

Comisión Chilena del Cobre  
Dirección de Estudios

**DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SEGURIDAD DE  
ABASTECIMIENTO PARA LA MINERÍA DEL COBRE  
DE / 08 / 2007**

Registro de Propiedad Intelectual  
© N° 167.983

## INDICE

	Pág. N°
RESUMEN EJECUTIVO	3.
I. INTRODUCCIÓN	10.
II. PROYECCIÓN DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA EN LA MINERIA DEL COBRE	14.
2.1 Consumo global de energía (1995 – 2006)	14.
2.2 Consumo de energía eléctrica proyectado al año 2012	16.
2.3 Determinación del consumo de energía eléctrica en las operaciones de la minería del cobre	18.
2.4 Estimación de la demanda de energía eléctrica al año 2012	20.
2.4.1 Proyección de demanda en el SING	21.
2.4.2 Proyección de demanda en el SIC	24.
III. SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA MINERÍA DEL COBRE	26.
3.1 Los efectos del gas natural en la matriz energética	26.
3.2 Evolución de la generación eléctrica según energía primaria fuente	28.
3.3 Interdependencia generación eléctrica y minería del cobre	29.
3.4 Análisis del mayor costo de la energía	31.
IV. PERSPECTIVAS PARA LOS PRÓXIMOS AÑOS	33.
4.1 Opciones en curso para el corto plazo	34.
4.1.1 Empleo de diesel	34.
4.1.2 Proyectos de gas natural licuado (GNL)	35.
4.2 Proyectos a mediano plazo	36.
4.2.1 Nuevas centrales a carbón	36.
4.1.2 Hidroelectricidad	38.
4.3 Las energías renovables no convencionales (ERNC)	39.
4.3.1 Biomasa	39.
4.3.2 Energía eólica	39.
4.3.3 Geotermia	40.
ANEXO: SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	42.

## **RESUMEN EJECUTIVO**

El estudio “Demanda de energía eléctrica y seguridad de abastecimiento para la minería del cobre” tiene por objeto estimar la cantidad de energía eléctrica que demandará anualmente la minería del cobre hasta el año 2012 y analizar las perspectivas de abastecimiento eléctrico para satisfacer dicha demanda en el período, en el grado de suficiencia y seguridad que la minería del cobre requiere para su normal operación y su futuro desarrollo. Con esto se espera contribuir con antecedentes para la formación de una visión global sobre la vinculación estratégica entre la minería y los sistemas de generación eléctrica del país.

### **1) El consumo histórico de energía en la minería del cobre**

Teniendo como base los antecedentes del año 1995 para la producción de cobre y sus consumos de energía, tanto eléctrica como combustible, se ha determinado que la minería del cobre ha disminuido su consumo directo de energía global. Mientras la producción de cobre ha crecido hasta el año 2006 a una tasa anual del 7,2%, el consumo de energía lo ha hecho al 6,1% anual. Sin embargo, ello se ha logrado gracias a una menor tasa de crecimiento del consumo de combustibles (3,7% anual) frente a una vigorosa tasa de crecimiento de la electricidad del 8,4% anual. Con ello la generación eléctrica, confiada por las compañías mineras a terceros, se ha transformado en un insumo estratégico de vital importancia para el desarrollo minero.

Cabe señalar que la participación de la minería del cobre en el consumo de electricidad ha ido creciendo desde el 27,1% de la generación eléctrica bruta nacional del año 1995, a un 29,6% en el año 2006. Por cierto que la mayor importancia de la minería del cobre radica en el Norte de Chile donde explica más del 82% de las ventas netas del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

### **2) Proyección de su consumo de electricidad al año 2012.**

Se estima que hacia el año 2012, la minería del cobre demandará del orden de 20.130 GWh, lo que significa un crecimiento de un 22,6% comparado con el consumo equivalente del año 2006, que alcanzó a los 16.422 GWh. Hacia el fin del período en estudio, los nuevos proyectos demandarían del orden de 4.260 GWh, explicando el 21,2% del consumo esperado de la minería del cobre en el año 2012.

El consumo de energía eléctrica para la minería del cobre en el área del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se proyecta en 11.602 GWh, para el año 2012. De ellos, se estima que 1.653 GWh corresponderán a la demanda de los nuevos proyectos, es decir un 14,2% de la demanda total esperada. El consumo crecería fuertemente el año 2007 y más atenuadamente los siguientes años 2008 y 2009.

Ello se explica por la reciente puesta en marcha de los proyectos hidrometalúrgicos “Escondida Lixiviación de Sulfuros” y “Spence”, a los que se agregará la mina Gabriela Mistral, cuya puesta en marcha se estima para el primer semestre del 2008. Esta fuerte demanda en el corto plazo, tendrá un alivio momentáneo el año 2010, donde se aprecia

una notable disminución de la demanda por la declinación en algunas operaciones vigentes (Santa Bárbara, El Abra, Michilla), retomando vigor el año 2011 con la entrada en operación de Esperanza.

Ello demuestra que la demanda se sigue concentrando en el SING. Su participación del 59% en el consumo eléctrico de la minería del cobre irá creciendo hasta el 63,3% en el año 2009, aunque ella declinará posteriormente al 57,6% hacia el año 2012.

Sin embargo, en el Sistema Interconectado Central (SIC) ocurrirá el impacto más significativo. Hacia el año 2012, el consumo en el SIC alcanzaría a los 8.528,5 GWh, habiendo crecido en un 29,2% en comparación con el año 2006. Sin embargo el mayor crecimiento se espera del 2010 en adelante, cuando maduren los nuevos proyectos, cuya demanda estimada de 2.609 GWh en el año 2012 explicarán el 30,6% de la demanda de la minería del cobre en el SIC.

Cabe señalar que los principales proyectos a desarrollar en el área del SIC en el periodo, son las expansiones en El Teniente (Aumento capacidad de beneficio que culmina el 2007), de Andina (Capacidad a 94 Ktpd de mineral, 2009), de Los Pelambres (Capacidad a 175 Ktpd de mineral, 2010), de Los Bronces (Aumento producción de 175 Ktpa de Cu en concentrados, 2011), el desarrollo de Caserones (110 Ktpa de cátodos SxEw, 2011), etc. los que representarán un importante incremento en la demanda de energía eléctrica.

Las cifras de consumo eléctrico proyectado tanto para el país como en cada uno de los sistemas eléctricos, se muestran en los siguientes cuadros elaborados en COCHILCO, en base a las proyecciones de producción de cobre y los coeficientes unitarios de consumo eléctrico determinados para el SIC y SING:

**Cuadro A: Proyección de demanda de energía eléctrica por la minería chilena del cobre**

<b>Consumo en (GWh)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Operaciones Vigentes	17.243,2	17.509,9	17.594,3	16.333,6	16.221,0	15.868,5
Operaciones Nuevas	343,3	776,5	1.310,8	1.834,0	3.725,2	4.261,8
<b>Total Consumo Minería Cobre</b>	<b>17.586,5</b>	<b>18.286,3</b>	<b>18.905,0</b>	<b>18.167,6</b>	<b>19.946,2</b>	<b>20.130,3</b>
% Variación anual	7,1%	4,0%	3,4%	-3,9%	9,8%	0,9%
% Variación respecto a 2006	7,1%	11,4%	15,1%	10,6%	21,5%	22,6%

El detalle para los dos sistemas de interconexión eléctrica se muestra en los cuadros B y C.

**Cuadro B: Proyección de demanda de energía eléctrica por la minería del cobre en el SING**

Consumo en (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Operaciones Vigentes	10.858,9	11.091,1	11.350,2	10.123,9	10.162,0	9.948,9
Operaciones Nuevas	0,0	309,8	610,4	725,0	1.437,4	1.652,9
<b>Total SING (Minería Cobre)</b>	<b>10.858,9</b>	<b>11.401,0</b>	<b>11.960,5</b>	<b>10.849,0</b>	<b>11.599,4</b>	<b>11.601,8</b>
% Variación anual	9,9%	5,0%	4,9%	-9,3%	6,9%	0,0%
% Variación respecto a 2006	9,9%	15,4%	21,0%	9,8%	17,4%	17,4%

**Cuadro C: Proyección de la demanda de energía eléctrica por la minería del cobre en el SIC**

Consumo en (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Operaciones Vigentes	6.384,3	6.418,7	6.244,1	6.209,6	6.059,0	5.919,6
Operaciones Nuevas	343,3	466,6	700,4	1.109,0	2.287,8	2.608,9
<b>Total SIC (Minería Cobre)</b>	<b>6.727,6</b>	<b>6.885,3</b>	<b>6.944,5</b>	<b>7.318,6</b>	<b>8.346,8</b>	<b>8.528,5</b>
% Variación anual	2,9%	2,3%	0,9%	5,4%	14,0%	2,2%
% Variación respecto a 2006	2,9%	5,3%	6,2%	11,9%	27,6%	30,4%

El presente estudio también aporta un detalle de la proyección de la demanda de energía eléctrica por cada una de las áreas de proceso, desde la extracción del mineral hasta su transformación en un producto comercial de cobre, tanto para la zona de SING como para el SIC.

### 3) Efectos para la minería del cobre de la crisis de abastecimiento de gas natural (GN)

La incorporación del GN a la matriz energética nacional a mediados de los '90 tuvo un beneficioso impacto en el desarrollo minero nacional, particularmente en el Norte donde la minería fue el incentivo para la importante inversión en capacidad de generación eléctrica. Ello significó que muchos proyectos mineros se materializaran contando con un abastecimiento de electricidad a costos menores que los observados previamente, además de la externalización de la generación eléctrica para otros casos, todos ellos amparados en contratos de largo plazo.

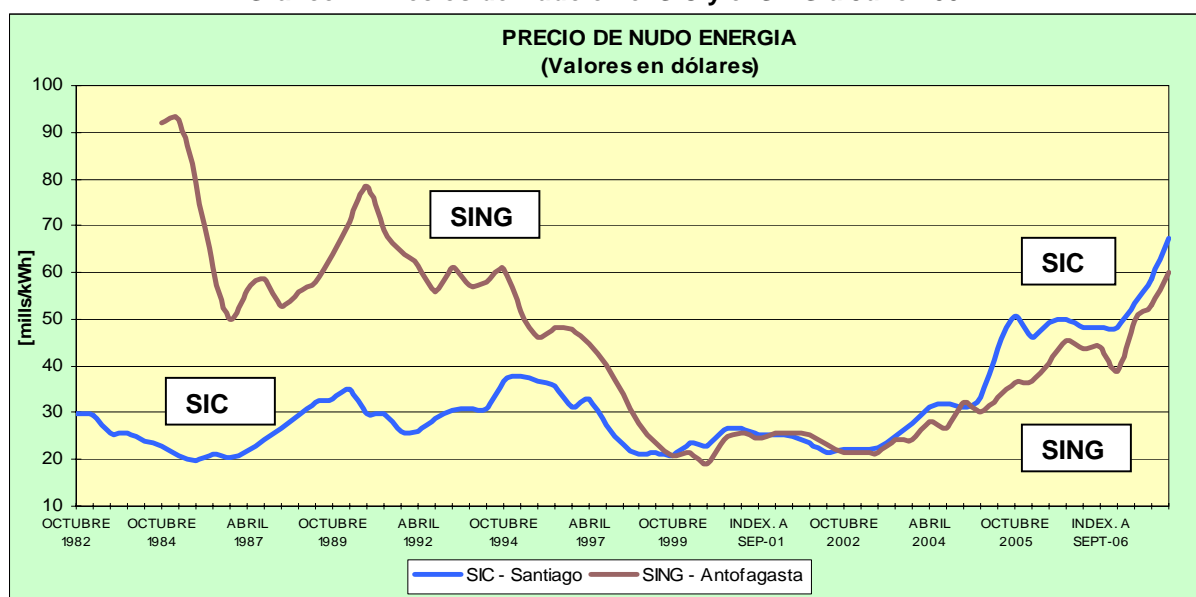
Sin embargo, las restricciones a las exportaciones de GN impuestas por el Gobierno argentino, a contar de Abril 2004, ha impactado negativamente a los sistemas de generación eléctrica del Norte Grande y de la zona central del país. Ello se ha traducido en el despliegue de un gran esfuerzo de los actores involucrados para no afectar la seguridad del abastecimiento eléctrico nacional.

