridian.
 - Proyecto: Central Diesel El Peñón.
 - Instalaciones y puesta en servicio: 5 de Mayo de 2009.
 - 5 unidades generadoras de 1,2 MW cada una.
 - Para consumos propios.
- Empresa: Edelnor S.A.
 - Proyecto: Línea de 110 kV Mejillones - Enaex
 - Instalaciones y puesta en servicio: 3 de Julio de 2009.

OPERACIÓN

La generación bruta anual del SING alcanzó en 2009 a 14.907 GWh que se desglosa según su insumo primario en:

- 56,6 % carbón.
- 20,1 % gas natural
- 22,8 % petróleo pesado y diesel
- 0,4 % hidroeléctrica.

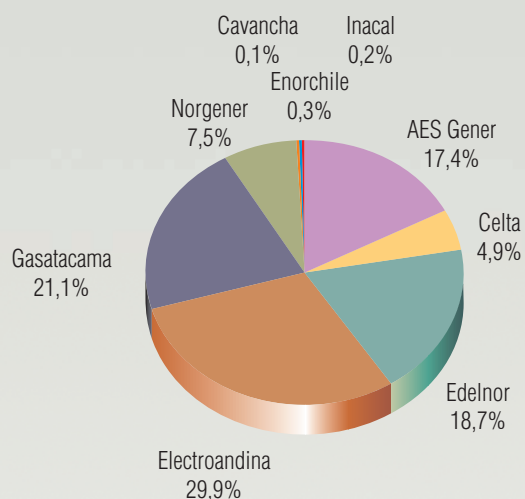
El crecimiento de los consumos respecto del año 2008 se refleja en un aumento de 2,8 % en la generación bruta de energía y de 3,3 % en las ventas totales de energía. Por tipo de cliente, el 89,6% corresponde a clientes libres (consumo industrial y minero) y 10,4% a clientes regulados (empresas distribuidoras).

La demanda máxima del sistema se presentó el 27 de Septiembre de 2009 en la hora 22, y se reflejó en un valor de generación bruta de 1.907 MW, lo que representa un aumento de 0,53% respecto de 2008.

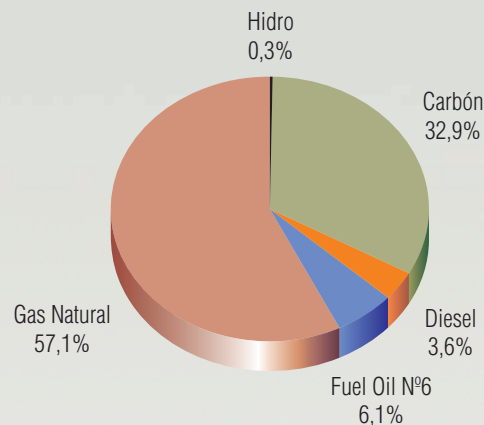
ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN 2009

CAPACIDAD INSTALADA (MW), AÑO 2009

Capacidad Instalada por empresa



**Capacidad Instalada
por combustible**



CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA, PERÍODO 2000-2009

EN UNIDADES FÍSICAS (MW)

Empresa \ Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Celta	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
Edelnor	722	719	719	719	719	719	719	722	705	691
Electroandina	629	1.029	1.029	1.037	992	992	992	992	1.000	1.105
Endesa										
AES Gener	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643
Gasatacama	588	590	783	783	783	783	783	781	781	781
Norgener	277	277	277	277	277	277	277	283	283	277
Cavancha										3
Enorchile										11
Inacal										7
TOTAL	3.040	3.440	3.633	3.641	3.596	3.596	3.596	3.602	3.593	3.699

EN PORCENTAJES (%)

[illegible]

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE PERÍODO 2000 - 2009

EN UNIDADES FISICAS (MW)

Combustible	Empresa	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidro	Edelnor Cavancha	13	13	13	13	13	13	13	13	13	10 3
Subtotal		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Carbón	Celta	158	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	438	440
	Norgener	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277
Subtotal		1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.206	1.214	1.216
Diesel	Celta	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Edelnor	65	62	62	62	62	62	62	65	48	48
	Electroandina	42	42	42	50	50	50	50	50	50	50
	Endesa										
	Gasatacama		3	3	3	3	3	3			
	Enorchile								6	6	11
Subtotal		130	130	130	138	138	138	138	144	127	132
Fuel Oil	Edelnor	53	53	53	53	53	53	53	53	53	41
	Electroandina	120	120	120	120	75	75	75	75	75	179 7
Subtotal		173	173	173	173	128	128	128	128	128	226
Gas Natural	Edelnor	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
	AES Gener	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643
	Gasatacama	588	588	781	781	781	781	781	781	781	781
	Electroandina	38	438	438	438	438	438	438	438	438	438
Subtotal		1.519	1.919	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112
TOTAL		3.040	3.440	3.633	3.641	3.596	3.596	3.596	3.602	3.593	3.699

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 (%)

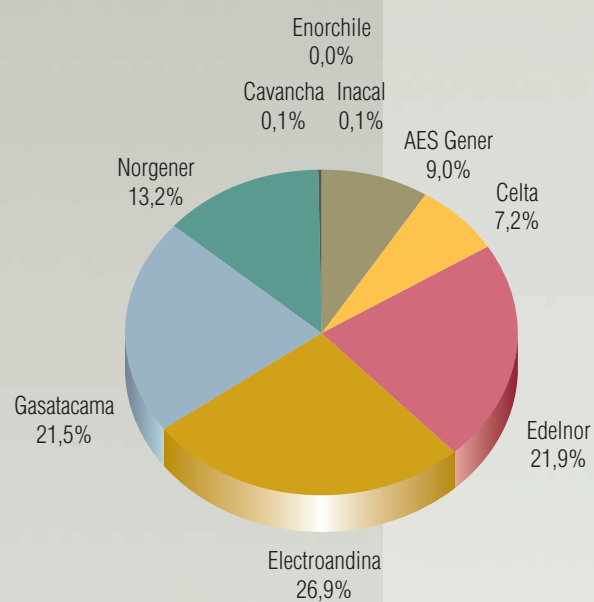
Combustible	Empresa	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidro	Edelnor Cavancha	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3% 0,1%
Subtotal		0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%
Carbón	Celta	5,2%	4,6%	4,3%	4,3%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%
	Edelnor	11,2%	9,9%	9,4%	9,4%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,2%
	Electroandina	14,1%	12,5%	11,8%	11,8%	11,9%	11,9%	11,9%	11,9%	12,2%	11,9%
	Norgener	9,1%	8,1%	7,6%	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,5%
Subtotal		39,7%	35,0%	33,2%	33,1%	33,5%	33,5%	33,5%	33,5%	33,8%	32,9%
Diesel	Celta	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%
	Edelnor	2,1%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,8%	1,3%	1,3%
	Electroandina	1,4%	1,2%	1,2%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%
	Endesa										
	Gasatacama		0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%			
	Enorchile								0,2%	0,2%	0,3%
Subtotal		4,3%	3,8%	3,6%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	4,0%	3,5%	3,6%
Fuel Oil	Edelnor	1,7%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,1%
	Electroandina	3,9%	3,5%	3,3%	3,3%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	4,9% 0,2%
Subtotal		5,7%	5,0%	4,8%	4,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%	6,1%
Gas Natural	Edelnor	8,2%	7,3%	6,9%	6,9%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	6,8%
	AES Gener	21,1%	18,7%	17,7%	17,7%	17,9%	17,9%	17,9%	17,8%	17,9%	17,4%
	Gasatacama	19,3%	17,1%	21,5%	21,4%	21,7%	21,7%	21,7%	21,7%	21,7%	21,1%
	Electroandina	1,2%	12,7%	12,0%	12,0%	12,2%	12,2%	12,2%	12,1%	12,2%	11,8%
Subtotal		50,0%	55,8%	58,1%	58,0%	58,7%	58,7%	58,7%	58,6%	58,8%	57,1%
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.

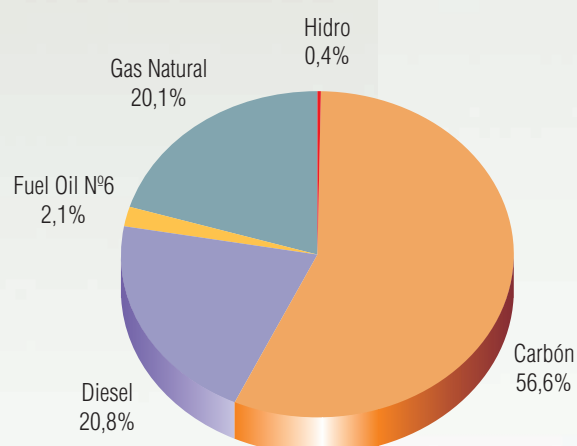
* Las unidades generadoras de Edelnor que utilizan mezclas Diesel-Fuel Oil se han asociado a Fuel Oil.

GENERACIÓN BRUTA AÑO 2009

Generación Bruta por empresa
Total: 14.906,8 GWh



Generación Bruta por combustible
Total: 14.906,8 GWh



GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING

AÑO 2009 (GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
ELECTROANDINA													
U10 - U11	29,6	2,3	8,1	21,9	18,5	11,1	4,6	5,5	4,5	0,0	0,0	6,2	112,4
U12 - U13	90,4	92,0	112,0	103,8	99,5	87,9	64,4	68,5	101,0	104,2	100,2	97,4	1.121,3
U14 - U15	175,3	102,7	76,7	137,8	91,9	166,3	183,6	184,4	166,6	179,6	171,6	183,7	1.820,0
U16	128,6	160,0	165,8	31,1	32,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,4	143,5	731,5
TG1	1,0	0,2	0,3	1,1	0,7	0,2	0,4	0,5	1,2	0,1	0,4	0,1	6,1
TG2	0,9	0,2	0,3	1,2	1,0	0,1	0,4	0,2	0,8	0,1	0,3	0,1	5,7
TG3	3,5	0,7	1,4	5,5	4,1	3,0	2,6	2,7	4,2	1,3	2,8	1,3	33,0
SUTA	0,0	0,0	0,0	1,1	9,5	19,9	22,3	46,7	37,7	21,1	15,7	9,6	183,5
Total Gen. Bruta	429,2	358,1	364,6	303,5	257,2	288,4	278,2	308,5	316,0	306,5	361,3	441,9	4.013,6
Consumos Propios	26,3	17,1	16,8	19,9	15,8	19,5	19,1	21,5	21,6	22,1	23,6	26,1	249,4
Total Gen. Neta	402,9	341,0	347,8	283,6	241,4	268,9	259,1	287,0	294,4	284,4	337,7	415,8	3.764,2
EDELNOR													
CHAPIQUÍÑA	4,5	3,5	4,0	4,8	3,9	3,5	3,4	3,7	4,2	3,7	3,6	4,2	47,2
CD ARICA	1,8	0,6	0,7	1,9	1,6	1,4	1,6	1,4	1,9	0,9	2,1	1,0	16,7
CD IQUIQUE	2,9	1,1	1,7	4,9	5,0	2,7	3,6	4,3	2,1	1,0	0,8	1,2	31,3
CD MANTOS BLANCOS	0,3	0,4	3,6	7,3	3,1	9,2	10,3	9,7	7,2	5,3	7,8	4,6	68,9
CTM3	66,3	69,3	30,7	29,8	44,0	18,2	28,9	19,4	79,5	136,6	63,1	46,5	632,2
CTM2	30,5	109,0	106,6	107,0	120,4	116,0	107,7	116,9	116,9	115,2	116,9	119,2	1.282,2
CTM1	105,6	89,1	98,3	76,3	109,7	110,1	103,8	111,7	77,5	89,4	104,9	114,5	1.190,8
DEUTZ	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
CUMMINS	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Total Gen. Bruta	212,1	273,1	245,7	232,0	287,8	261,0	259,3	267,0	289,5	352,0	299,2	291,3	3.269,9
Consumos Propios	14,3	18,4	18,4	16,4	20,4	18,8	18,6	19,1	18,9	21,1	20,1	20,1	224,6
Total Gen. Neta	197,8	254,7	227,3	215,6	267,4	242,2	240,7	247,9	270,6	330,9	279,1	271,2	3.045,3
CELTA													
CTTAR	0,0	59,3	104,7	101,2	101,4	101,4	104,5	84,4	99,5	105,2	101,7	102,0	1.065,2
TGTAR	1,6	0,4	0,5	1,2	1,2	0,7	0,4	0,7	1,8	0,3	1,1	0,5	10,5
Total Gen. Bruta	1,6	59,8	105,1	102,4	102,6	102,1	104,9	85,1	101,3	105,5	102,9	102,5	1.075,8
Consumos Propios	7,9	7,5	7,2	7,8	8,5	8,3	8,6	8,3	8,3	8,2	0,3	0,0	80,7
Total Gen. Neta	-6,3	52,3	98,0	94,6	94,1	93,8	96,3	76,8	93,0	97,3	102,6	102,5	995,1
NORGENER													
NT01	93,7	73,3	82,6	89,6	92,9	91,3	94,3	93,7	70,4	82,4	91,1	94,0	1.049,2
NT02	58,7	82,9	96,9	91,5	84,0	94,2	97,2	96,5	93,5	46,7	0,0	69,1	911,1
Total Gen. Bruta	152,4	156,2	179,4	181,1	176,9	185,5	191,5	190,2	163,8	129,2	91,1	163,0	1.960,3
Consumos Propios	10,9	10,7	12,2	12,6	13,0	13,2	13,5	12,4	10,7	8,4	6,1	10,6	134,3
Total Gen. Neta	141,5	145,5	167,2	168,5	163,8	172,3	178,0	177,8	153,2	120,7	84,9	152,4	1.826,0
GASATACAMA													
TG1A	53,1	9,1	38,2	29,5	54,7	49,3	63,0	61,9	62,4	54,2	0,0	0,0	475,4
TG1B	65,1	19,6	52,9	53,9	39,2	0,0	0,0	19,3	66,1	43,1	27,7	18,2	404,9
TV1C	71,5	17,3	57,4	50,6	56,8	27,9	35,5	46,7	76,5	58,8	15,1	10,1	524,3
TG2A	54,3	56,3	21,0	43,8	44,8	65,2	68,3	63,7	22,7	21,9	60,9	32,2	555,1
TG2B	50,8	30,5	43,6	44,5	48,6	65,8	59,5	69,1	34,3	28,8	52,5	47,6	575,6
TV2C	62,3	53,0	40,3	52,5	54,5	78,0	75,8	79,8	27,6	28,9	69,5	48,0	670,2
Total Gen. Bruta	357,0	185,8	253,4	274,8	298,6	286,2	301,9	340,5	289,6	235,7	225,8	156,1	3.205,5
Consumos Propios	8,9	6,5	7,8	6,9	7,0	7,5	7,8	8,6	7,8	8,3	7,0	5,9	89,9
Total Gen. Neta	348,1	179,3	245,6	267,9	291,6	278,7	294,1	332,0	281,9	227,3	218,8	150,2	3.115,6