El efecto más visible ha sido el cambio estructural que se ha generado en el tipo de energía primaria utilizada para la generación eléctrica, donde el carbón ha retomado un lugar relevante en la matriz energética nacional (57% en el SING y 16% en el SIC a Julio del 2007, frente al 37% en el SING y el 13% en el SIC para el año 2004) y el súbito

consumo de diesel para la operación dual de las centrales a GN cuando no se cuenta con este combustible, particularmente en el año 2007 cuando su participación en la matriz energética ha alcanzado al 11% en el SING y del 17% en el SIC, frente a una casi nula participación en el año 2004.

Pero el impacto más agudo ha sido el económico debido al mayor valor de los combustibles alternativos que se han estado empleando. El gráfico siguiente sobre el valor de los precios de nudo en el SING y SIC permite visualizar el comportamiento de los costos de generación eléctrica.

**Gráfico A: Precios de Nudo en el SIC y el SING a Julio 2007**



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl) Estadísticas / Electricidad / Precios

Como no es posible disponer el efecto de los mayores costos de la energía para las compañías cupríferas individuales, en el informe se hace un análisis de la sensibilidad sobre el mayor costo de producción directo por cada 10 US\$/MWh de alza de la electricidad. El cuadro siguiente muestra el impacto sobre el costo de producción a cátodos de dicho incremento.

**Cuadro D: Mayor costo directo de producción de Cátodos por cada incremento de 10 US\$/MWh en la energía eléctrica**

Producto	Sistema Interconectado	Coef. Unitario (KWh/Tmf)	Mayor Costo en US\$/Tmf	Mayor Costo en CentUS\$/lb
CÁTODO ER	SING	3.538,7	35,39	1,61
	SIC	4.240,4	42,40	1,92
CÁTODO SxEw	SING	2.982,6	29,83	1,35
	SIC	3.482,1	34,82	1,58

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los datos indicados en el Cuadro N° 5 del presente informe

Considerando los perfiles de producción de cobre comercial en el año 2007 de las compañías que operan en la zona del SING, el mayor costo directo de producción de cobre por cada incremento de 10 US\$/MWh en la energía eléctrica, se estima en 104,3 millones de dólares. A su vez, el cálculo para el área del SIC arroja un mayor costo de 66,9 millones de dólares.

#### **4) Perspectivas para los próximos años**

De lo anteriormente expuesto se visualiza la estrecha relación estratégica de la minería del cobre y el sector de generación eléctrica y la coyuntura que ha provocado incertidumbres para la seguridad en el abastecimiento y un sensible aumento de costos.

En este punto final del informe se muestran las medidas en estudio y en implementación, para enfrentar esta situación, donde la minería del cobre cumple un rol relevante para encontrar las soluciones necesarias, no sólo para sus propios problemas, sino también como una contribución al país.

##### **4.1 Opciones para el corto plazo**

El empleo de diesel, como combustible alternativo al gas natural, permite utilizar la gran capacidad instalada en centrales de este tipo tanto en la zona norte como en la zona central. Las compañías mineras han participado en el logro de la factibilidad técnica y financiera del funcionamiento dual en forma sostenida de las generadoras a GN. Adicionalmente, algunas compañías mineras contemplan instalar turbinas y generadores diesel para respaldo de sus operaciones.

La introducción del gas natural licuado (GNL) es una opción estratégica país para seguir generando electricidad vía GN, tanto para aprovechar la capacidad de generación instalada, como para mantener los beneficios ambientales de este combustible frente a los otros combustibles alternativos. Esta opción está sustentada en dos proyectos, uno en Quintero (área del SIC) y otro en Mejillones (área del SING).

El proyecto de GNL, emplazado en Quintero, es impulsado por ENAP, en conjunto con Endesa Chile, Metrogas y BG Group. Consiste en construir la infraestructura básica para permitir la importación de GNL desde mercados de ultramar y distribuirlo en Chile como gas natural en estado gaseoso. Se estima una demanda inicial de unos 6 a 8 millones de m<sup>3</sup>/día de GN y debiera estar en funcionamiento en el año 2009.

El segundo proyecto se está desarrollando para la Región de Antofagasta, impulsado por CODELCO y Suez Energy Internacional. Utilizará inicialmente la modalidad off-shore (barco actúa como planta regasificadora), Está diseñado para entregar 5,5 MM m<sup>3</sup> de gas natural por día, lo que permitiría despachar hasta 1.100 MW eléctricos en forma continua. Se estima su entrada en funcionamiento a finales de 2009 y para los primeros años se cuenta con el apoyo de Codelco, Escondida, Collahuasi y El Abra.

##### **4.2 Proyectos a mediano plazo**

Las principales iniciativas en estudio con directa ingerencia de las compañías mineras se orientan a levantar nuevas centrales de generación a carbón y cuya materialización se espera ocurra hacia el año 2012 en adelante. Entre ellas cabe destacar las siguientes.

- a) ELECTROANDINA tiene previsto la construcción de una nueva planta de generación a carbón de 150 MW y 300 mill US\$ de inversión (Central Andina en Mejillones), con el objeto de atender mayores requerimientos de CODELCO (80 MW para CNorte y 70 MW para Gabriela Mistral ex Gaby) a partir del año 2009.
- b) Por su parte, BHP Billiton ha definido el proyecto de "Central Kelar", que contempla desarrollar una planta con dos unidades termoeléctricas a carbón de 250 MW brutos c/u, a emplazarse en el área portuaria de Mejillones. Su objeto es satisfacer los incrementos de energía requerida por sus operaciones del 2010 en adelante. Sin embargo, esta compañía espera asignar el proyecto por licitación internacional a una generadora, asegurándole una demanda del orden de 340 MW y permitiéndole poner el remanente en el SING.
- c) Por su parte CODELCO está en proceso de licitación de un contrato de suministro eléctrico de largo plazo que incluirá la demanda de sus cuatro Divisiones conectadas al SIC. Si bien, esta es una opción para obtener un suministro a precios competitivos de largo plazo, también es una oportunidad para mejorar la competitividad del mercado energético nacional mediante la incorporación de nueva capacidad de generación al SIC y nuevos actores al sistema. Con este objeto CODELCO ha desarrollado por su cuenta un proyecto de generación eléctrica (Central Farellones, ubicada en La Higuera, Región de Coquimbo) que contempla una planta basada en dos turbinas a carbón pulverizado de 400 MW c/u.

Cabe destacar que el modelo aplicado por BHP Billiton (Central Kelar) y por CODELCO (Central Farellones) corresponde a una estrategia donde las compañías mineras asumen el desarrollo conceptual del proyecto y la tramitación de los permisos correspondientes para su construcción. Luego, lo ponen a disposición de una compañía generadora para el desarrollo del proyecto y operación, bajo un contrato de largo plazo que comprometería una parte significativa de la capacidad de la central.

#### **4.3 Las energías renovables no convencionales (ERNC)**

El desarrollo de capacidades de generación en base a ERNC es un objetivo de la política energética nacional, en su visión de largo plazo para garantizar el desarrollo sustentable.

Las formas de ERNC que se aplican en Chile son la biomasa, que aprovecha el poder calorífico de desechos forestales y riles de las plantas de celulosa ("licor negro"), las centrales eólicas que aprovechan la fuerza motriz del viento y centrales hidroeléctricas a mini y micro escala. En estudio se encuentra el desarrollo del aprovechamiento de las fuentes geotérmicas.

El aprovechamiento de la energía eólica es la forma no convencional que más atrae a las compañías mineras, sin descartar las otras opciones. Entre las iniciativas en estudios se cuentan:



- a) CODELCO Norte está retomando sus estudios sobre un Parque Eólico de 20 MW para complementar el aporte de la turbina de respaldo en Chuquicamata y dentro de su propósito de tener un 5% o más de su demanda eléctrica satisfecha por formas de ERNC. También se estudia la posibilidad de un parque eólico en el área de la mina Gabriela Mistral que aportaría 20 de los 70 MW demandados.
- b) Barrick tiene el propósito de desarrollar el Parque Eólico Punta Colorada de 20 MW, con una inversión de 19,5 mill US\$, emplazada en el sector costero de La Higuera, Región de Coquimbo. Esta nueva capacidad de generación, más otra central térmica en estudio, alimentaría al SIC y Barrick la emplearía para abastecer sus operaciones de Pascua.
- c) La otra iniciativa se sitúa en la Región de Atacama. Es impulsada por PUCOBRE y pretende desarrollar un parque eólico de 9 MW con una inversión de 10 mill de US\$.

Finalmente es necesario señalar que el potencial geotérmico del territorio volcánico chileno, estimado entre 1.235 a 3.350 MW, es también un área promisoría para las ERNC. Al respecto cabe consignar que recientemente se estableció un acuerdo estratégico entre ENAP y ENEL (Italia) para el desarrollo de proyectos geotérmicos en Chile, que dio origen a la Empresa Nacional de Geotermia (ENG). Actualmente se tiene 4 proyectos con exploración iniciada, En el área de SIC se encuentran los proyectos Chillán (40 MW), cuyo desarrollo debiera culminar hacia el 2011 y Calabozo (40 MW) que entraría a operar hacia el 2012. A su vez, en el área del SING se identifican los proyectos El Tatio-La Torta (80 MW, año 2011) y Apacheta (40 MW, año 2012).

Aunque globalmente las diversas formas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales no dan respuesta integral a la mayor demanda de electricidad en el país, tienen una apreciable contribución a la diversificación de la matriz de generación y, con ello, a la seguridad de abastecimiento eléctrico, junto con gozar de una valoración social al reemplazar a otras formas de generación que emiten sustancias gaseosas y material particulado indeseables.

## **I. INTRODUCCIÓN**

En la década de los '90, las compañías mineras fueron evolucionando desde la autogeneración eléctrica a una política de contratación externa del abastecimiento requerido para cubrir integralmente la demanda de sus sistemas instalados. Para ello ha sido fundamental que se hayan instalado nuevas capacidades de generación eléctrica en el país y nuevas compañías generadoras, especialmente en la zona norte, donde radican las principales operaciones mineras de Chile.

La energía eléctrica se ha tornado un insumo estratégico para la minería. A su vez, la minería del cobre es una de las actividades más demandante para el sector eléctrico, por lo que el comportamiento de ambos sectores tiene una alta interdependencia.

Por esta razón, la Comisión Chilena del Cobre ha estado desarrollando una línea de estudios relacionados tanto con el uso eficiente de la energía como con el abastecimiento eléctrico para la minería del cobre, cuya confiabilidad se ha visto afectada a consecuencia de la decisión del Gobierno argentino de restringir las exportaciones de gas natural a Chile, a partir de abril de 2004, dada la alta incidencia de este combustible en la generación eléctrica nacional.

### **1.1 Propósito del estudio**

En este contexto, el presente estudio tiene el objetivo de estimar la demanda de la minería del cobre por energía eléctrica hasta el año 2012 y analizar las perspectivas de abastecimiento eléctrico para satisfacer dicha demanda en el período, en el grado de suficiencia y seguridad que la minería del cobre requiere.