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING AÑO 2009 (GWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
AES GENER													
Central Salta	130,1	128,1	124,3	138,8	133,0	109,7	37,4	75,1	93,3	129,2	129,8	119,3	1.348,2
Total Gen. Bruta	130,1	128,1	124,3	138,8	133,0	109,7	37,4	75,1	93,3	129,2	129,8	119,3	1.348,2
Consumos Propios	1,0	0,6	0,7	0,7	0,8	0,1	0,4	0,5	0,7	0,7	0,6	0,6	7,4
Total Gen. Neta	129,1	127,5	123,6	138,1	132,2	109,6	37,0	74,6	92,6	128,5	129,2	118,7	1.340,8
CAVANCHA													
Cavancha	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	14,7
Total Gen. Bruta	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	14,7
Consumos Propios	1,0	0,6	0,7	0,7	0,8	0,1	0,4	0,5	0,7	0,7	0,6	0,6	7,4
Total Gen. Neta	0,2	0,6	0,6	0,5	0,4	1,1	0,8	0,7	0,5	0,5	0,6	0,7	7,3
ENORCHILE													
ZOFRI_1-6	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,9
ZOFRI_2-5	0,7	0,2	0,2	0,8	0,6	0,5	0,3	0,3	0,8	0,2	0,4	0,2	5,2
ZOFRI_7-12	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	0,8	0,2	0,3	1,0	0,7	0,5	0,3	0,4	0,9	0,3	0,5	0,2	6,1
Consumos Propios	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. Neta	0,8	0,2	0,3	1,0	0,7	0,5	0,3	0,4	0,9	0,3	0,5	0,2	6,1
INACAL													
Diesel Inacal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,5	2,1	3,2	3,5	1,9	12,7
Total Gen. Bruta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,5	2,1	3,2	3,5	1,9	12,7
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Total Gen. Neta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,5	2,1	3,2	3,5	1,8	12,6
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.284,5	1.162,4	1.274,2	1.234,9	1.258,3	1.234,7	1.175,9	1.268,7	1.257,7	1.262,7	1.215,3	1.277,4	14.906,7
Consumos Propios	70,2	61,3	63,8	65,0	66,3	67,5	68,3	70,8	68,6	69,5	58,3	64,1	793,8
Generación Neta	1.214,2	1.101,1	1.210,4	1.170,0	1.192,0	1.167,2	1.107,6	1.197,9	1.189,1	1.193,2	1.156,9	1.213,4	14.112,9
Pérdidas de Transmisión	36,8	34,5	42,0	37,6	37,9	32,9	33,6	34,9	32,5	36,7	47,6	49,3	456,5
Ventas a clientes libres	1.061,7	957,3	1.044,9	1.014,5	1.036,3	1.016,8	955,8	1.044,5	1.042,0	1.036,5	990,4	1.038,9	12.239,6
Ventas a clientes regulados	115,7	109,3	123,4	117,9	117,9	117,4	118,2	118,5	114,5	120,0	118,9	125,1	1.416,8
Total Ventas	1.177,5	1.066,6	1.168,3	1.132,4	1.154,2	1.134,2	1.073,9	1.163,0	1.156,6	1.156,5	1.109,3	1.164,0	13.656,4
TOTAL SING (en %)													
Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	6%	5%	5%	5%
Generación Neta	95%	95%	95%	95%	95%	95%	94%	94%	95%	94%	95%	95%	95%
Pérdidas de Transmisión	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	3%
Ventas a clientes libres	83%	82%	82%	82%	82%	82%	81%	82%	83%	82%	81%	81%	82%
Ventas a clientes regulados	9%	9%	10%	10%	9%	10%	10%	9%	9%	10%	10%	10%	10%
Total Ventas	92%	92%	92%	92%	92%	92%	91%	92%	92%	92%	91%	91%	92%

GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DEL SING PERÍODO 2000 - 2009 (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CELTA										
CTTAR	1.061	760	639	435	435	422	830	1012	981,0	1.065
TGTAR	17	3	1	1	1	0	2	14	17,9	11
Total Generación Bruta	1.079	763	640	436	436	423	832	1026	999	1.076
Consumos Propios	84	67	61	40	39	39	72	84	81	81
Total Generación Neta	994	696	579	397	398	383	760	941	918	995

EDELNOR										
CHAPIQUIÑA	43	53	54	51	51	45	55	53	53	47
CAVANCHA (*)	13	12	13	14	15	15	15	15	15	
CD ARICA	6	5	2	1	5	2	7	33	32	17
CD IQUIQUE	31	14	8	6	11	4	13	50	60	31
CD MANTOS BLANCOS	9	7	6	7	16	4	25	7	0	69
CD ENAEX	0							1	0	1
CTM1	618	257	18	144	498,7	446,6	880	1057	1202	1.191
CTM2	984	774	918	575	1.003	849	1033	1188	1298	1.282
CTM3	711	1.131	849	1.695	1.449	1.601	600	400	814	632
Total Generación Bruta	2.424	2.257	1.870	2.495	3.054	2.970	2643	2837	3480	3.285
Consumos Propios	173	131	111	113	162	159	169	200	230	225
Total Generación Neta	2.251	2.125	1.759	2.382	2.892	2.810	2475	2637	3250	3.060

ELECTROANDINA										
U09	0	0	0	0	0	0				
U10 - U11	56	29	1	0	7	0	19	187	322	112
U12 - U13	503	338	663	455	478	207	463	1052	1125	1.121
U14 - U15	1.509	664	1.266	1.304	1.409	1.549	1.688	1905	1784	1.820
U16	192	1.458	1.174	1.627	1.458	1.753	1.884	936	474	732
TG1 - TG2	22	16	7	2	2	1	0	12	25	12
TG3	32	43	4	11	91	43	12	40	56	33
SUTA										184
Total Generación Bruta	2.315	2.548	3.115	3.398	3.444	3.553	4.066	4.132	3.785	4.014
Consumos Propios	178	139	199	198	194	191	218	255	254	249
Total Generación Neta	2.137	2.409	2.917	3.201	3.250	3.361	3.848	3.877	3.531	3.764

AES GENER										
CC Salta	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348
Total Generación Bruta	1.217	1.386	1.813	1.950	1.903	2.154	2.285	1.628	1.154	1.348
Consumos Propios	27	35	45	46	43	44	46	38	22	7
Total Generación Neta	1.191	1.351	1.768	1.904	1.860	2.110	2.239	1.590	1.132	1.341

GASATACAMA										
CC1	970	1.462	1.431	1.434	1.168	1.144	411	1.002	2.331,3	1.405
CC2	812	1.368	1.216	1.568	1.530	1.338	1.285	1.311	639,6	1.801
ENAEX		0	0	0	0	0	0	0		
Total Generación Bruta	1.782	2.830	2.647	3.002	2.698	2.482	1.696	2.313	2.971	3.205
Consumos Propios	70	91	77	82	82	69	61	75	73	90
Total Generación Neta	1.711	2.739	2.570	2.920	2.615	2.413	1.635	2.237	2.898	3.116