En el capítulo II se expone la proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre para el período 2007 -2012, tanto a nivel nacional como en cada sistema interconectado que alimenta a las operaciones mineras. Esta proyección contiene la demanda de electricidad de las operaciones actuales más los requerimientos de los proyectos mineros que entrarían en producción antes del 2012, con el detalle por cada fase productiva hasta la obtención de cobre refinado. Esta información es un aporte esencial para visualizar la demanda global de la minería del cobre en apoyo a las decisiones necesarias para asegurar el abastecimiento eléctrico para este sector.

A su vez, el tercer capítulo, se dedica a revisar los efectos que las restricciones al abastecimiento de gas natural argentino han acarreado a los sistemas de generación eléctrica del país y a la seguridad del suministro para la minería.

Finalmente, en el cuarto capítulo se presentan las acciones que los principales actores están desarrollando para enfrentar la contingencia presente y las demandas futuras de energía eléctrica. Especial relevancia se da a la vinculación de las compañías mineras con las soluciones de corto y mediano plazo que se están planteando para aliviar la coyuntura y asegurar el abastecimiento de energía eléctrica para la minería del cobre.

## 1.2 Metodología

Los términos especializados que se emplean en el informe y los criterios utilizados para proyectar la demanda eléctrica se señalan a continuación. A su vez, en el Anexo se resumen los antecedentes del sistema eléctrico nacional extractado de la página web de la Comisión Nacional de Energía [www.cne.cl](http://www.cne.cl).

### 1.2.1 Glosario de términos

Para una mejor comprensión se presenta un glosario de los términos especializados empleados en este informe.

Concepto	Descripción
Potencia eléctrica	La " <u>potencia</u> " de un sistema eléctrico es la cantidad de energía eléctrica que necesita para hacer su trabajo durante un tiempo determinado. Su unidad de medida es el Watt (W), equivalente a la potencia de un circuito para que fluya 1 Ampere por cada Volt de diferencia de voltaje aplicado al circuito.  1 KiloWatt (KW) = 1.000 Watts (W) 1 MegaWatt (MW)= 1.000 (KW) = 1.000.000 (W) 1 GigaWatt (GW)= 1.000 (MW)= 10 <sup>6</sup> (KW) = 10 <sup>9</sup> (W)
Energía eléctrica	La " <u>energía eléctrica</u> " es la cantidad de flujo eléctrico que circula por un circuito eléctrico. Se mide habitualmente en Watt-hora o en múltiplos de 1000 de esa unidad (Potencia por el tiempo que es empleada). Por ejemplo, un molino SAG de 10,5 MW de potencia significa que funcionando una hora a plena carga consumirá 10,5 MegaWatts-hora de energía. También la energía eléctrica se expresa en Joule.  1 Watt-hora (Wh) = 3.600 Joule 1 KiloWatt-hora (KWh) = 1.000 Watt-hora (Wh) 1 MegaWatt-hora (MWh) = 1.000 (KWh) = 1.000.000 (Wh) 1 GigaWatt-hora (GWh) = 1.000 (MWh)= 10 <sup>6</sup> (KWh) = 10 <sup>9</sup> (Wh)
Potencia contratada	Es la potencia máxima requerida por un cliente para que funcionen todos sus sistemas eléctricos
Potencia de punta	Es la máxima potencia real demandada al sistema generador en algún instante.
Energía primaria	Energía de cualquier fuente transformable en electricidad
Turbina a Gas (TG)	Es una forma de generación eléctrica donde el generador es accionado por una turbina que recibe la energía de los gases de la combustión de un combustible líquido (petróleo, diesel o parafina) o gaseoso. Solo aprovecha un 35% de la energía y el resto se pierde en los gases de escape
Turbina a vapor (TV)	Es una forma de generación eléctrica donde el generador es accionado por una turbina que recibe la energía del vapor producido en una caldera cuya fuente de calor proviene de la combustión de algún combustible sólido, líquido o gaseoso
Ciclo Combinado (CC) a Gas Natural	Es una central de generación eléctrica que combina el ciclo de generación a gas, producto de la combustión del Gas Natural, con el ciclo de generación a vapor donde la caldera usa como fuente calórica los gases de escape de la combustión producida en el ciclo a gas, aumentando así la eficiencia en la conversión de la energía térmica en energía eléctrica.
SIC	Sistema Interconectado Central (Taltal a X Región)
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande (I y II Región excepto Taltal)

Concepto	Descripción
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga, ente independiente que coordina la generación de electricidad en cada sistema. El SIC y el SING tienen su propio CDEC
CNE	Comisión Nacional de Energía
Precio nudo	Tarifa de la electricidad que fija la CNE para las compañías que prestan servicios a los clientes regulados de cada sistema
Cientes regulados	Usuarios de los sistemas eléctricos que toma el suministro de la red pública a las tarifas reguladas por la CNE
Cientes libres	Usuarios de más de 2 MW que pueden contratar el suministro eléctrico directamente con una compañía generadora a tarifas libremente pactadas.
Mills/KWh	Unidad de medida del valor de la energía eléctrica, expresada en milésimos de US\$ por cada KiloWatt-hora. Es equivalente a 0,1 cUS\$/ KWh y a 1 US\$/MWh

### 1.2.2 Estimación de consumos de energía en la minería del cobre

La estimación de consumo eléctrico hasta el año 2012, contenida en el capítulo II, está basada en aplicar a la proyección de producción de cobre de cada año, los respectivos coeficientes unitarios de consumo eléctrico correspondientes a cada etapa del proceso minero, expresados en KWh de energía consumida por cada tonelada de cobre fino contenido en el material tratado en la respectiva etapa.

La proyección de producción está basada en los pronósticos de producción de las operaciones vigentes, más la nueva producción que aportarían los proyectos de inversión a materializarse antes del año 2012. Esta proyección fue determinada en COCHILCO y está contenida en el informe sobre la inversión en la minería del cobre y del oro, cuya última actualización fue a julio 2007.<sup>1</sup>

A su vez, los coeficientes unitarios por proceso fueron determinados por COCHILCO, mediante una encuesta realizada a las principales empresas de la gran minería que explicaban más del 90% de producción de cobre del año 2006, cuyos resultados se encuentran publicados en el informe: "COEFICIENTES UNITARIOS DE CONSUMO DE ENERGÍA EN LA MINERÍA DEL COBRE 1995 -2006".<sup>2</sup> En dicho informe se consignan coeficientes unitarios promedios ponderados a nivel país para cada uno de los procesos mineros y metalúrgicos que comprende la minería del cobre:

<sup>1</sup> "INVERSIÓN EN LA MINERÍA DEL COBRE Y DEL ORO - PROYECCIÓN DEL PERÍODO 2007 – 2011 – Actualizada a Julio 2007", elaborado por Vicente Pérez V. Septiembre 2007.

[http://www.cochilco.cl/anm/articlefiles/710-INVERSIONES\\_MIN\\_2007\\_JUL07\\_Resumen26Sept.pdf](http://www.cochilco.cl/anm/articlefiles/710-INVERSIONES_MIN_2007_JUL07_Resumen26Sept.pdf)

<sup>2</sup> COEFICIENTES UNITARIOS DE CONSUMO DE ENERGÍA EN LA MINERÍA DEL COBRE 1995 -2006, elaborado por Sara Pimentel H. y Pedro Santic C. Diciembre 2005. Cabe señalar que este informe corresponde a una actualización de un trabajo anterior que cubría hasta el año 2000 y que había sido utilizado, entre otros fines, para el informe "Uso eficiente de energía en la industria minera y buenas prácticas" elaborado conjuntamente en el contexto del "Acuerdo Marco de Producción Limpia Sector Gran Minería - Buenas prácticas y gestión ambiental" (Noviembre 2002).

- Extracción de mina, tanto a rajo abierto como subterránea, de los cuales se obtiene como producto intermedio el mineral de cobre con una ley variable 0,5% a 2% de cobre contenido
- Concentración, desde la conminución del mineral hasta la obtención del "concentrado" con una ley cercana al 30% de cobre contenido y la disposición de los relaves correspondientes.
- Fundición, del cual se obtienen productos de cobre de alta ley, tales como Blister (99,5% de Cu), Ánodos (99,7% de Cu) y RAF (99,95% de Cu).
- Refinación electrolítica, del cual se obtiene el cátodo ER (electro-refinado).
- Lixiviación / Extracción por solvente / Electro obtención, que corresponde a la secuencia de procesos continuos, de tipo hidrometalúrgicos, conducentes a la producción de cátodos SxEw (electro-obtenido) a partir del mineral lixiviable.
- Servicios, correspondiente a los diversos consumos generales no asignables a un proceso productivo determinado.

Para efectos del presente estudio se determinaron coeficientes unitarios de consumo de energía, propios de cada sistema de generación eléctrica, utilizando los datos bases con que se determinaron los coeficientes unitarios a nivel país, consignados en el informe de la referencia. Estos coeficientes se expresan en KWh/Tmf, que es la unidad de medida habitual para expresar la energía eléctrica.

En consecuencia, los coeficientes unitarios para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) fueron determinados en base a lo informado por las compañías mineras que se abastecen de este sistema, es decir las ubicadas en la I y II Región (excepto el área de Taltal), sobre sus consumos eléctricos del año 2006 dividido por la cantidad de cobre contenida en el material tratado en cada proceso.

Del mismo modo, los coeficientes unitarios determinados para el Sistema Interconectado Central (SIC) se basan en la información de las operaciones de Taltal al Sur. Además, se calcularon coeficientes unitarios correspondientes a los productos comerciales, considerando la suma de procesos intermedios requeridos para producirlos y las pérdidas metalúrgicas registradas en cada uno de ellos.

Por consiguiente el consumo eléctrico calculado, es el producto del coeficiente unitario del proceso y la producción anual resultante del respectivo proceso.

**Consumo<sub>ij</sub> (GigaWatts-hora) = Coef. Unit.<sub>ij</sub> (KWh/Tmf Cu) \* Producción<sub>ij</sub> (Miles Tmf Cu) / 1000**

donde  $i$  = en cada etapa del proceso

$j$  = en cada Sistema Interconectado

### 1.2.3 Nuevos proyectos de generación eléctrica

Los antecedentes sobre proyectos nuevos de generación eléctrica en el SIC y en el SING han sido obtenidos de publicaciones en medios de comunicación, páginas web y presentaciones realizadas por empresas y/o especialistas del sector eléctrico en diversos seminarios.

## **II. PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA MINERÍA DEL COBRE**

Cada compañía minera demanda del generador externo tanto potencia como energía eléctrica. La potencia eléctrica corresponde a la cantidad de energía eléctrica requerida por cada uno de los sistemas eléctricos instalados por el cliente, suponiendo el funcionamiento a su máxima capacidad durante una determinada cantidad de tiempo, llamada potencia de punta, más un margen de seguridad.

La magnitud de esa potencia requerida queda establecida en los contratos de suministro de electricidad y el usuario paga por ella independientemente del consumo efectivo de energía. Esto permite al generador agregar los requerimientos de sus clientes actuales y potenciales para dimensionar la capacidad máxima de sus instalaciones.

A su vez, los consumos de energía eléctrica de las compañías mineras no son constantes, y dependen de la actividad operacional efectiva, dada la diversidad de sistemas eléctricos instalados en sus operaciones, los cuales pueden estar activos o pasivos durante el día, según sean los requerimientos de trabajo. Sin embargo, es posible determinar una correlación directa entre la cantidad promedio de energía eléctrica requerida por cada unidad de cobre a ser tratada en cada fase productiva.

Los clientes pagan por el consumo efectivo de energía cuyo costo está correlacionado principalmente con la fuente de energía primaria (combustibles, hidráulica, etc.) empleada para su conversión en electricidad.

Sin embargo, a raíz de las restricciones de abastecimiento del gas argentino presentes desde el 2004, las compañías generadoras han visto seriamente afectada su capacidad de generación basada en gas natural.