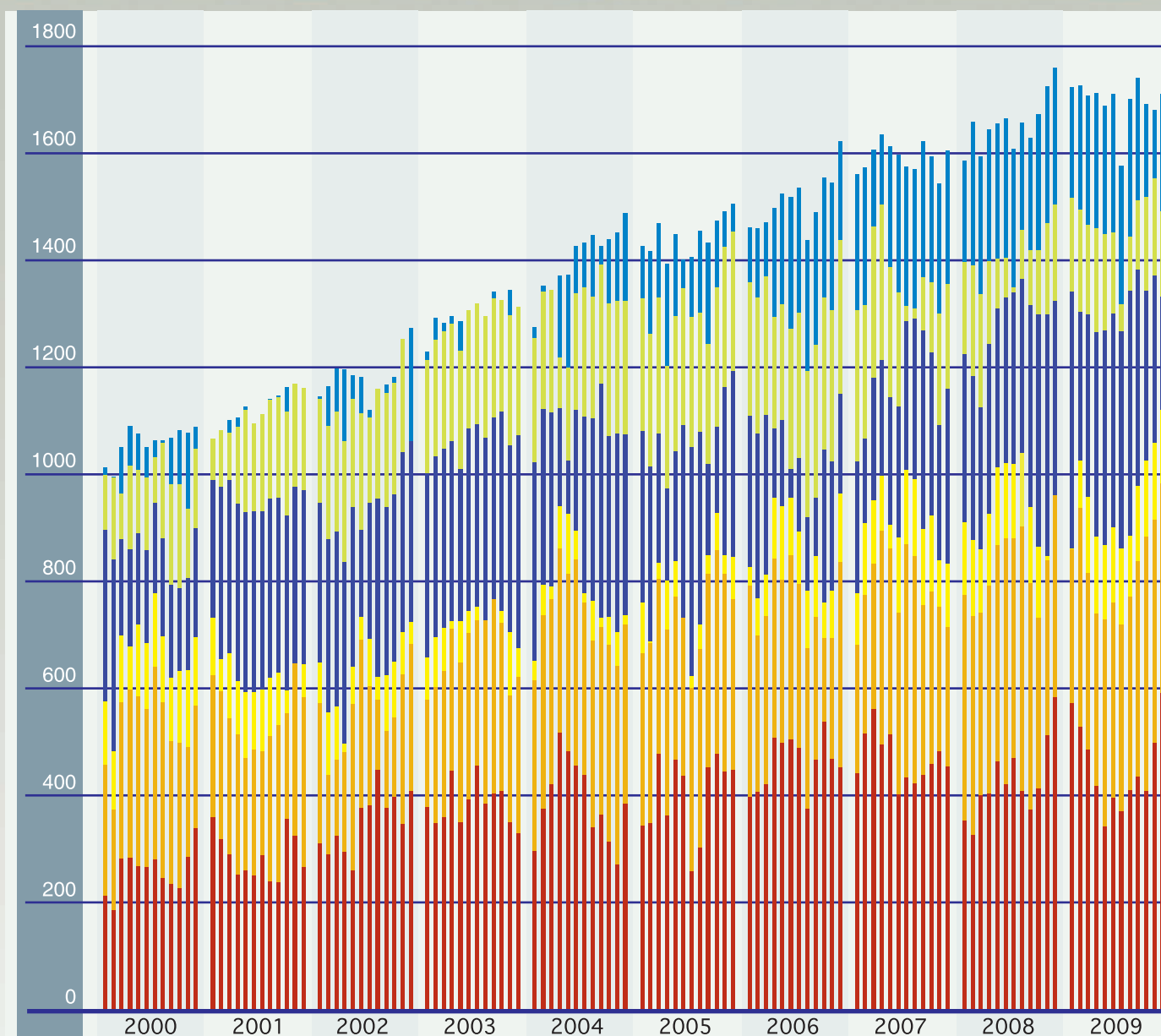
L SING

CAVANCHA	
Cavancha	15
Total Generación Bruta	15
Consumos Propios	7
Total Generación Neta	7

ENORCHILE	
Central Estandartes	6
Total Generación Bruta	6
Consumos Propios	0
Total Generación Neta	6

TOTAL SING (%)										
Generación Bruta	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consumos Propios	6%	5%	5%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	5%
Generación Neta	94%	95%	95%	96%	95%	95%	95%	94%	94%	95%
Pérdidas de Transmisión	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%
Ventas a clientes libres	80%	82%	81%	83%	82%	82%	81%	81%	82%	82%
Ventas a clientes regulados	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%	10%	10%	10%
Total Ventas	90%	91%	91%	92%	91%	91%	91%	91%	91%	92%

GENERACIÓN MEDIA HORARIA MENSUAL (MW) PERÍODO 2000 - 2009



- ELECTROANDINA
- EDELNOR
- CAVANCHA & INACAL & ENORCHILE
- CELTA
- GASATACAMA
- AES GENER
- NORGENER

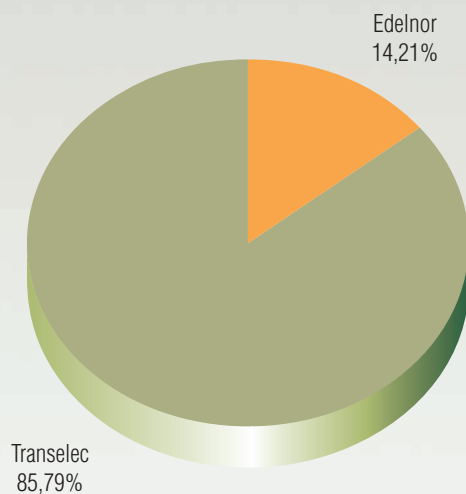
PEAJES POR EL SISTEMA TRONCAL AÑO 2009

PAGOS DESDE GENERADORES A EMPRESAS TRONCALES [\$] - Año 2009

DE/A	EDELNOR			TRANSELEC			TOTAL
	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE	Peaje Inyección	Peaje Retiro	Ajuste PUB y CUE	
AES GENER	657.637	89.442	-15.657	3.970.982	540.075	-94.539	5.147.941
CELTA	700.942	7.981	10.709	4.232.474	48.188	64.662	5.064.956
EDELNOR	3.951.977	1.992.144	25.055	23.863.072	12.029.087	151.291	42.012.628
ELECTROANDINA	14.486.878	1.213.432	-18.346	87.475.557	7.327.020	-110.779	110.373.762
GASATACAMA	36.320.605	1.578.650	-1.761	219.313.307	9.532.299	-10.636	266.732.464
INACAL	26.901			162.436			189.337
NORGENER	6.931.935	211.573	0	41.856.838	1.277.535	0	50.277.882
Total general	63.076.876	5.093.222	0	380.874.666	30.754.205	0	479.798.969

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

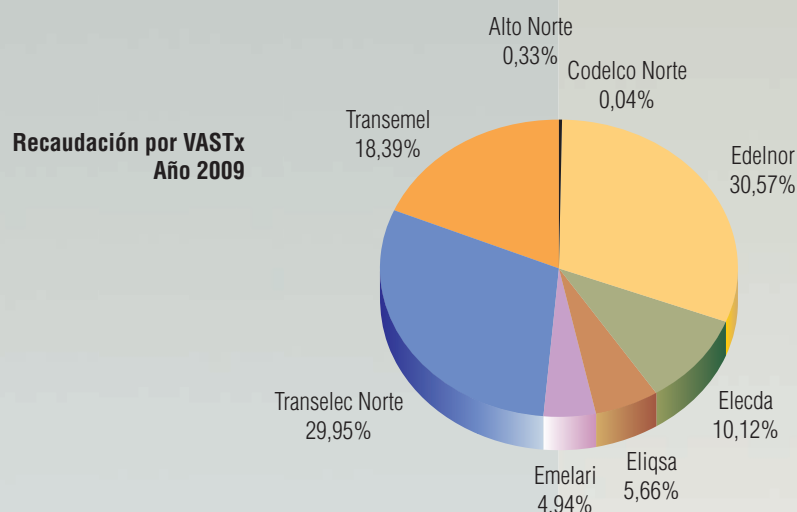
Recaudación VATT SING 2009



PEAJES POR EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 2009

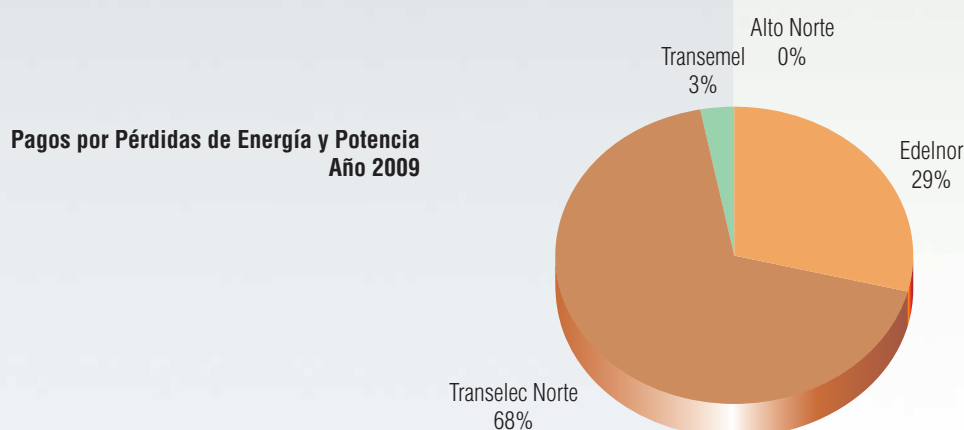
PAGOS DE VASTx DESDE GENERADORES A SUBTRANSMISORES [\$] - Año 2009

A / DE	AES GENER	EDELNOR	ELECTROANDINA	GASATACAMA	NORGENER	TOTAL
ALTO NORTE	817.625	5.907.569	65.433	41.449.684	5.996	48.246.307
CODELCO NORTE	79.485	847.905	10.966	5.590.781	699	6.529.836
EDELNOR	54.986.811	589.383.183	7.633.670	3.883.685.305	484.461	4.536.173.430
ELECDA	18.285.261	195.057.297	2.522.745	1.286.138.028	160.707	1.502.164.038
ELIQSA	10.222.612	109.050.333	1.410.391	719.037.973	89.846	839.811.154
EMELARI	8.931.063	95.272.481	1.232.196	628.192.019	78.494	733.706.253
TRANSELEC NORTE	54.107.567	577.191.458	7.465.026	3.805.792.957	475.544	4.445.032.553
TRANSEMEL	33.217.447	354.346.606	4.582.893	2.336.434.023	291.944	2.728.872.914
Total general	180.647.871	1.927.056.833	24.923.320	12.706.320.771	1.587.690	14.840.536.484



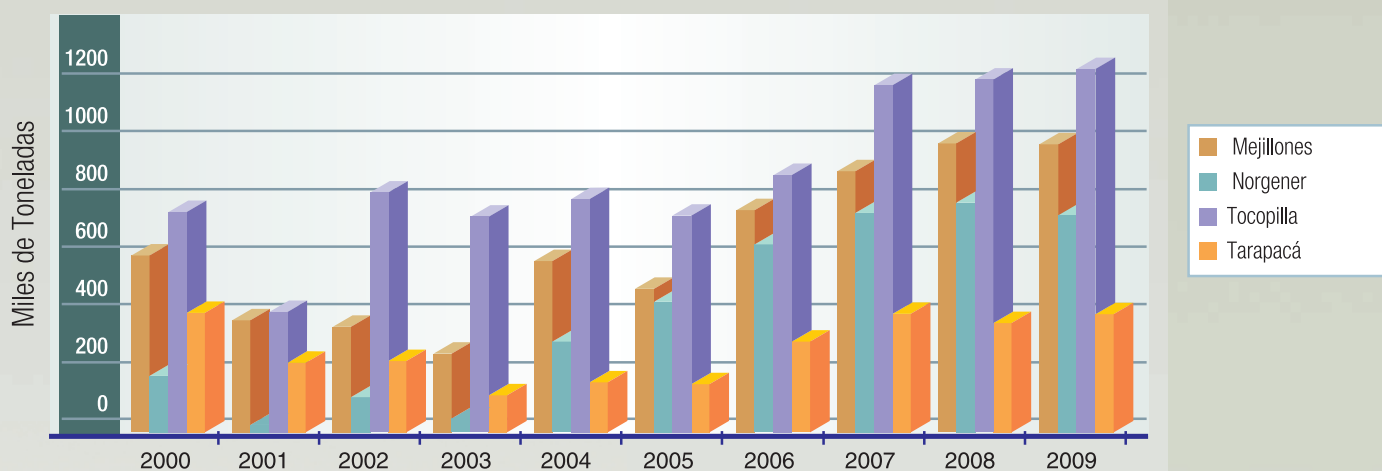
PAGOS DESDE SUBTRANSMISORES A GENERADORES POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA - Año 2009

DE/A [\$]	EDELNOR	ELECTROANDINA	GASATACAMA	NORGENER	AES GENER	Total general
ALTO NORTE	1.648.518	80.280	6.198.521	147.438	156.628	8.231.386
EDELNOR	103.024.475	5.950.720	374.558.009	9.514.600	7.550.958	500.598.763
TRANSELEC NORTE	241.047.185	14.070.641	862.223.431	21.560.744	15.370.338	1.154.272.338
TRANSEMEL	12.308.550	718.142	44.092.031	1.102.902	806.539	59.028.163
Total general	358.028.729	20.819.783	1.287.071.991	32.325.684	23.884.463	1.722.130.650



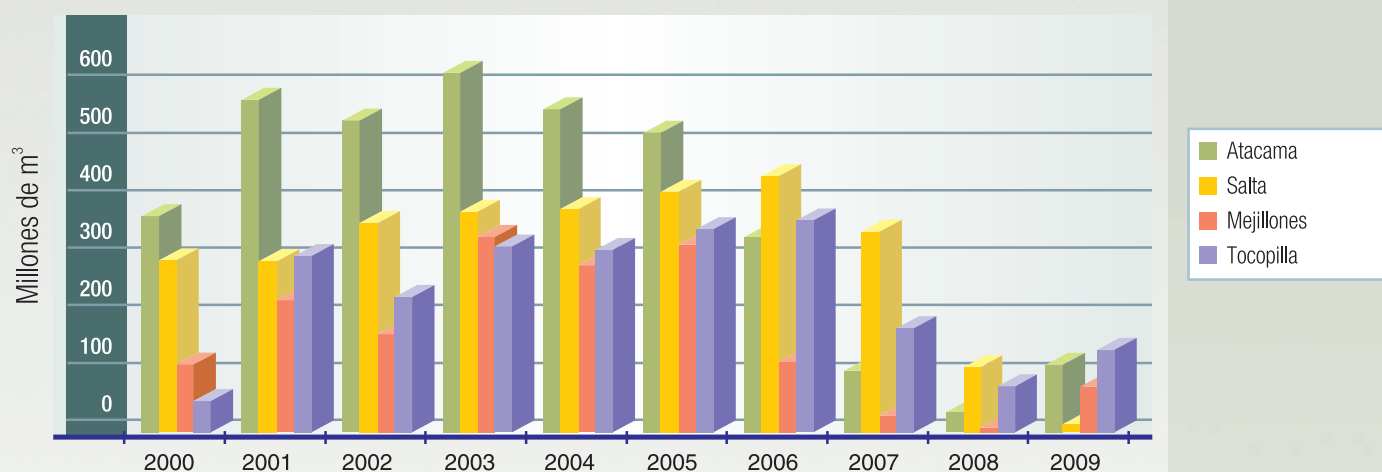
CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES POR CENTRALES PERÍODO 2000 - 2009

CONSUMO ANUAL DE CARBÓN POR CENTRAL



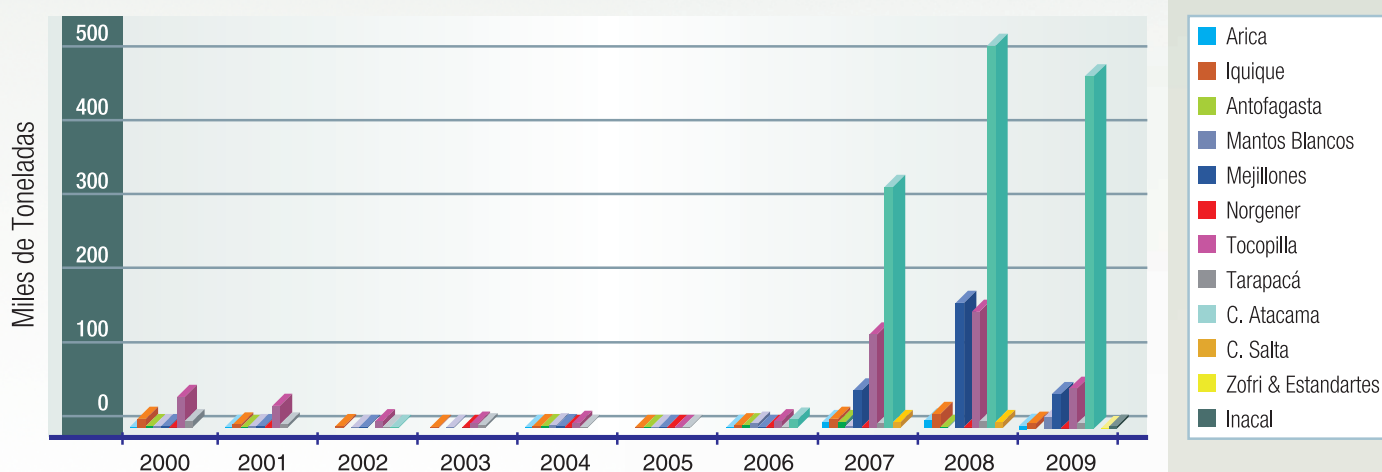
Nota: A partir del año 2001 el consumo de Central Mejillones corresponde a la mezcla Carbón-Petcoke.
A partir del año 2004 el consumo de las Centrales Tocopilla y Norgener corresponde a la mezcla Carbón-Petcoke.

CONSUMO ANUAL DE GAS NATURAL POR CENTRAL



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

CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CENTRAL



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

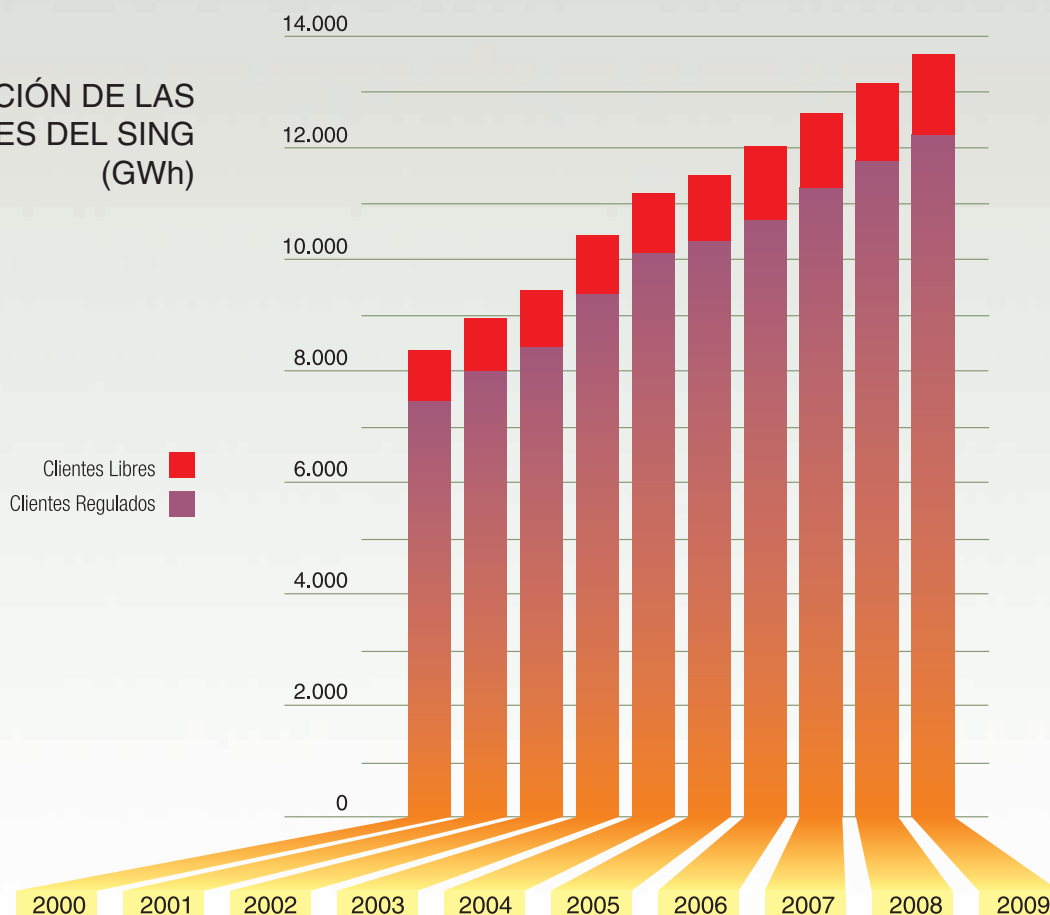
VENTAS ANUALES DEL SING (GWh) PERÍODO 2000 - 2009

Año	Ventas			Crecimiento		
	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total	Anual	Promedio Acumulado	Acumulado
2000	7.499	899	8.398	3,4%	16,5%	147,4%
2001	8.046	945	8.991	7,1%	15,2%	164,9%
2002	8.473	1.009	9.482	5,5%	13,9%	179,3%
2003	9.433	1.047	10.480	10,5%	13,6%	208,8%
2004	10.164	1.075	11.240	7,2%	12,9%	231,1%
2005	10.401	1.159	11.560	2,8%	12,0%	240,6%
2006	10.774	1.256	12.029	4,1%	11,4%	254,4%
2007	11.343	1.332	12.674	5,4%	10,9%	273,4%
2008	11.832	1.387	13.219	4,3%	10,4%	289,4%
2009	12.240	1.417	13.656	3,3%	9,9%	302,3%

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.

EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING (GWh)

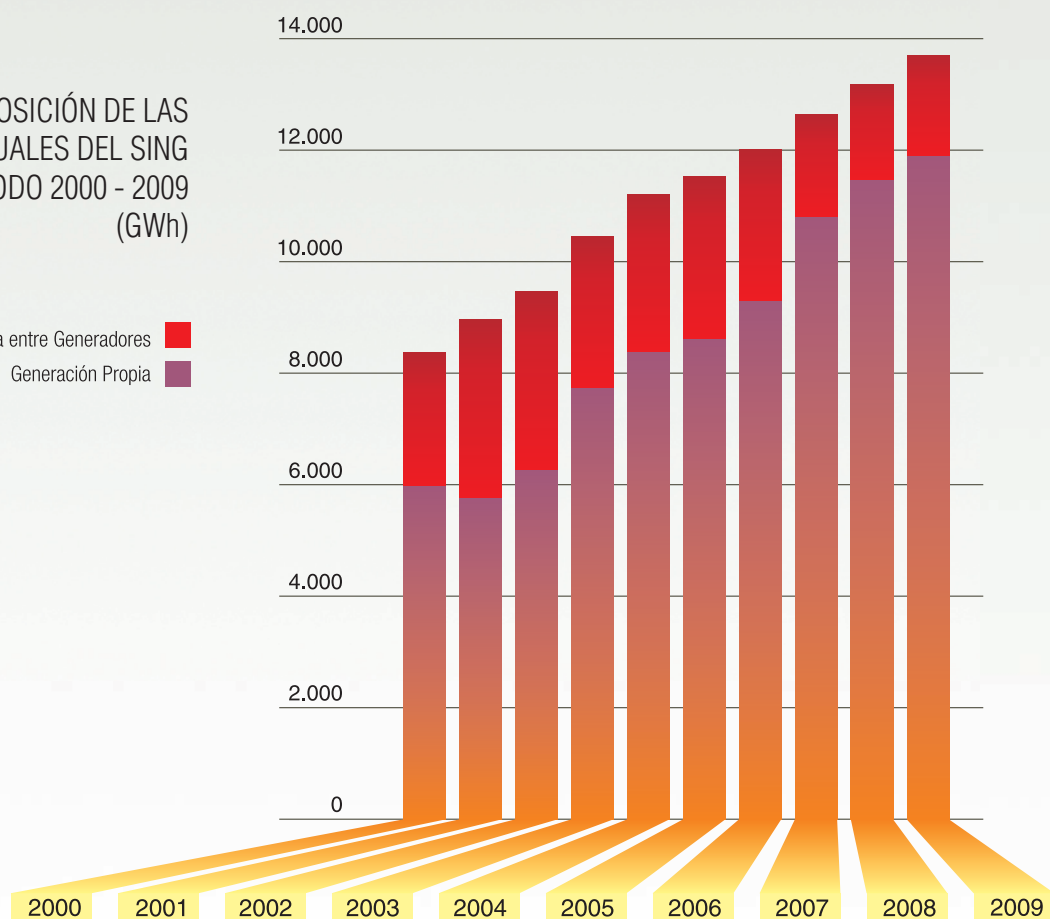


COMPOSICIÓN DE LAS VENTAS ANUALES DEL SING PERÍODO 2000 - 2009

Año	Ventas de Energía (GWh)	Generación Propia (GWh)	Transferencias entre Generadores (GWh)	Porcentaje Transferencias/Ventas (%)
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%
2008	13.219	11.513	1.706	13%
2009	13.656	11.890	1.766	13%

COMPOSICIÓN DE LAS
VENTAS ANUALES DEL SING
PERÍODO 2000 - 2009
(GWh)