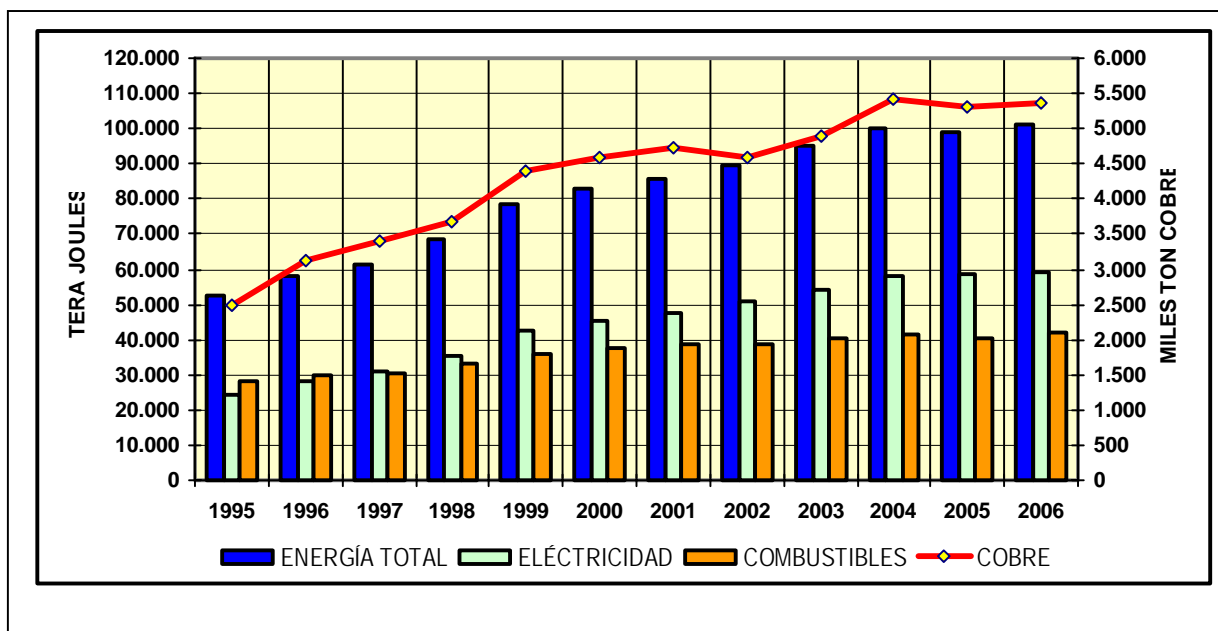
Dada la dependencia de la minería del abastecimiento externo, la seguridad y continuidad del servicio es relevante, pues la indisponibilidad del suministro puede llegar ocasionar pérdidas significativas a las operaciones mineras (interrupción de procesos, pérdida de producción, costos fijos irre recuperables, etc.).

El presente capítulo está dedicado a proyectar el consumo de la minería del cobre hacia el 2012, en función del nivel de producción esperado en las operaciones mineras en las áreas del SING y del SIC, como un antecedente indicativo para el desarrollo del sector.

### **2.1 Consumo global de energía (1995 – 2006)**

La minería del cobre es una actividad intensiva en consumo de energía, tanto de combustibles como eléctrica. Su evolución en el período 1995 – 2006 se muestra en el siguiente gráfico.

**Gráfico N° 1: Consumo de energía en el período 1995 – 2006 y producción de cobre**



Fuente: Informe COCHILCO: "Coeficientes unitarios de consumo de energía en la minería del cobre 1995 -2006"

Durante este período el consumo global de energía ha crecido a tasas menores que la producción de cobre.<sup>3</sup> Sin embargo la electricidad ha ganado participación en el consumo de energía, gracias al desplazamiento del uso de combustibles por energía eléctrica en diversas aplicaciones, por razones económicas, tecnológicas y medioambientales. Las cifras que reflejan este cambio se aprecian en el cuadro N° 1:

**Cuadro N° 1: Consumos de energía de la minería del cobre 1995–2006**

	1995	Participación	2006	Participación	% Variación Anual
<b>Total (TeraJoule)</b>	<b>52.666</b>	<b>100,0%</b>	<b>101.117</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,1%</b>
<i>de los cuales:</i>					
<i>Energía Eléctrica (TeraJoule)</i>	<i>24.445</i>	<i>46,4%</i>	<i>59.120</i>	<i>58,5%</i>	<i>8,4%</i>
<i>Combustibles (TeraJoule)</i>	<i>28.221</i>	<i>53,6%</i>	<i>41.997</i>	<i>41,5%</i>	<i>3,7%</i>
<b>Producción Cobre (Ktmf)</b>	<b>2.489</b>	<b>-----</b>	<b>5.361</b>	<b>-----</b>	<b>7,2%</b>

Fuente: Elaborado en base a Informe "Coeficientes unitarios de consumo de energía en la minería del cobre 1995 -2006"

La cifra de energía eléctrica consumida por la minería del cobre en el año 1995, expresada en múltiplos de Watt-hora<sup>4</sup>, fue de 6.790 GWh, equivalente al 27,1% de la generación eléctrica bruta nacional que alcanzó a los 25.039 GWh. Por su parte la cifra para el año 2006, indican un consumo minero cuprífero de 16.422 GWh significó el 29,6% de la generación nacional que alcanzó a los 55.545 GWh<sup>5</sup>.

<sup>3</sup> Las cifras de producción de cobre corresponde al total de cobre fino contenido en las diversas formas de productos finales comercializados (Concentrados de cobre, Blister, Raf, Cátodos ER y Cátodos SxEw)

<sup>4</sup> Ver "Energía eléctrica" en Glosario de términos (1.2.1 de este informe)

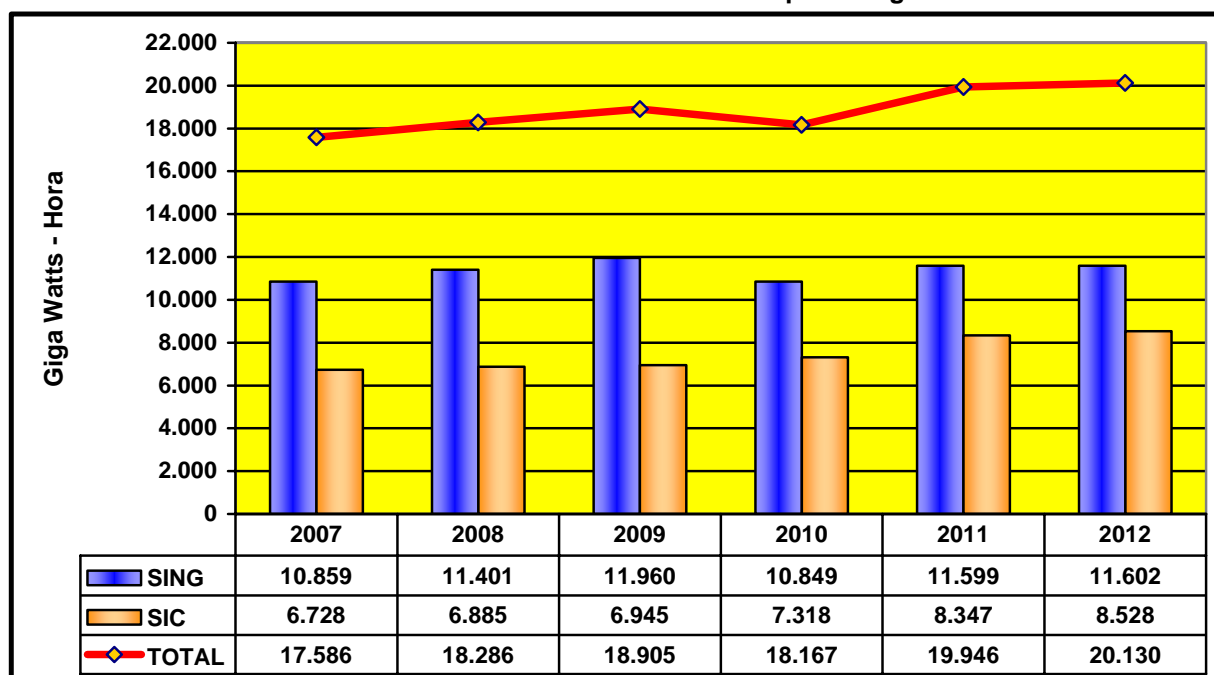
<sup>5</sup> Ver en el Anexo el Cuadro "Antecedentes de las operaciones reales en los sistemas nacionales"

## 2.2 Consumo de energía eléctrica proyectado al año 2012

Se estima que hacia el año 2012, la minería del cobre demandará del orden de 20.000 GWh, lo que significa un crecimiento de un 22,6% comparado con el consumo equivalente del año 2006.

Esta demanda se sigue concentrando en el SING, pues su participación del 59% del consumo minero en el año 2006 - irá creciendo hasta el 63,3% en el año 2009 - aunque ella declinará posteriormente al 57,6% hacia el año 2012.

Gráfico N° 2: Demanda estimada de la minería del cobre por energía eléctrica al 2012



Fuente: Elaborado en COCHILCO

Hacia el fin del período en estudio, los nuevos proyectos demandarían del orden de 4.260 GWh, explicando el 21,2% del consumo de la minería del cobre en el año 2012.

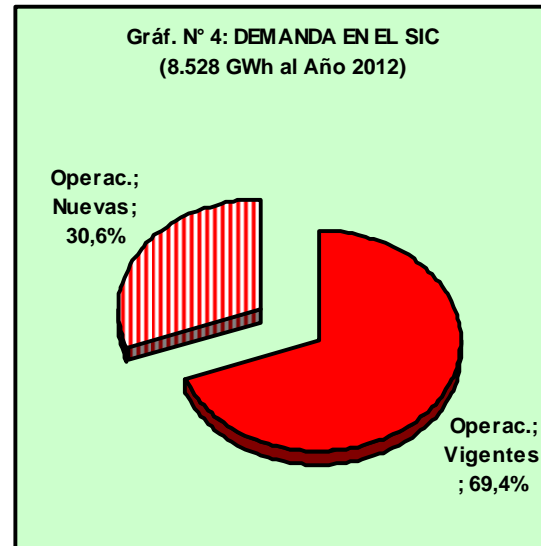
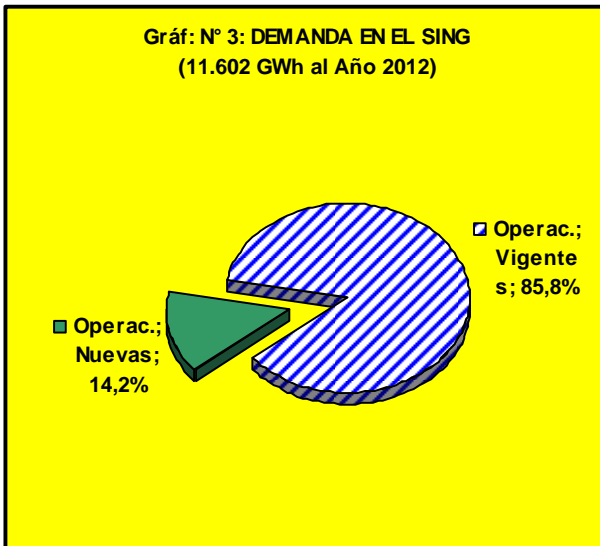
El consumo de energía eléctrica para de la minería del cobre en el área del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se proyecta en 11.602 GWh, para el año 2012.

De ellos, se estima que 1.653 GWh corresponderán a la demanda de los nuevos proyectos, es decir un 14,2% de la demanda total esperada. El consumo crecería fuertemente el año 2007 y más atenuadamente los siguientes años 2008 y 2009.