Transferencia entre Generadores ■
Generación Propia ■

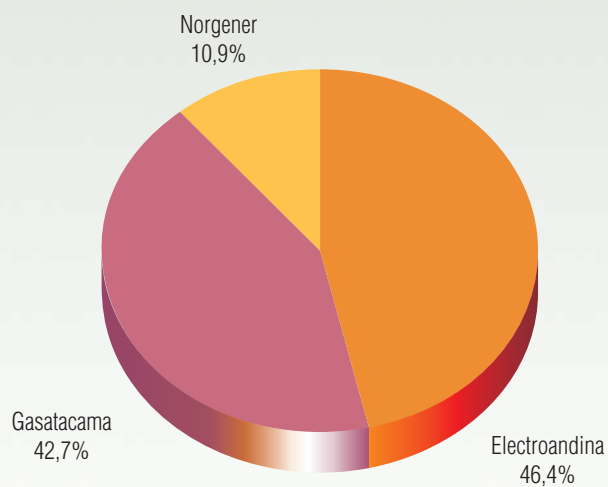


TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh), AÑO 2009

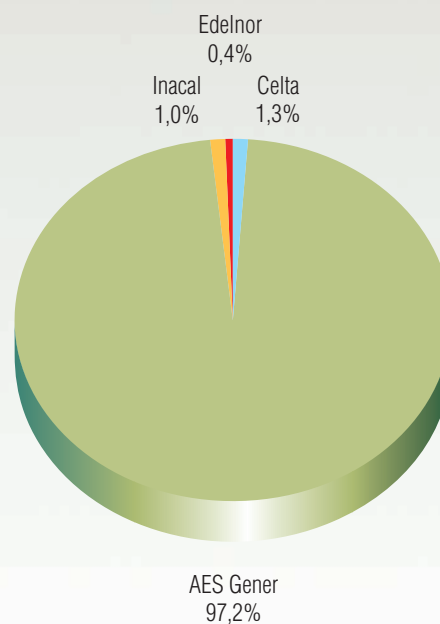
EMPRESA		ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	TOTAL
CELTA	Compras	80,5	22,3											102,8
	Ventas			13,5	12,1	12,9	15,9	16,3	0,8	10,6	14,0	18,0	5,2	119,3
EDELNOR	Compras	75,7		40,1	36,1		5,3	18,4	12,9					188,5
	Ventas		7,5			17,7				10,0	74,9	44,9	38,9	193,9
ELECTROANDINA	Compras			29,3	79,4	126,0	87,8	92,2	84,0	59,6	83,5	21,8		663,6
	Ventas	35,9	4,9										49,0	89,8
AES GENER	Compras													
	Ventas	119,7	119,2	115,0	126,5	119,5	96,9	27,3	63,7	80,5	114,3	114,5	104,3	1.201,4
GASATACAMA	Compras		97,9	60,2	31,1	15,8	23,7			26,3	77,3	84,0	177,7	594,0
	Ventas	38,9						4,8	23,3					67,0
NORGENER	Compras	38,3	11,4			8,5				17,2	45,5	74,9	21,5	217,3
	Ventas			1,1	8,0		4,0	61,1	8,5					82,7
INACAL	Compras													
	Ventas					0,3		1,1	0,5	2,0	3,1	3,3	1,8	12,1

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

Compras netas de Energía en el CDEC



Ventas netas de Energía en el CDEC



TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (GWh) PERÍODO 2000 - 2009

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CELTA	Compras	21,2	263,6	390,8	601,4	663,2	628,5	343,1	160,0	162,0	102,8
	Ventas	116,0	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	45,2	162,0	119,3
EDELNOR	Compras	97,8	54,9	0,0	0,0	0,0	0,0	26,2	0,0	115,0	188,5
	Ventas	255,3	292,1	801,1	1.263,8	1.637,3	1.522,8	1.057,6	714,9	695,0	193,9
ELECTROANDINA	Compras	1.438,0	1.497,4	1.109,5	831,7	1.000,1	968,1	540,8	382,3	740,0	663,6
	Ventas	0,0	0,0	0,0	0,0	18,9	0,0	23,0	69,8	41,0	89,8
AES GENER	Compras	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	121,0	13,0	
	Ventas	473,7	629,2	997,8	1.088,9	1.050,3	1.335,6	1.357,0	812,2	676,0	1.201,4
GASATACAMA	Compras	0,0	0,0	24,0	3,5	430,2	806,1	1.638,1	1.126,2	617,0	594,0
	Ventas	1.549,6	2.251,5	792,7	350,1	126,3	36,1	0,0	0,0	29,0	67,0
NORGENER	Compras	833,9	1.364,7	1.067,2	1.266,1	739,2	503,1	150,3	104,4	60,0	217,3
	Ventas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,3	260,7	251,7	103,0	82,7
INACAL	Compras										
	Ventas										12,1

Nota: Valores provisorios para los meses de mayo de 2000 a diciembre de 2009.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) AÑO 2009

BALANCE DE POTENCIA FIRME 2009

	EDELNOR	ELECTROANDINA	NORGENER	CELTA	GASATACAMA	AES GENER	INACAL	ENORCHILE	TOTAL SING
Inyecciones [MW]	989,9	511,0	201,0	262,3	744,0	380,6	1,3	0,1	3.090,3
Retiros [MW]	1.010,1	451,8	303,9	283,1	770,2	271,2	0,0	0,0	3.090,3
Balance [MW]	-20,2	59,3	-102,9	-20,8	-26,2	109,4	1,3	0,1	

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA FIRME 2009

	EDELNOR	ELECTROANDINA	NORGENER	CELTA	GASATACAMA	AES GENER	INACAL	ENORCHILE	TOTAL SING
COMPRAS (MW)	20,2	0,0	102,9	20,8	26,2	0,0	0,0	0,0	170,1
VENTAS (MW)	0,0	59,3	0,0	0,0	0,0	109,4	1,3	0,1	170,1

PRECIO POTENCIA DE PUNTA NUDO CRUCERO 220 kV

Fijación Tarifaria	Vigencia		Precio Potencia [\$ /kW-mes]
	Desde	Hasta	
octu-08	1/11/08	18/1/09	4.198,66
Oct-08 (index Ene)	19/1/09	30/4/09	5.053,92
abril-09	1/5/09	15/8/09	5.054,71
Abr-09 (index Ago)	16/8/09	31/10/09	4.762,80
octu-09	1/11/09	31/12/09	4.662,80

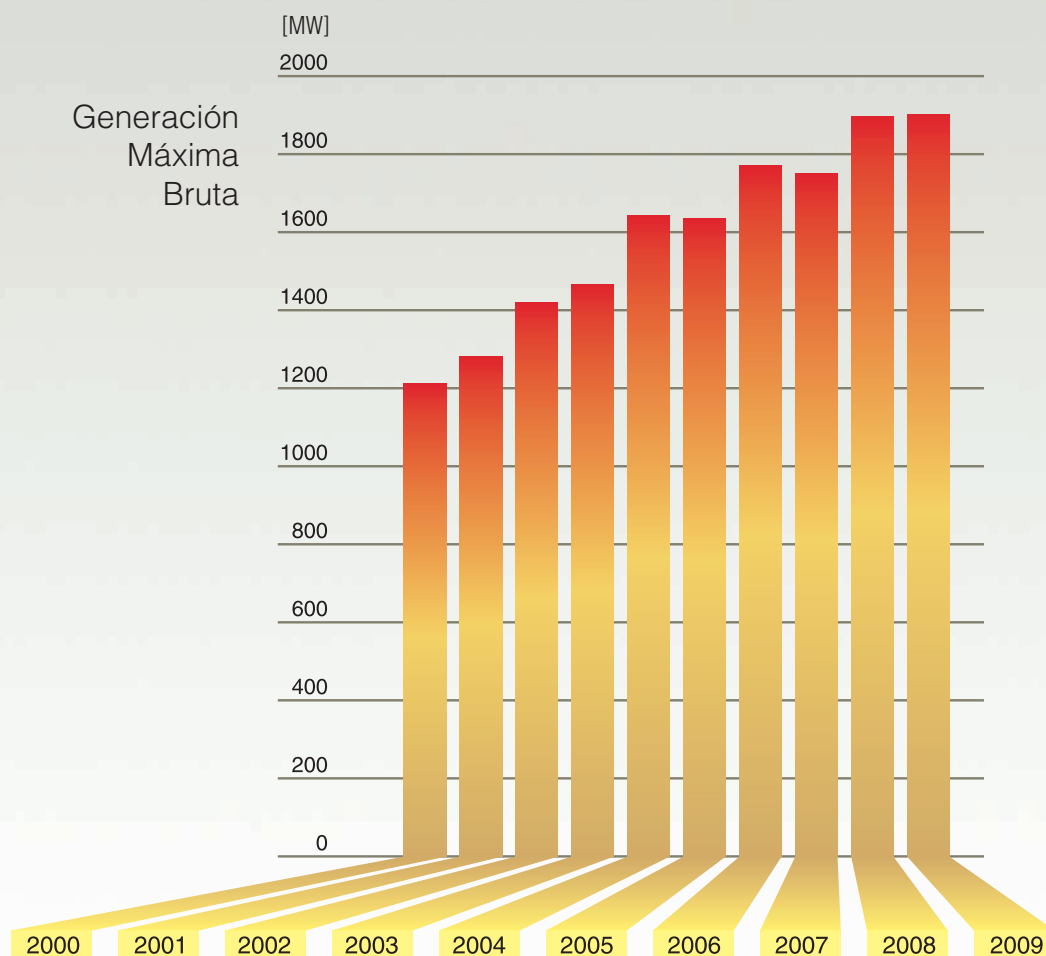
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE GENERADORES DEL CDEC-SING (MW) PERÍODO 2000 - 2009

	EDELNOR		ELECTROANDINA		NORGENER		CELTA		GASATACAMA		AES GENER		INACAL		ENORCHILE	
	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas	Compras	Ventas
2000	81,3		206,0		66,8		45,3			242,8		156,6				
2001	33,5		146,6		85,3		59,4			172,8		152,0				
2002 (Enero - Marzo)		145,8	138,0		69,4		48,5		73,0			183,2				
2002 (Abril - Diciembre)		141,7	174,0		81,7		55,1		9,8			178,9				
2003		123,9	117,5		83,1		52,9		34,9			164,4				
2004		132,3	119,3		84,2		65,5		43,0			179,6				
2005		140,1	124,2		82,7		56,4		61,4			184,6				
2006		159,1	86,8		80,4		71,8		122,9			202,9				
2007		64,8	41,8		91,0		55,6		55,1			178,8				
2008		33,5	5,5		81,6		27,0			14,3		66,3				
2009	20,2			59,3	102,9		20,8		26,2			109,4		1,3		0,1

DEMANDA MÁXIMA ANUAL DEL SING PERÍODO 2000 - 2009

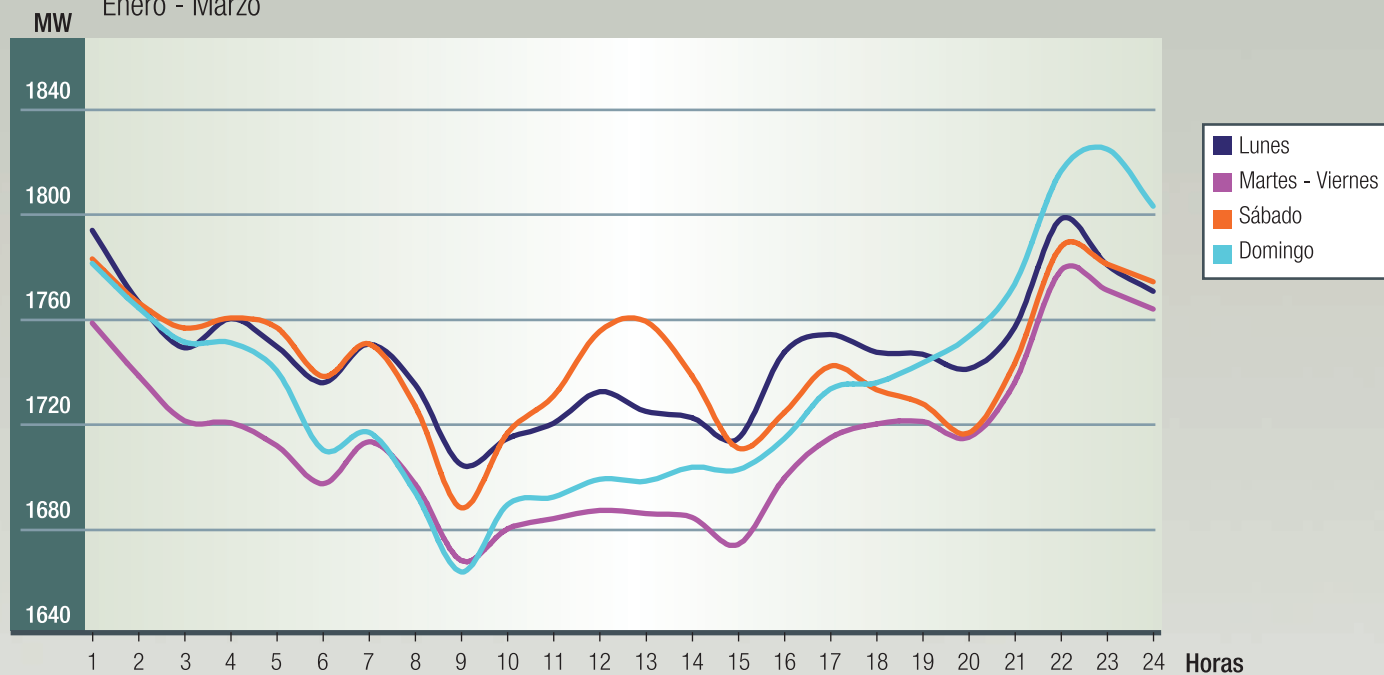
Año	Día	Hora	Generación Máxima Bruta (MW)	Demanda Máxima Bruta (MW)
2000	15-dici-00	22	1.213	1.153
2001	5-novi-01	22	1.281	1.221
2002	23-dici-02	22	1.420	1.360
2003	14-dici-03	22	1.467	1.416
2004	19-dici-04	23	1.644	1.567
2005	27-novi-05	22	1.635	1.566
2006	15-dici-06	23	1.770	1.676
2007	24-abri-07	22	1.751	1.665
2008	21-dici-08	22	1.897	1.805
2009	27-marz-09	22	1.907	1.816

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

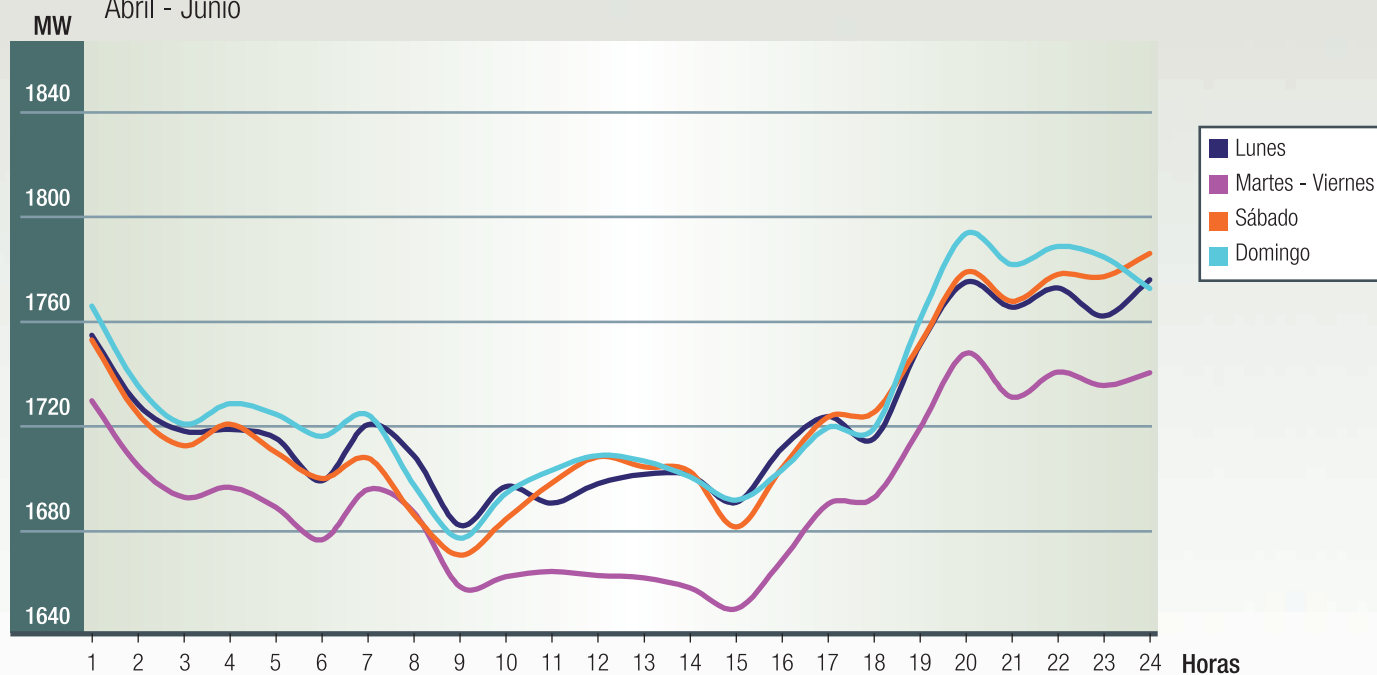


GENERACIÓN BRUTA HORARIA CURVAS DIARIAS TÍPICAS AÑO 2009

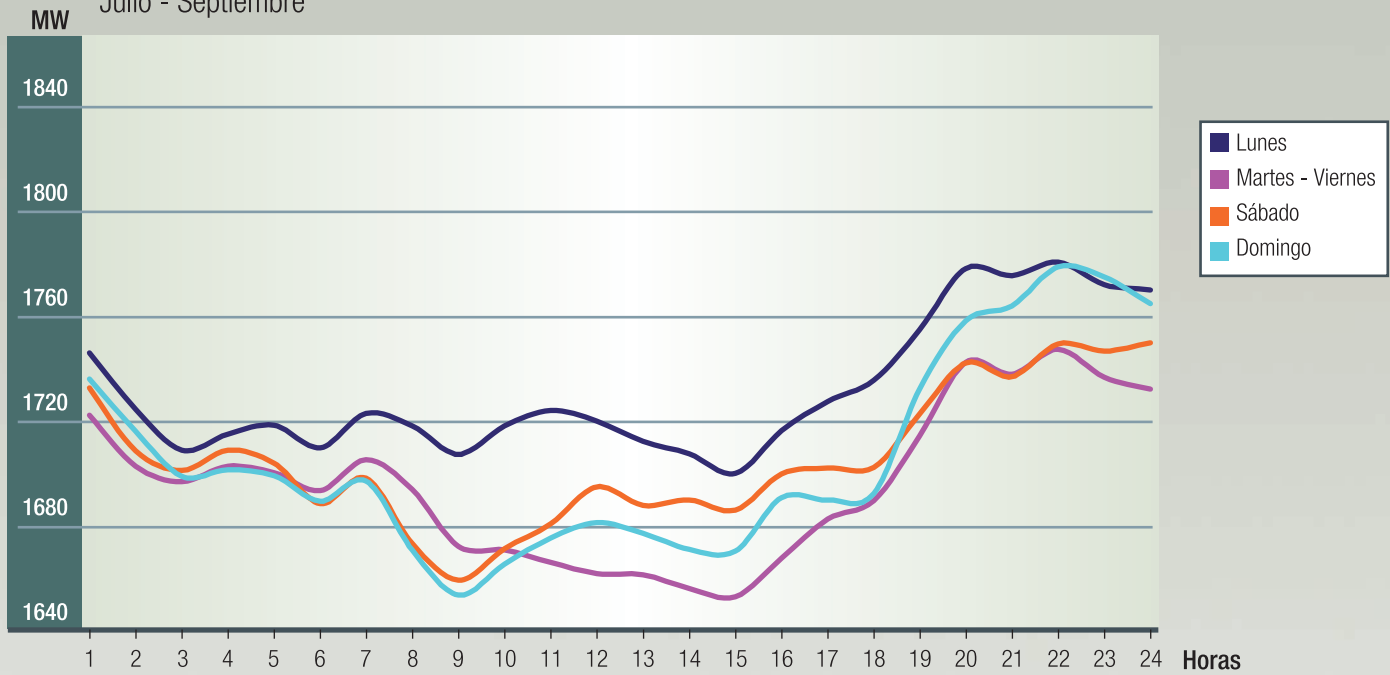
Generación Bruta Promedio Horaria 2009
Enero - Marzo



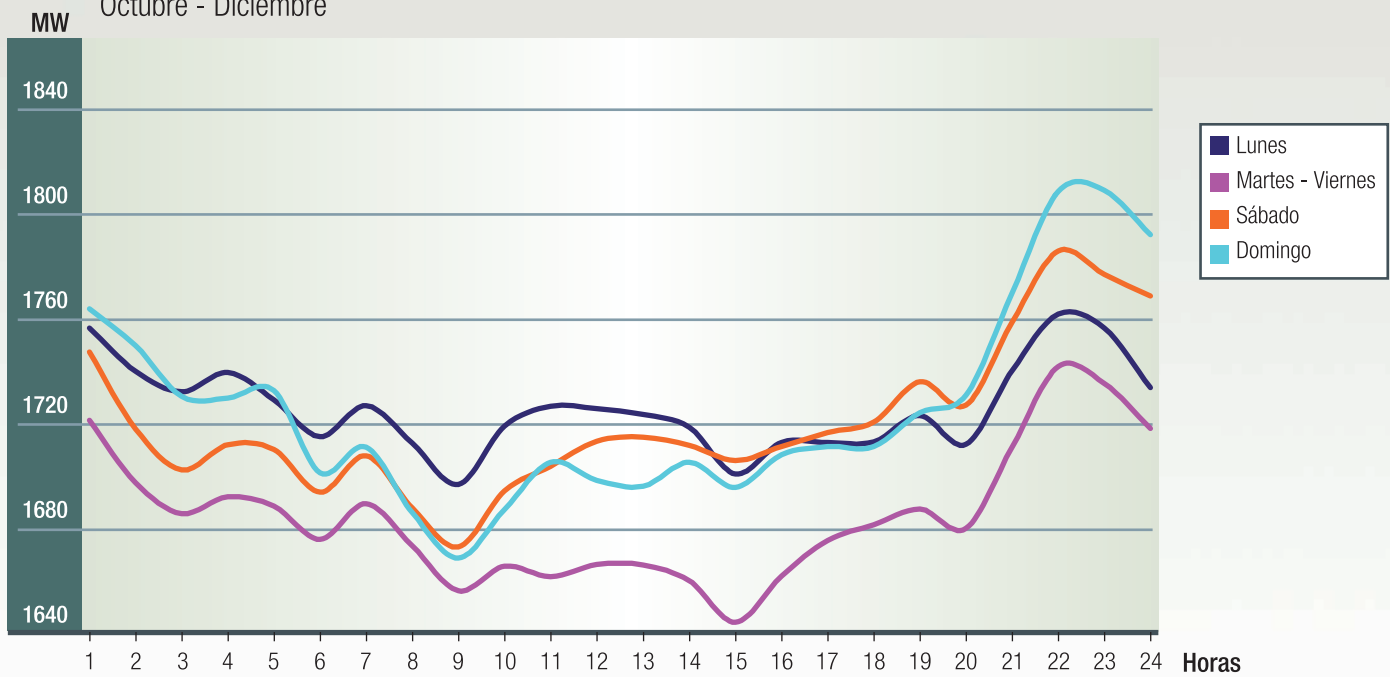
Generación Bruta Promedio Horaria 2009
Abril - Junio