Ello se explica por la reciente puesta en marcha de los proyectos hidrometalúrgicos "Escondida Lixiviación de Sulfuros" y "Spence", a los que se agregará la mina Gabriela Mistral, cuya puesta en marcha se estima para marzo del 2008.



Esta fuerte demanda en el corto plazo, tendrá un alivio momentáneo el año 2010, donde se aprecia una notable disminución de la demanda por la declinación en algunas operaciones vigentes (Santa Bárbara, El Abra, Michilla), retomando el vigor de la demanda el 2011 con la entrada en operación de Esperanza.



Sin embargo, es en el SIC donde el impacto de los nuevos proyectos será más significativo, aunque ellos se manifestarán más tarde que en el SING.

Hacia el año 2012, el consumo en el Sistema Interconectado Central (SIC) alcanzaría a los 8.528,5 GWh, habiendo crecido en un 29,2% en comparación con el año 2006.

Sin embargo el mayor crecimiento se espera del 2010 en adelante, cuando maduren los nuevos proyectos, cuya demanda estimada de 2.609 GWh en el año 2012 explicarán el 30,6% de la demanda de la minería del cobre en el SIC.

Cabe señalar que los principales proyectos a desarrollar en el área del SIC en el periodo, son las expansiones en El Teniente (Aumento capacidad de beneficio que culmina el 2007), de Andina (Capacidad a 94 Ktpd de mineral, 2009), de Los Pelambres (Capacidad a 175 Ktpd de mineral, 2010), de Los Bronces (Aumento producción de 175 Ktpa de Cu en concentrados, 2011), el desarrollo de Caserones (110 Ktpa de cátodos SxEw, 2011), etc. los que representarán un importante incremento en la demanda de energía eléctrica.

La determinación del consumo de energía eléctrica por parte del sector minero del cobre y los resultados de la proyección de consumo al año 2012 se detallan a continuación.

### 2.3 Determinación del consumo de energía eléctrica en las operaciones mineras de cobre

La estructura de consumo de energía eléctrica, distribuida según las áreas operativas se muestra en el siguiente Cuadro N° 2. Ella fue estimada sobre la base de los correspondientes "coeficientes unitarios"<sup>6</sup>, que reflejan el consumo promedio ponderado de energía eléctrica necesario para procesar una tonelada en cada fase de las operaciones mineras cupríferas.

**Cuadro N° 2: Consumos de energía eléctrica para la extracción y tratamiento de minerales hasta cátodos en la gran minería del cobre en el año 2006**

Áreas de Proceso	Producto obtenido	KTon de Cobre fino contenido	Coficiente Unitario (KWh/Tmf)	Consumo global (GWH)	% Participación
1) Mina Rajo	Mineral	6.040	156,8	947,1	5,8%
2) Mina Subterránea	Mineral	824	466,3	384,2	2,3%
3) Concentradora	Concentrado	3.735	2.054,9	7.675,1	46,7%
4) Fundición	Blister/Ánodos/RAF	1.575	1.049,6	1.653,1	10,1%
5) Refinería	Cátodos ER	958	342,6	328,2	2,0%
6) Lix -Sx - Ew	Cátodos SxEw	1.692	2.802,6	4.742,0	28,9%
7) Servicios	Total Cu comercial	5.361	129,1	692,1	4,2%
<b>Total Consumo Global 2006 Minería del Cobre (GWH)</b>				<b>16.421,8</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaborado en COCHILCO en base a datos de la publicación de la referencia

A partir de los coeficientes de cada área de proceso, es posible también determinar los respectivos consumos unitarios de energía eléctrica por tonelada de cobre contenido en cada producto comercial. Para ello, se agrega el conjunto de operaciones necesarias hasta la elaboración de cada producto comercial, considerando las correspondientes pérdidas metalúrgicas en que se incurre en cada fase. Los consumos eléctricos unitarios, así determinados, para los productos comerciales se presentan a continuación:

**Cuadro N° 3.1: Consumos eléctricos unitarios, hasta llegar a productos comerciales de la línea sulfuros, (Pirometalurgia)**

Producto Comercial	Consumo Unitario (KWh/Tmf)	Nota explicativa
Concentrado	2.278,6	Considera un 19% de mineral de mina subterránea y una pérdida metalúrgica del 13,4% del cobre contenido en el mineral a procesar
Blister / Ánodos / RAF	3.409,3	Considera una pérdida metalúrgica del 3,4% del cobre contenido en el concentrado a procesar
Cátodo Electro Refinado	3.787,5	Considera una pérdida metalúrgica de 1% del cobre contenido en el ánodo a procesar

<sup>6</sup> Los "Coeficientes Unitarios de Consumo por Tonelada de Cobre Fino (KWh/Tmf)" contenido en el material tratado en cada fase minera, fueron determinados por COCHILCO en base a una encuesta a compañías sobre sus consumos de energía (combustibles y electricidad) en el período 1995 – 2006, las que explican el 99% de la producción chilena de cobre.

**Cuadro N° 3.2: Consumos eléctricos unitarios, hasta llegar a productos comerciales de la línea lixiviables, (Hidrometalurgia)**

Producto Comercial	Consumo Unitario (KWh/Tmf)	Nota explicativa
Cátodo Sx Ew	3.092,0	Considera sólo mineral desde rajos y una pérdida metalúrgica del 33% del cobre contenido en el mineral

Fuente: Elaborado en COCHILCO en base a los Coeficientes Unitarios de las operaciones indicadas en el cuadro N° 2, considerando las pérdidas metalúrgicas de cada fase

De las cifras anteriores se desprende que, en promedio para la minería chilena, la producción de una tonelada de cobre por la vía hidrometalúrgica (cátodo SxEw) consume 695 KWh menos de energía eléctrica en comparación con la vía pirometalúrgica (cátodo ER).

En la línea de sulfuros los mayores consumos están en la fase de concentración (molienda, manejo de pulpas y filtración), seguido de la fundición. A su vez, en la línea hidrometalúrgica, el uso de energía eléctrica se focaliza en menos operaciones unitarias (el bombeo de soluciones y la electro-obtención). Dado que es un proceso prácticamente continuo, resulta ser más vulnerable a las fallas en el suministro eléctrico.

Existen, sin embargo, significativas diferencias cualitativas entre las diversas operaciones mineras que inciden en los consumos de energía eléctrica, especialmente entre las del Norte con las operaciones de la zona central<sup>7</sup>, lo que se aprecia en las diferencias en los coeficientes unitarios de consumo calculados para cada uno de los sistemas eléctricos que las abastecen (SIC y SING).

Los valores calculados para las respectivas áreas de generación se muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 4: Coeficientes Unitarios de Consumo Eléctrico por Procesos y Sistemas de Generación Eléctrica (KWH/Ton de Cobre)**

Áreas de Proceso	Coef. unit. SIC	Coef. unit. PAÍS	Coef. unit. SING
1) Mina Rajo	75,6	156,8	180,9
2) Mina Subterránea	459,9	466,3	775,0
3) Concentradora	2.556,3	2.054,9	1.693,2
4) Fundición	941,9	1.049,6	1.206,1
5) Refinería	368,7	342,6	315,0
6) Lix - Sx - Ew	3.279,6	2.802,6	2.746,4
7) Servicios	147,0	129,1	115,8

Fuente: Elaborado en COCHILCO en base a datos de la encuesta a empresas mineras

<sup>7</sup> Por ejemplo en el Norte predominan yacimientos de mayores dimensiones, muchos de ellos de desarrollo reciente y con tecnologías actuales, que se explotan a rajo abierto y con alta participación del procesamiento hidrometalúrgico. En la zona central, la mayoría de los yacimientos mayores se explotan en forma subterránea, son más antiguos y enfrentan menores leyes y mayor dureza del mineral.

Por esta razón se estima necesario proyectar el consumo eléctrico de las operaciones mineras de cobre a nivel de cada uno de los sistemas eléctricos que las abastecen (SIC y SING), basado en coeficientes unitarios específicos<sup>8</sup> para ambos sistemas y no en los coeficientes promedio ponderados nacionales.

A partir de estos datos, también es posible determinar los respectivos consumos unitarios de energía eléctrica por tonelada de cobre contenido en los productos comerciales, para cada una de las áreas de generación eléctrica, del mismo modo que se ha determinado para el global país.

**Cuadro N° 5: Consumos eléctricos unitarios, hasta llegar a productos comerciales de cobre**

Sistema /Producto Comercial	Coficiente Unitario (KWh/Tmf)	Nota explicativa
<b>Línea sulfuros, pirometalurgia:</b>		
SING / Concentrado	1.906,5	Considera sólo extracción de mineral en rajo y una pérdida metalúrgica del 15,2% del cobre contenido en el mineral a procesar
SIC / Concentrado	2.800,4	Considera un 36,7% de mineral de mina subterránea y una pérdida metalúrgica del 11,3% del cobre contenido en el mineral a procesar
SING / Ánodos	3.191,5	Considera una pérdida metalúrgica del 4% del cobre contenido en el concentrado a procesar
SIC / Blister - Ánodos - RAF	3.833,0	Considera una pérdida metalúrgica del 3,1% del cobre contenido en el concentrado a procesar
SING / Cátodo Electro Refinado	3.538,7	Considera una pérdida metalúrgica de 1% del cobre contenido en el ánodo a procesar
SIC / Cátodo Electro Refinado	4.240,4	Considera una pérdida metalúrgica de 1% del cobre contenido en el ánodo a procesar
<b>Línea lixiviables, hidrometalúrgica</b>		
SING / Cátodo Sx Ew	2.982,6	Considera sólo mineral desde rajos y una pérdida metalúrgica del 23,4% del cobre contenido en el mineral
SIC / Cátodo Sx Ew	3.482,1	Considera sólo mineral desde rajos y una pérdida metalúrgica del 62,7% del cobre contenido en el mineral

Fuente: Elaborado en COCHILCO en base a los Coeficientes Unitarios específicos para las operaciones situadas en el área de cada sistema de generación eléctrica y considerando las respectivas pérdidas metalúrgicas de cada fase

## 2.4 Estimación de la demanda de energía eléctrica al año 2012

La evolución de la demanda eléctrica está determinada por el comportamiento de los perfiles de producción de las compañías mineras de cobre durante el período. Los perfiles se basan en la estimación de producción de las operaciones vigentes, más los incrementos de producción resultantes de las inversiones a materializar en el período, tanto en las actuales operaciones, como en los nuevos yacimientos.

<sup>8</sup> Los coeficientes unitarios de consumo eléctrico, específicos para cada sistema, corresponde al promedio ponderado del consumo eléctrico por tonelada de cobre registrado en cada proceso de las operaciones mineras situadas en el área abastecida por el respectivo sistema eléctrico (SIC y SING) y se determinaron del mismo modo que los coeficientes unitarios nacionales y con los antecedentes de las respectivas operaciones regionales.

La energía eléctrica requerida para materializar dichos perfiles de producción se calcula aplicando los coeficientes unitarios determinados para cada una de las fases principales del proceso minero, asumiendo un valor constante durante el período<sup>9</sup>. En la estimación no se incluye las demandas temporales requeridas para las actividades en la construcción de los proyectos mineros.

Para los efectos de una mayor precisión de la estimación de demanda de energía eléctrica para el SIC y para el SING, se aplican los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctrico específicos de cada sistema de generación, reseñados en el punto anterior.

Considerando un consumo país de 16.421,8 GWH en el año 2006, la proyección de la demanda de energía eléctrica que presentará la minería chilena del cobre para el período 2007 – 2012, se estima en lo siguiente:

**Cuadro N° 6: Proyección de demanda de energía eléctrica por la minería chilena del cobre**

<b>Consumo en (GWh)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Operaciones Vigentes	17.243,2	17.509,9	17.594,3	16.333,6	16.221,0	15.868,5
Operaciones Nuevas	343,3	776,5	1.310,8	1.834,0	3.725,2	4.261,8
<b>Total Consumo Minería Cobre</b>	<b>17.586,5</b>	<b>18.286,3</b>	<b>18.905,0</b>	<b>18.167,6</b>	<b>19.946,2</b>	<b>20.130,3</b>
% Variación anual	7,1%	4,0%	3,4%	-3,9%	9,8%	0,9%
% Variación respecto a 2006	7,1%	11,4%	15,1%	10,6%	21,5%	22,6%

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a las proyecciones de producción de cobre y los coeficientes unitarios de consumo eléctrico del SIC y SING

A continuación se muestra el desglose de esa demanda global por cada sistema eléctrico (SING y SIC) y por fase productiva en la minería del cobre.

#### **2.4.1 Proyección de demanda de energía eléctrica para el SING al año 2012**

El consumo anual de energía eléctrica para el año 2006 en las operaciones mineras ubicadas en el área del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) alcanzó a 9.883 GWH.

La proyección de demanda en el período 2007 – 2012, para esta área eléctrica, incluyendo el requerimiento de energía de las operaciones vigentes, más la demanda adicional de los nuevos proyectos, se muestra en el cuadro N° 7:

<sup>9</sup> Ver el procedimiento metodológico 1.2.2

**Cuadro N° 7: Proyección de demanda de energía eléctrica por la minería del cobre en el SING**

<b>Consumo en (GWh)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Operaciones Vigentes	10.858,9	11.091,1	11.350,2	10.123,9	10.162,0	9.948,9
Operaciones Nuevas	0,0	309,8	610,4	725,0	1.437,4	1.652,9
<b>Total SING (Minería Cobre)</b>	<b>10.858,9</b>	<b>11.401,0</b>	<b>11.960,5</b>	<b>10.849,0</b>	<b>11.599,4</b>	<b>11.601,8</b>
% Variación anual	9,9%	5,0%	4,9%	-9,3%	6,9%	0,0%
% Variación respecto a 2006	9,9%	15,4%	21,0%	9,8%	17,4%	17,4%

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SING

A su vez, en los dos cuadros siguientes, estas cifras globales se desglosan por fases productivas. Es así, como la demanda eléctrica esperada se obtiene aplicando el correspondiente coeficiente unitario de consumo eléctrico de cada fase a sus respectivos perfiles de producción específicos de la fase ejecutada en las operaciones consideradas.

**Cuadro N° 7.1: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SING requerida para la producción de concentrados, de ánodos y de cátodos ER de cobre**

<b>CONCEPTO</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>Producción de Concentrados (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	2.062	2.090	2.175	1.971	2.045	1.935
Operaciones Nuevas	0	0	0	0	150	180
<b>Total Concentrados</b>	<b>2.062</b>	<b>2.090</b>	<b>2.175</b>	<b>1.971</b>	<b>2.195</b>	<b>2.115</b>
% Produc. Conc. País	55,1%	54,8%	56,0%	51,7%	50,5%	49,4%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) para la producción de concentrados ( Coef. Un. 1.906,5 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	3.931,2	3.984,6	4.146,6	3.757,7	3.898,8	3.689,1
Operaciones Nuevas	0,0	0,0	0,0	0,0	286,0	343,2
<b>Total SING Concentrados</b>	<b>3.931,2</b>	<b>3.984,6</b>	<b>4.146,6</b>	<b>3.757,7</b>	<b>4.184,8</b>	<b>4.032,2</b>
<b>Producción de Fundición: Ánodos (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	799	852	909	910	910	910
Operaciones Nuevas	0	0	0	0	0	0
<b>Total Ánodos</b>	<b>799</b>	<b>852</b>	<b>909</b>	<b>910</b>	<b>910</b>	<b>910</b>
% Produc. Fundición País	44,9%	45,9%	47,0%	47,3%	47,3%	47,1%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) en Fundiciones (Coef. Un. 1.206,1 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	963,7	1.027,6	1.096,3	1.097,6	1.097,6	1.097,6
Operaciones Nuevas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total SING Ánodos</b>	<b>963,7</b>	<b>1.027,6</b>	<b>1.096,3</b>	<b>1.097,6</b>	<b>1.097,6</b>	<b>1.097,6</b>
<b>Producción de Refinería Electrolítica: Cátodos ER (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	570	650	650	650	650	650
Operaciones Nuevas	0	0	0	0	0	0
<b>Total Cátodos ER</b>	<b>570</b>	<b>650</b>	<b>650</b>	<b>650</b>	<b>650</b>	<b>650</b>
% Produc. Cátodos ER País	46,2%	49,2%	48,7%	48,7%	48,8%	48,8%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) en Refinería (Coef. Un. 315,0 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	179,6	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8
Operaciones Nuevas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total SING Cátodos ER</b>	<b>179,6</b>	<b>204,8</b>	<b>204,8</b>	<b>204,8</b>	<b>204,8</b>	<b>204,8</b>

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SING

En el cuadro N° 7.1 se muestra el desglose del consumo eléctrico en cada una de las fases autónomas del procesamiento de sulfuros de cobre por la vía pirometalúrgica (Concentrados / Fundición / Refinería).

Por su parte, en el cuadro N° 7.2 se muestra la demanda de los procesos hidrometalúrgicos, incluyendo la etapa inicial de extracción minera de los recursos lixiviables hasta la obtención de cátodos SxEw.

**Cuadro N° 7.2: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SING requerida para la producción de cátodos SxEw de cobre**

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Producción de Cátodos SxEw (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	1.791	1.819	1.825	1.562	1.526	1.529
Operaciones Nuevas	0	100	197	234	366	416
<b>Total Cátodos SxEw</b>	<b>1.791</b>	<b>1.919</b>	<b>2.022</b>	<b>1.796</b>	<b>1.892</b>	<b>1.945</b>
% Prod. Cátodos SxEw País	91,5%	92,0%	91,4%	90,6%	89,5%	88,3%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) para la producción de Cátodos SxEw (Coef. Un. 2.982,6 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	5.341,8	5.425,3	5.443,2	4.658,8	4.551,4	4.560,4
Operaciones Nuevas	0,0	298,3	587,6	697,9	1.091,6	1.240,8
<b>Total SING (Cátodos SxEw)</b>	<b>5.341,8</b>	<b>5.723,6</b>	<b>6.030,8</b>	<b>5.356,7</b>	<b>5.643,1</b>	<b>5.801,2</b>

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SING

Adicionalmente, debe considerarse el consumo de energía en servicios generales no ligados a la producción.

Para efectos de la estimación de su demanda, se determina un coeficiente unitario global de consumo eléctrico, distribuyendo el consumo total que por este concepto incurren las compañías en la producción total de cobre comerciable. El cuadro 7.3 muestra el consumo esperado en servicios no directamente productivos.

**Cuadro N° 7.3: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SING por concepto de servicios**

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Producción de Cobre Comercial (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	3.823	3.876	3.965	3.498	3.536	3.429
Operaciones Nuevas	0	100	197	234	516	596
<b>Total Cobre Comercial SING</b>	<b>3.823</b>	<b>3.976</b>	<b>4.162</b>	<b>3.732</b>	<b>4.052</b>	<b>4.025</b>
% Produc. Cobre País	67,8%	68,2%	69,1%	65,2%	63,4%	62,8%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) en Servicios (Coef. Un. 115,8 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	442,6	448,9	459,2	405,1	409,5	397,1
Operaciones Nuevas	0,0	11,6	22,8	27,1	59,8	69,0
<b>Total SING (Servicios.)</b>	<b>442,6</b>	<b>460,4</b>	<b>482,0</b>	<b>432,2</b>	<b>469,3</b>	<b>466,1</b>

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SING

## 2.4.2 Proyección de demanda de energía eléctrica para el SIC al año 2012

Del mismo modo a continuación se muestra la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh) para el área del Sistema Interconectado Central (SIC).

El consumo anual de energía eléctrica para el año 2006 en las operaciones mineras ubicadas en el área del SIC alcanzó a 6.540 GWH. La proyección de demanda en el período 2007 – 2012, para esta área eléctrica, se muestra en el cuadro N° 8:

**Cuadro N° 8: Proyección de la demanda de energía eléctrica por la minería del cobre en el SIC**

Consumo en (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Operaciones Videntes	6.384,3	6.418,7	6.244,1	6.209,6	6.059,0	5.919,6
Operaciones Nuevas	343,3	466,6	700,4	1.109,0	2.287,8	2.608,9
<b>Total SIC (En Minería Cobre)</b>	<b>6.727,6</b>	<b>6.885,3</b>	<b>6.944,5</b>	<b>7.318,6</b>	<b>8.346,8</b>	<b>8.528,5</b>
% Variación anual	2,9%	2,3%	0,9%	5,4%	14,0%	2,2%
% Variación respecto a 2006	2,9%	5,3%	6,2%	11,9%	27,6%	30,4%

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SIC

El cuadro N° 8.1 desglosa el consumo eléctrico en el SIC a demandar por el procesamiento de sulfuros por la vía pirometalúrgica (Concentrados / Fundición / Refinería).

A su vez, en el cuadro N° 8.2 se muestra la demanda en el SIC de los procesos hidrometalúrgicos como un proceso continuo desde la extracción minera hasta la obtención de Cátodos SxEw.

Finalmente, el cuadro 8.3 muestra el consumo esperado por servicios en las operaciones del área del SIC.



**Cuadro N° 8.1: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SIC requerida para la producción de concentrados, de fundición (blister, ánodos y RAF) y de cátodos ER de cobre**

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Producción de Concentrados (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	1.569	1.580	1.514	1.534	1.509	1.453
Operaciones Nuevas	114	146	197	311	642	714
<b>Total Concentrados</b>	<b>1.683</b>	<b>1.726</b>	<b>1.711</b>	<b>1.845</b>	<b>2.151</b>	<b>2.167</b>
% Produc. Conc. País	44,9%	45,2%	44,0%	48,3%	49,5%	50,6%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) para la producción de concentrados (Coef. Un. 2.800,4 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	4.393,8	4.424,6	4.239,8	4.295,8	4.225,8	4.069,0
Operaciones Nuevas	319,2	408,9	551,7	870,9	1.797,9	1.999,5
<b>Total SIC Concentrados</b>	<b>4.713,1</b>	<b>4.833,5</b>	<b>4.791,5</b>	<b>5.166,7</b>	<b>6.023,7</b>	<b>6.068,5</b>
<b>Producción de Fundición: Blister, Ánodos y RAF (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	982	1.005	1.025	1.014	1.014	1.022
Operaciones Nuevas	0	0	0	0	0	0
<b>Total Blis + Án + RAF</b>	<b>982</b>	<b>1.005</b>	<b>1.025</b>	<b>1.014</b>	<b>1.014</b>	<b>1.022</b>
% Produc. Fundic. País	55,1%	54,1%	53,0%	52,7%	52,7%	52,9%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) en Fundiciones (Coef. Un. 941,9 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	924,9	946,6	965,4	955,1	955,1	962,6
Operaciones Nuevas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total SIC Blis + Án + RAF</b>	<b>924,9</b>	<b>946,6</b>	<b>965,4</b>	<b>955,1</b>	<b>955,1</b>	<b>962,6</b>
<b>Producción de Refinerías Electrolíticas: Cátodos ER (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	665	671	684	685	683	683
Operaciones Nuevas	0	0	0	0	0	0
<b>Total Cátodos ER</b>	<b>665</b>	<b>671</b>	<b>684</b>	<b>685</b>	<b>683</b>	<b>683</b>
% Produc. Cátodos ER País	53,8%	50,8%	51,3%	51,3%	51,2%	51,2%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) en Refinería (Coef. Un. 369,8 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	245,2	247,4	252,2	252,6	251,8	251,8
Operaciones Nuevas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total SIC Cátodos ER</b>	<b>245,2</b>	<b>247,4</b>	<b>252,2</b>	<b>252,6</b>	<b>251,8</b>	<b>251,8</b>