Generación Bruta Promedio Horaria 2009
Julio - Septiembre



Generación Bruta Promedio Horaria 2009
Octubre - Diciembre



COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV - AÑO 2009

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
1	42,42888	91,13260	52,89607	48,85139	86,61939	62,22015
2	43,92039	59,89518	66,22915	55,69940	65,74791	68,76632
3	51,86066	71,64724	56,23535	71,02668	51,26447	61,25965
4	49,69951	62,17007	61,05892	62,63681	61,15783	65,50108
5	58,02708	67,66786	42,81367	61,05992	55,21314	71,13085
6	49,20028	61,54134	50,60868	41,39867	46,67278	62,21460
7	54,51290	61,34629	48,10663	39,16917	53,19059	63,35720
8	90,13775	61,07542	52,23455	53,60370	51,13929	66,79174
9	66,85675	53,97690	56,24530	66,62464	46,94733	54,35740
10	72,38021	52,77886	52,21244	69,84652	53,37386	51,66103
11	72,92354	47,99391	52,82623	58,48808	49,86183	53,67626
12	62,83702	59,95574	51,68524	62,31032	45,19887	69,18874
13	52,99384	58,19952	48,29962	50,78012	45,19602	65,34393
14	67,41009	56,70796	49,44105	57,43243	57,18673	63,10398
15	69,97106	58,28869	51,32273	56,59638	69,10636	65,06797
16	67,46792	61,13719	49,98423	50,72169	65,62227	65,59783
17	80,85144	51,46463	51,03237	58,81705	55,89733	68,77682
18	74,72256	49,03909	51,53825	64,39067	62,24582	68,21041
19	77,16075	45,70697	61,91886	64,32359	60,70058	68,86476
20	73,36594	44,37312	60,14472	62,19201	57,05411	70,29476
21	75,04440	41,93518	53,88369	66,23042	41,59447	68,92172
22	85,38691	45,97196	67,44792	59,30834	60,35886	70,49330
23	85,93141	45,66909	68,08338	62,10082	64,65374	70,86705
24	74,85305	43,67331	62,46767	67,68145	79,34353	74,12621
25	72,17362	35,67689	60,57052	62,43806	67,38333	71,17175
26	68,93715	37,58257	47,69802	61,40004	40,99089	75,92721
27	82,81805	49,62490	51,08117	70,97366	66,71743	69,93740
28	87,80284	48,44443	55,96506	84,43738	63,66209	72,51102
29	89,70780		58,63286	78,24044	67,96798	68,85902
30	79,29934		54,32218	63,09995	75,13510	69,02571
31	77,75813		41,16982		73,24021	
Promedio	69,62714	54,45275	54,45666	61,06266	59,36917	66,57420

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

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
61,10962	63,25023	67,39712	65,20383	78,09199	72,33992
60,97265	61,24526	64,50705	70,89406	72,02771	72,03065
65,74211	65,62376	72,47332	83,18706	54,20571	72,20350
65,61272	62,59832	81,87369	73,41735	57,53353	76,15548
60,48871	66,08609	81,73611	71,71395	45,77744	76,63426
69,53755	67,70623	69,52625	67,64755	61,97956	81,72209
64,88731	66,38422	76,43632	55,54778	57,50338	72,00407
71,93271	65,39938	78,25452	44,09447	48,05894	70,65483
65,57916	65,21693	74,95833	51,96908	74,86648	31,73419
67,83706	68,44267	76,27371	60,42268	73,08692	29,64761
69,56999	82,56525	74,71289	41,17015	43,71653	48,64840
67,87036	65,48959	74,97140	48,29162	47,69014	39,50598
72,26167	66,37042	75,13946	56,88218	51,40771	32,08570
72,33029	70,50805	68,04824	50,37154	60,31581	32,99411
75,36984	69,60702	54,71309	47,35341	37,38893	32,94034
72,48475	71,74537	62,73684	66,10718	59,57488	43,44231
72,40144	72,63523	43,23031	70,34828	37,97656	31,07353
65,36106	61,70446	60,58490	65,52309	43,03874	45,27658
65,03413	71,51240	71,93534	48,11764	39,95347	26,94317
65,90968	70,90054	94,15031	46,50847	57,52777	27,17922
65,33423	76,69156	79,06191	61,81954	40,26317	48,17827
72,67822	72,88763	87,23986	48,06161	80,97400	32,41625
69,38085	72,76852	92,07858	62,06922	73,43751	31,66234
66,95071	86,30509	94,84089	72,13784	110,57403	36,58304
59,58607	72,42144	82,58132	56,72911	72,08656	32,49375
56,39988	73,41082	75,58205	51,67337	74,78265	32,27885
65,08802	72,57388	95,68409	55,70396	71,33084	33,84630
61,31477	73,45939	73,23942	60,39619	72,91299	32,19165
57,98968	66,95771	80,01739	72,12466	72,64796	34,26161
70,31844	74,31461	123,50891	69,50952	71,26122	35,10531
64,35985	62,26121		69,85982		24,48721
66,50624	69,64656	76,91645	60,15665	61,39977	44,79744

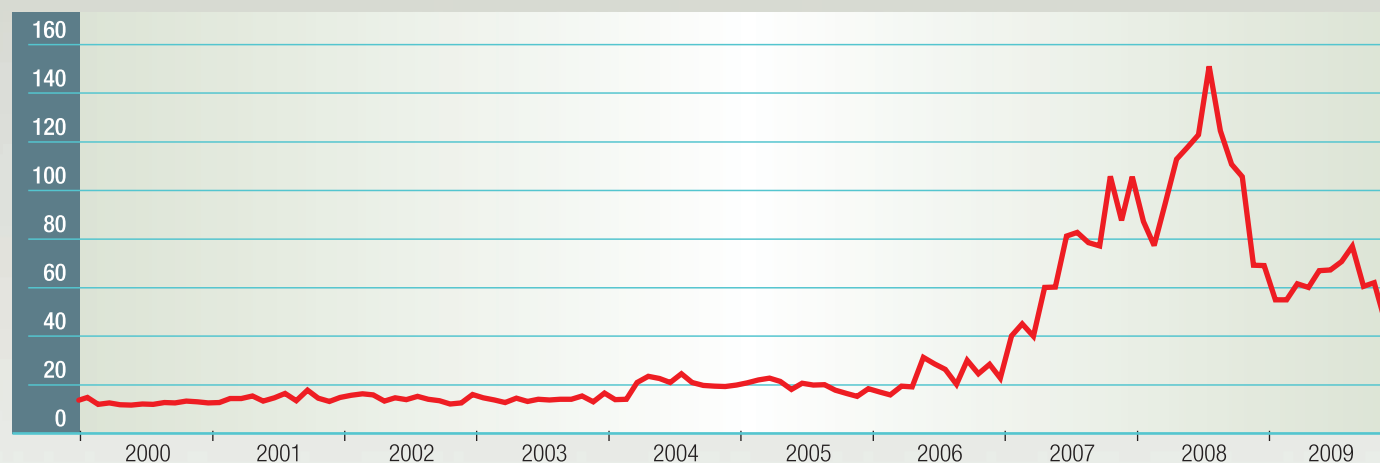
COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA NUDO CRUCERO 220 kV PERÍODO 2000 - 2009

Mes \ Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	8,9	8,8	10,7	12,0	12,6	15,5	14,9	19,2	98,3	69,6
Febrero	10,1	8,9	11,4	11,0	10,4	16,3	13,8	34,2	81,4	54,5
Marzo	8,1	10,2	11,9	10,4	10,6	17,3	12,9	38,7	72,6	54,5
Abril	8,6	10,2	11,6	9,5	16,2	18,2	16,0	34,5	89,8	61,1
Mayo	8,1	11,0	9,7	11,0	18,3	17,1	15,7	52,5	108,2	59,4
Junio	7,9	9,5	10,7	9,8	17,7	14,4	26,4	53,1	114,4	66,6
Julio	8,3	10,5	10,1	10,6	16,4	16,6	24,2	72,7	120,9	66,5
Agosto	8,2	12,0	11,3	10,4	19,3	16,1	22,2	74,9	150,3	69,6
Septiembre	8,8	9,7	10,5	10,6	16,4	16,4	16,9	71,9	125,0	76,9
Octubre	8,8	13,1	10,1	10,6	15,5	14,5	25,5	70,9	112,0	60,2
Noviembre	9,3	10,6	8,9	11,7	15,3	13,2	20,6	98,1	106,7	61,4
Diciembre	9,1	9,5	9,3	9,7	15,1	12,3	24,0	81,5	68,9	44,8
Promedio	8,7	10,3	10,5	10,6	15,3	15,6	19,4	58,5	104,0	62,1

Nota: Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2009.
Promedios mensuales en \$/kWh nominales.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA PROMEDIOS MENSUALES

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



Nota: Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2009.
Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2009.

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



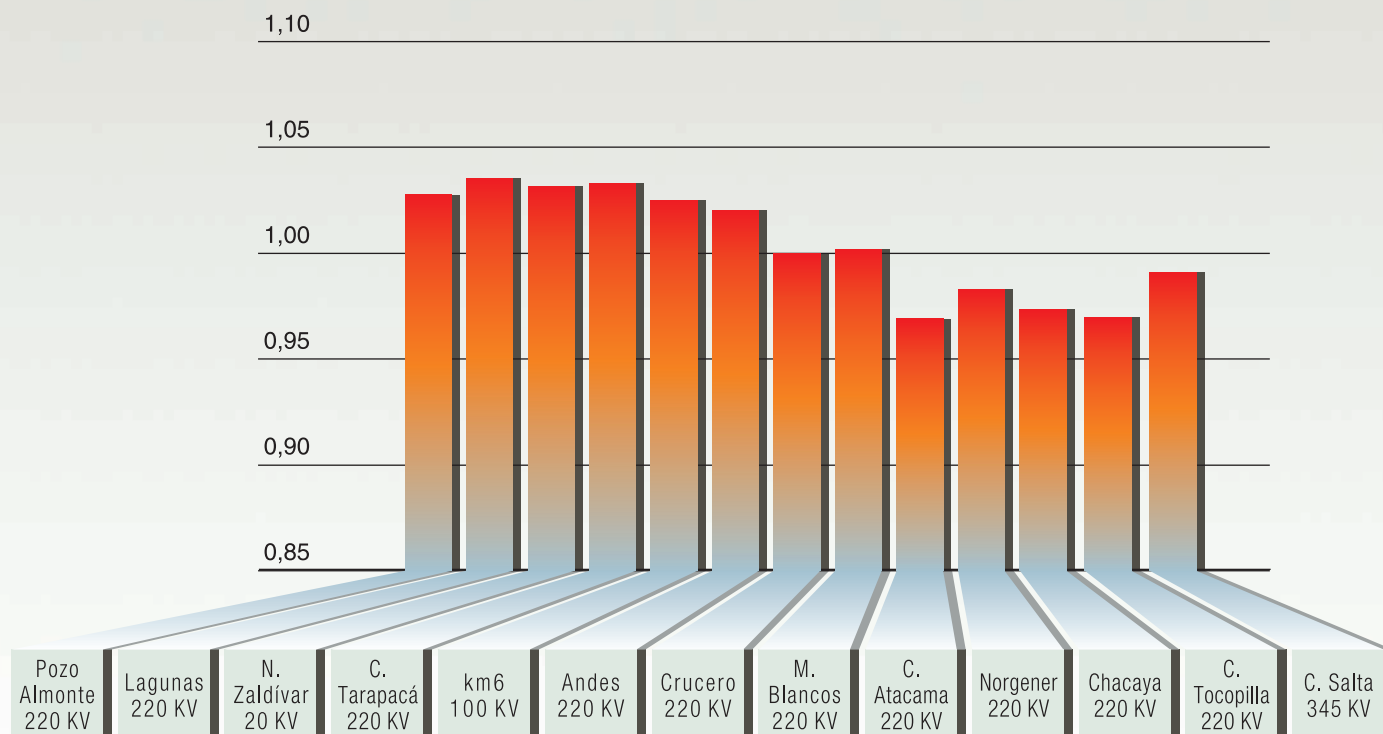
Nota: Valores provisorios para abril y mayo de 1998, y desde mayo de 2000 a diciembre de 2009.
Costos Marginales actualizados según IPC de diciembre de 2009 y transformados a dólar americano usando la tasa de cambio vigente al 31 de Diciembre del 2009.