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SIC

**Cuadro N° 8.2: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SIC requerida para la producción de cátodos SxEw de cobre**

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Producción de Cátodos SxEw (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	164	158	157	134	113	118
Operaciones Nuevas	2	10	33	53	109	139
<b>Total Cátodos SxEw</b>	<b>166</b>	<b>168</b>	<b>190</b>	<b>187</b>	<b>222</b>	<b>257</b>
% Prod. Cátodos SxEw País	8,5%	8,0%	8,6%	9,4%	10,5%	11,7%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) para la producción de Cátodos SxEw (Coef. Un. 3.482,1 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	571,1	550,2	546,7	466,6	393,5	410,9
Operaciones Nuevas	7,0	34,8	114,9	184,6	379,5	484,0
<b>Total SIC Cátodos SxEw</b>	<b>578,0</b>	<b>585,0</b>	<b>661,6</b>	<b>651,2</b>	<b>773,0</b>	<b>894,9</b>

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SIC

**Cuadro N° 8.3: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SIC  
por concepto de servicios**

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Producción de Cobre Comercial (Kton Cu fino)</b>						
Operaciones Vigentes	1.696	1.700	1.632	1.630	1.584	1.532
Operaciones Nuevas	116	156	230	364	751	853
<b>Total Cobre Comercial SIC</b>	<b>1.812</b>	<b>1.856</b>	<b>1.862</b>	<b>1.994</b>	<b>2.335</b>	<b>2.385</b>
% Produc. Cobre País	32,2%	31,8%	30,9%	34,8%	36,6%	37,2%
<b>Consumo esperado de energía eléctrica (GWh) en Servicios (Coef. Un. 147,0 KWh/Tmf)</b>						
Operaciones Vigentes	249,3	249,9	240,0	239,6	232,8	225,3
Operaciones Nuevas	17,1	22,9	33,8	53,5	110,4	125,4
<b>Total SIC (Servicios.)</b>	<b>266,4</b>	<b>272,9</b>	<b>273,8</b>	<b>293,1</b>	<b>343,2</b>	<b>350,7</b>

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los perfiles de producción de cobre y los correspondientes coeficientes unitarios de consumo eléctricos aplicables al área del SIC

### **III. LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA MINERÍA DEL COBRE**

#### **3.1 Los efectos del gas natural en la matriz energética**

La incorporación del gas natural a la matriz energética de Chile, a mediados de los '90, generó un cambio estructural en el parque de generación eléctrica y, por su menor costo, desplazó en la generación a las centrales térmicas a carbón y diesel. Además, se le otorgó la primera prioridad en la planificación de la entrada de nuevas centrales a mediano plazo, postergando incluso a las centrales hidroeléctricas.

Especialmente notable fue lo sucedido en el SING en la década de los '90, época donde se registró una gran inversión en la capacidad de generación a partir de GN argentino por parte de varias empresas eléctricas. Debido al interés por ganar la creciente demanda de las compañías mineras, se ofreció precios significativamente menores a los prevalecientes en esa época, teniendo en perspectiva un horizonte de largo plazo basado en este combustible de bajo costo. Como resultado, las compañías mineras optaron por contratos de abastecimiento a largo plazo como clientes libres<sup>10</sup>, logrando rebajar sus costos, beneficiando por extensión a los clientes regulados del ámbito regional.

Sin embargo, es necesario señalar que la puesta en marcha y operación de la generación a GN tuvo tropiezos de índole técnico que requirió de importantes ajustes para garantizar la seguridad del sistema (Por ejemplo, limitación a la capacidad de despacho de las centrales a GN y nuevas normativas a cumplir por las generadoras y por los clientes).

Al año 2004 la generación a GN explicaba el 58,7% de la capacidad de generación total del SING y el 44,5% de la capacidad neta de despacho en el SING, considerando las limitaciones impuesta por el CDEC-SING.

En cambio, en el área del SIC, situada de Taltal al Sur, la hidroelectricidad es su base de generación. Aunque también se incorporaron plantas de generación a GN, sus aportes tienen una participación menor en la capacidad generadora de este sistema, equivalente al 22% de la capacidad de generación del SIC, en año 2004.

La beneficiosa incorporación del GN a la matriz energética chilena se vio drásticamente afectada por la decisión del Gobierno de la República Argentina de poner restricciones a las exportaciones de gas natural a partir de Abril 2004.<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> Los consumidores que tienen demandas de 2 MW o más, pueden contratar directa y libremente su abastecimiento con una compañía generadora.

<sup>11</sup> La Subsecretaría de Energía de la República Argentina dictó el 23 de marzo de 2004 la Resolución N° 265/2004 para suspender la exportación de gas natural, en la medida que esos volúmenes se puedan destinar al consumo interno. Posteriormente, el día 29 de marzo, dicha Subsecretaría dictó la Disposición N° 27 / 2004, donde aprueba el "Programa de racionalización de exportaciones de gas natural y el uso de la capacidad de transporte". Esta disposición tiene aplicación mientras la inyección de gas natural sea inferior a determinados niveles de demanda.

Ello se ha manifestado en crecientes restricciones al abastecimiento de GN a las centrales de generación, aleatorias en oportunidad y magnitud, llegándose a períodos de nula recepción de gas para alimentar las generadoras eléctricas, siendo el SING el sistema más afectado, debido a la alta participación del GN en la matriz energética de este sistema. Además, el GN argentino ha incrementado significativamente su precio, entre otras razones por los nuevos impuestos que se le aplican a la exportación. Con todo ello, la actividad minera del Norte Grande ha visto amenazada la seguridad en su abastecimiento eléctrico.

### 3.2 Evolución de la generación eléctrica según energía primaria fuente

A fin de apreciar el efecto de la menor disponibilidad de GN para la generación eléctrica y la relevancia alcanzada por el carbón y el diesel como fuente de energía primaria, en el Cuadro N° 9 se muestra las estadísticas de generación bruta de electricidad en el SING y en el SIC, según antecedentes de la CNE, ordenados por mayor a menor participación en el año 2007.

**Cuadro N° 9: Distribución de la electricidad generada en el SING y SIC por energía primaria (GWh generados y % de participación)**

Energía Primaria	2004		2005		2006		A Julio 2007	
CARBON	3.505	28,4%	1.698	13,4%	3.899	29,5%	2.937	37,0%
GAS	7.588	61,5%	8.032	63,5%	6.404	48,4%	2.490	31,4%
CARBON-PETCOKE	1.094	8,9%	2.852	22,5%	2.710	20,5%	1.569	19,8%
DIESEL	24	0,2%	7	0,1%	92	0,7%	809	10,2%
FUEL	24	0,2%	0	0,0%	19	0,1%	52	0,7%
PASADA	66	0,5%	60	0,5%	70	0,5%	41	0,5%
DIESEL + FUEL	28	0,2%	8	0,1%	43	0,3%	30	0,4%
EMBALSE	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
DESECHOS	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
<b>Total SING</b>	<b>12.330</b>	<b>100,0%</b>	<b>12.657</b>	<b>100,0%</b>	<b>13.236</b>	<b>100,0%</b>	<b>7.929</b>	<b>100,0%</b>
EMBALSE	12.407	34,2%	16.051	42,3%	18.027	44,8%	8.485	35,3%
PASADA	8.415	23,2%	9.325	24,6%	9.970	24,8%	4.701	19,5%
DIESEL	36	0,1%	1.122	3,0%	351	0,9%	4.134	17,2%
GAS	9.920	27,4%	6.619	17,5%	5.827	14,5%	2.356	9,8%
CARBON	1.807	5,0%	1.680	4,4%	2.529	6,3%	2.169	9,0%
CARBON-PETCOKE	2.997	8,3%	2.586	6,8%	2.958	7,3%	1.737	7,2%
DESECHOS	646	1,8%	474	1,3%	570	1,4%	407	1,7%
FUEL	0	0,0%	57	0,1%	32	0,1%	83	0,3%
DIESEL + FUEL	29	0,1%	1	0,0%	1	0,0%	0	0,0%
<b>Total SIC</b>	<b>36.259</b>	<b>100,0%</b>	<b>37.915</b>	<b>100,0%</b>	<b>40.266</b>	<b>100,0%</b>	<b>24.071</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl) Estadísticas / Electricidad / Producción y consumo

Del cuadro se desprenden los drásticos cambios ocurridos a partir del 2004 en la energía primaria utilizada para generación eléctrica. En el SING El GN baja su participación del 61,5% a sólo el 31,4% en el curso del año 2007. En cambio las diversas formas de Carbón, ganan participación, desde el 37,3% al 56,8% en el

período, constituyendo la base principal de generación. A su vez el Diesel y otros combustibles líquidos, adquieren singular importancia en el curso del 2007, alcanzando a Julio una participación del 11,3%.

Los cambios en el SIC se han manifestado principalmente en la declinación de la participación del GN desde el 27,4% al 9,8 en el período 2004- Julio 2007, en el notable incremento del uso del Diesel y otros combustibles líquidos desde el 0,2% hasta el 17,5%. El empleo del carbón también tiene un incremento en la participación de un 3%.en dicho período.

### 3.3 Interdependencia generación eléctrica y minería del cobre

Las compañías mineras, por su condición de clientes libres, constituyen un mercado especialmente atractivo y competitivo, generándose una estrecha relación de interdependencia, particularmente en el SING, donde la minería del cobre excede el 83% de participación en las ventas de electricidad, como se aprecia en el cuadro N° 10.

**Cuadro N° 10: Relación del consumo en la minería del cobre y los Sistemas de generación**

Sistema	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>SING</b>							
Consumo Minería Cu (GWh)	6.317	7.589	7.933	8.822	9.431	9.604	9.883
Ventas SING (GWh)	8.398	8.991	9.482	10.480	11.240	11.560	12.029
<b>Participación Min Cu (%)</b>	<b>75,2%</b>	<b>84,4%</b>	<b>83,7%</b>	<b>84,2%</b>	<b>83,9%</b>	<b>83,1%</b>	<b>82,2%</b>
<b>SIC</b>							
Consumo Minería Cu (GWh)	4.030	4.703	5.381	5.692	6.240	6.311	6.540
Ventas SIC (GWh)	27.654	29.144	30.335	32.076	34.602	35.929	38.231
<b>Participación Min Cu (%)</b>	<b>14,6%</b>	<b>16,1%</b>	<b>17,7%</b>	<b>17,7%</b>	<b>18,0%</b>	<b>17,6%</b>	<b>17,1%</b>

Fuente: COCHILCO (Consumo minería Cu) y CNE (Energía vendida en cada sistema)

En primer término, la mayor parte la energía que ha estado consumiendo la minería en el Norte ha sido generada en las centrales de ciclo combinado a gas natural y, en consecuencia, se ha beneficiado con la significativa disminución del costo en la energía eléctrica, lo que contribuyó al desarrollo de numerosos proyectos mineros.