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE ENERGÍA AÑO 2009

Barra	Promedio	Máximo	Mínimo
Pozo Almonte 220 kV	1,02747	1,08055	0,99884
Lagunas 220 kV	1,03538	1,06552	1,02936
N.Zaldívar 220 kV	1,03165	1,03863	1,02391
C.Tarapacá 220 kV	1,03267	1,06980	1,02518
km6 100 kV	1,02501	1,03425	1,01806
Andes 220 kV	1,02042	1,03174	1,01138
Crucero 220 kV	1,00000	1,00000	1,00000
M.Blanco 220 kV	1,00223	1,01515	0,99500
C.Atacama 220 kV	0,96907	0,98626	0,95594
Norgener 220 kV	0,98299	0,98765	0,97967
Chacaya 220 kV	0,97367	0,98914	0,96678
C.Tocopilla 220 kV	0,96961	0,97725	0,96011
C.Salta 345 kV	0,98971	1,01662	0,96981

Nota: Valores correspondientes a la programación semanal.

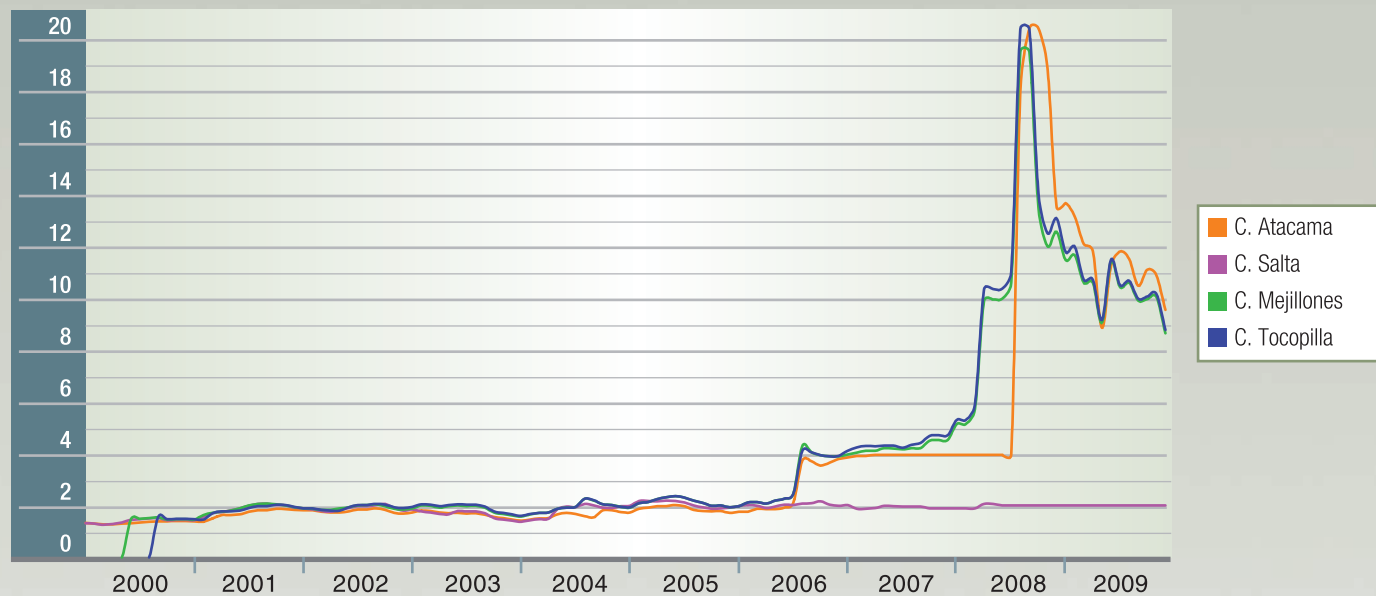
Factores de Penalización de Energía Año 2009



PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES POR CENTRAL

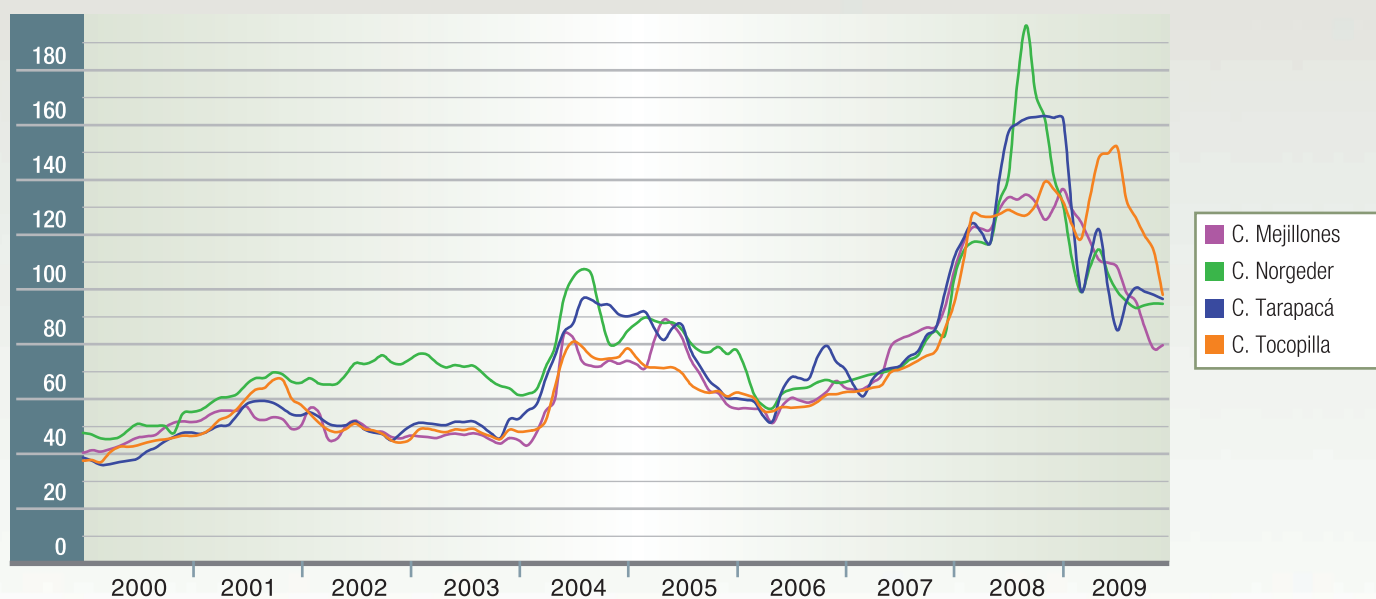
PRECIO DEL GAS NATURAL

Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2009 (US\$ / Mbtu)



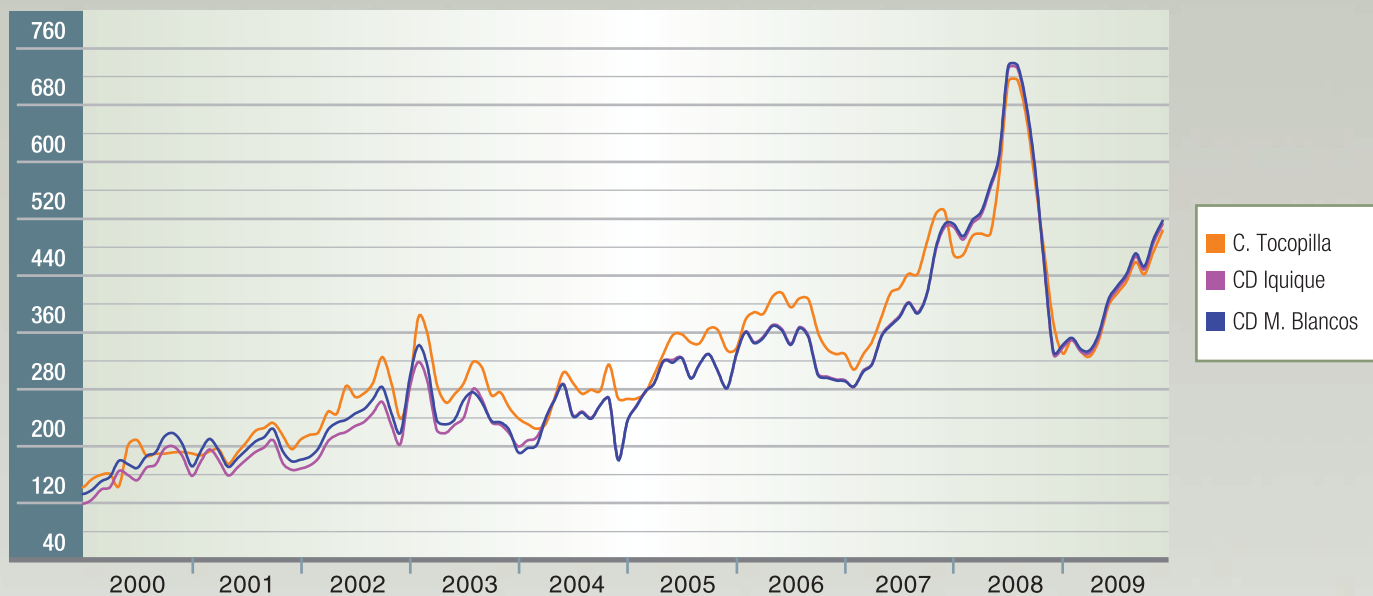
PRECIO DEL CARBÓN

Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2009 (US\$ / ton)

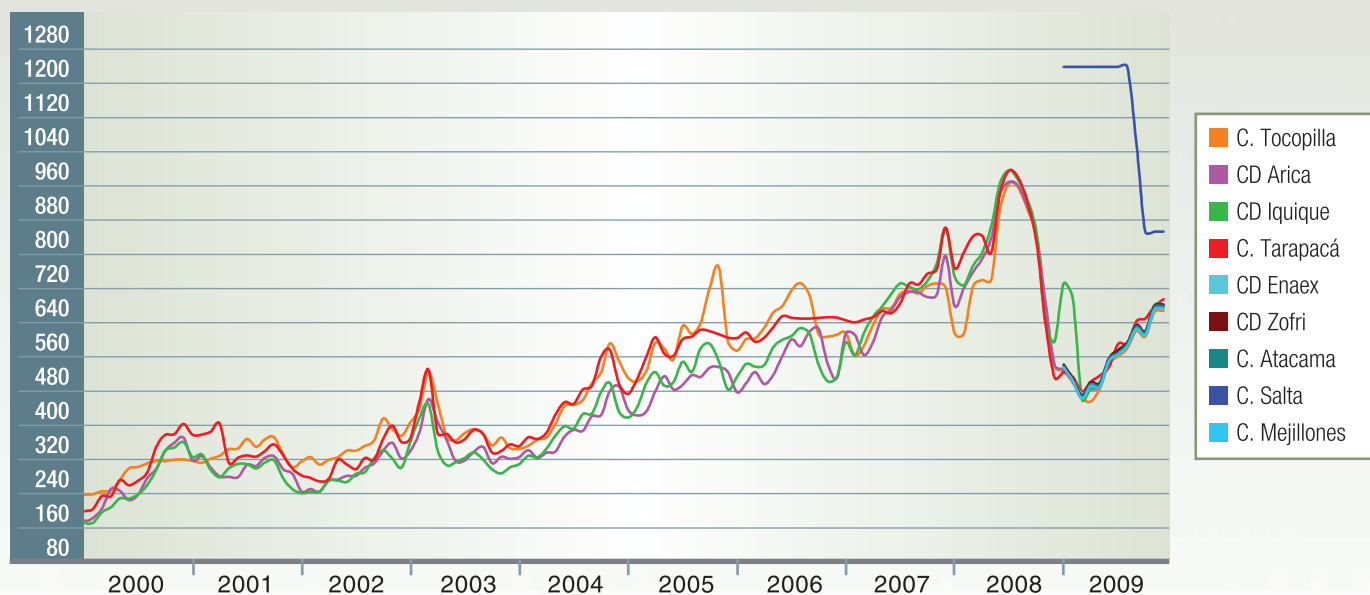


PRECIO DEL PETRÓLEO FUEL OIL N°6

Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2009 (US\$ / ton)



PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL

Valores promedios de cada mes y actualizados a diciembre de 2009 (US\$ / m³)





CDEC-SING

Santiago
Nueva de Lyon 72
Of. 1202
Providencia
Tel: (56-2) 367 2400
Fax: (56-2) 378 9296

www.cdec-sing.cl