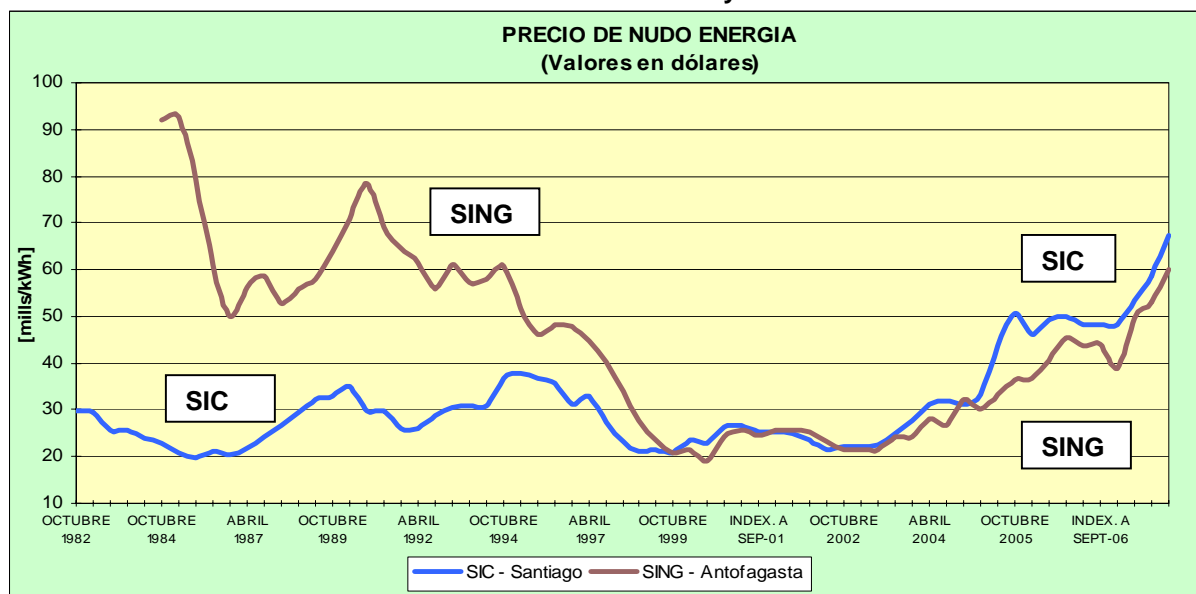
Ante la contingencia de una restricción de suministro de gas natural argentino, las compañías generadoras han debido dar cumplimiento a los contratos suscritos con sus clientes no regulados, a fin de que la actividad minera no sufriera mayores contratiempos. Sin embargo, ello implica para las compañías generadoras hacer funcionar sus propias unidades de generación a petróleo (fuel oil y/o diesel) y/o carbón, o acondicionar las centrales de ciclo combinado para usar diesel en vez de gas.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Según información del CDEC-SING, la ocasional generación con diesel hasta el 2006 pasó a ser permanente en el SING en el 2007 con una creciente participación en la matriz energética desde un nivel del 10% observado el primer trimestre hasta superar el 30% en el tercer trimestre 2007. (Presentación CDEC-SING en el Foro SING 2007 "Operación del SING en condiciones de restricción de combustibles").

Eventualmente, aquellas que no puedan hacerlo, para cumplir con sus contratos deben comprar energía a otras generadoras al costo marginal vigente al momento que la generadora recibe la energía de su sistema interconectado. Lo anterior ha significado un mayor costo de operación.

Si bien las compañías mineras son clientes libres y sus tarifas se fijan contractualmente, los precios de nudo son un reflejo del costo real de la energía, donde incide fuertemente el costo del mix de energía primaria a utilizar en la generación eléctrica.

**Gráfico N° 5: Precios de Nudo en el SIC y el SING a Julio 2007**



Fuente: [www.cne.cl](http://www.cne.cl) Estadísticas / Electricidad / Precios

El gráfico N° 5 muestra la evolución de los precios de nudo de la energía en los dos sistemas principales. Aunque el precio nudo se aplica a los clientes regulados, está relacionado con los precios promedios de los clientes libres, lo que permite visualizar el incremento de costos de generación<sup>13</sup> como consecuencia del reemplazo del GN por otros combustibles más caros.

El prolongado escenario actual de mayores costos afecta a la economía de las empresas eléctricas y, a mediano plazo, a la seguridad del abastecimiento eléctrico del sistema al que ellas atienden. El eventual incumplimiento en el suministro eléctrico por parte de una o más generadoras del SING en calidad, cantidad y/u oportunidad afectará directamente a la minería, concentrándose los efectos en las faenas más intensivas en consumo de energía eléctrica. Esta situación ha llevado a la necesidad de revisar los acuerdos contractuales entre las compañías generadoras y sus clientes mineras.

<sup>13</sup> La fijación de la CNE para abril del 2004 determinó precios de nudo de 29,66 y 31,35 Mills/KWh en el SING (Crucero) y SIC (Alto Jahuel) respectivamente, creciendo luego en la fijación de Julio 2007 a 60,05 y 67,27 Mills/KWh respectivamente. (1 Mills/KWh equivale a 1 US\$/MWh).

### 3.4 Análisis del mayor costo de la energía eléctrica

Considerando el encarecimiento de la energía eléctrica que se registra en Chile, se analiza el efecto que genera cada 10 mills/KWh de alza el valor de la electricidad sobre el costo para la minería del cobre, tanto en el costo incremental en cada fase del procesamiento de una tonelada de cobre, como el efecto que dicho costo incremental tiene sobre el costo de producir concentrados y cátodos, que son las formas comerciales más comunes<sup>14</sup>.

Para apreciar el impacto que el incremento del costo de energía tendría sobre los costos directos de las operaciones mineras es muy útil la información referencial que entregan los coeficientes unitarios de consumo de energía eléctrica por tonelada de cobre contenido en los materiales procesados. En el cuadro N° 11, se estima el efecto que tendría un incremento de 10 US\$/MWh,<sup>15</sup> tanto para la producción en el SING como en el SIC.

**Cuadro N° 11: Mayor costo directo de producción de cobre en las áreas del SING y SIC por cada incremento de 10 US\$/MWh en la energía eléctrica**

Proceso	Coef. Unitario (KWh / Tmf)	Mayor Costo en US\$/Tmf	Mayor Costo en CentUS\$/lb	Producción 2007 (Tmf)	Mayor Costo Total (Mill US\$)
Concentrado	1.906,5	19,07	0,86	2.062	39,3
Fundición	1.206,1	12,06	0,55	799	9,6
Refinación	315,0	3,15	0,14	570	1,8
Lix./SxEw	2.746,4	27,46	1,25	1.791	49,2
Servicios	115,8	1,16	0,05	3.828	4,4
<b>Mayor costo en la producción de cobre 2007 en el SING (Millones de US\$)</b>					<b>104,3</b>
Concentrado	2.800,4	28,00	1,27	1.683	47,1
Fundición	941,9	9,42	0,43	982	9,2
Refinación	368,7	3,69	0,17	665	2,5
Lix./SxEw	3.279,6	32,80	1,49	166	5,4
Servicios	147,0	1,47	0,07	1.812	2,7
<b>Mayor costo en la producción de cobre 2007 en el SIC (Millones de US\$)</b>					<b>66,9</b>

Fuente: Elaborado en base a los datos indicados en los Cuadros 7.1 al 7.3 (SING) y Cuadros 8.1 al 8.3 (SIC) del presente informe

Cabe agregar, como antecedente adicional, que el efecto combinado de un mayor costo de la electricidad (10 US\$/MWh) sobre los procesos hasta llegar a cátodo, se muestran en el cuadro N° 12.

<sup>14</sup> Costo Incremental  $i$  (US\$/Tmf Cu) =  $\Delta$  Alza (mills/KWh) \* Coef. Unit.  $i$  (KWh/Tmf Cu) / 1000

Costo Incremental  $i$  (ctvosUS\$/lb Cu) = Costo Incremental  $i$  (US\$/Tmf Cu) / 22,05

donde  $i$  = en cada proceso

$\Delta$  Alza = Aumento de 10 (mills/KWh) en el costo de la electricidad

<sup>15</sup> Equivalente a 1 ctvoUS\$/KWh

**Cuadro N° 12: Mayor costo directo de producción de Cátodos por cada incremento de 10 US\$/MWh en la energía eléctrica**

Producto	Sistema Interconectado	Coef. Unitario (KWh/Tmf)	Mayor Costo en US\$/Tmf	Mayor Costo en CentUS\$/lb
CÁTODOS ER	SING	3.538,7	35,39	1,61
	SIC	4.240,4	42,40	1,92
CÁTODOS SxEw	SING	2.982,6	29,83	1,35
	SIC	3.482,1	34,82	1,58

Fuente: Elaborado en COCHILCO, en base a los datos indicados en el Cuadro N° 5 del presente informe

Lo anterior es especialmente válido para el corto plazo, donde no se esperan cambios significativos en los procesos productivos, derivados del mayor costo eléctrico. Sin embargo para el mediano y largo plazo se podrían introducir cambios significativos en los procesos que podrían afectar la magnitud de los coeficientes unitarios, procurando una mayor eficiencia energética, procurando un con ello un efecto positivo sobre el costo de producción.



#### **IV. PERSPECTIVAS PARA LOS PRÓXIMOS AÑOS**

Establecida en el capítulo II la estimación de la demanda de energía eléctrica, que representará la minería del cobre hacia el año 2012 y las incertidumbres para la seguridad de abastecimiento eléctrico reseñadas en el capítulo III, el presente capítulo procura mostrar una visión de las alternativas que los principales actores están planteando para superar esta situación en el corto y mediano plazo.

Dicha situación se resume, para el corto plazo, en la severa escasez de GN para la generación eléctrica, lo que obliga a implementar medidas inmediatas mientras se desarrollan nuevas inversiones imprescindibles, a fin de minimizar el riesgo de insuficiencia e inestabilidad de los sistemas, particularmente en el SING donde la demanda de la minería es el factor más relevante.

En la perspectiva del mediano y largo plazo se están diseñando estrategias que involucran convergentemente a las compañías eléctricas, a los grandes clientes incluyendo compañías mineras y a empresas del Estado, dentro del marco e incentivos que brinda la política energética nacional, que en términos generales procura lograr:

- a) Diversificación de la matriz energética, incorporando dentro de las energías primarias al gas natural licuado (GNL) e incentivando las energías renovables no convencionales (ERNC), tales como la biomasa, la geotermia y las fuentes eólicas.
- b) Diversificación de las fuentes de abastecimiento, impulsando las fuentes nacionales (hidroelectricidad, ERNC) y ampliando las fuentes de combustibles importados, respaldados por acuerdos comerciales estables y legalmente robustos. En este aspecto, la introducción de GNL implica no depender del único abastecimiento actual de GN y el mayor empleo de carbón se basa en su comportamiento en el comercio internacional tipo commodity.
- c) Asegurar la oferta mediante un marco legal propicio para desarrollar las inversiones en capacidades de generación y transmisión de energía eléctrica. A este propósito han contribuido las disposiciones legales conocidas como "Ley Corta I" (orientada a las inversiones en transmisión) y "Ley Corta II" (orientada al desarrollo de inversiones en generación).
- d) Generar un ambiente de competencia donde ello sea posible - con reglas claras para incentivar la inversión donde los precios reflejen los costos - y establecer regulaciones cuando existan fallas de mercado.
- e) Avanzar en la eficiencia energética y conservación de la energía, en el sentido de reducir el consumo neto de energía para un determinado nivel de actividad. En este aspecto se inscribe el "Programa País Eficiencia Energética" (PPEE), que incluye instrumentos de fomento, de certificación y reglamentación, además de actividades educacionales, de capacitación y de difusión.

## 4.1 Opciones en curso para el corto plazo

Para enfrentar la situación de corto plazo se están materializando acciones de acuerdo a las características de cada sistema. Con ellas, se enfrentará el período más crítico hasta el 2011, considerando que posteriormente entrarían en operación otras soluciones cuya ejecución ahora no es posible adelantar.

### 4.1.1 Empleo de Diesel

Las centrales de ciclo combinado a GN están diseñadas para operar en su ciclo de gas usando como combustible el diesel, pero por períodos cortos y como respaldo ante eventos en que circunstancialmente no se pueda operar con el gas natural habitual. Dado que las interrupciones coyunturales de abastecimiento de GN se han transformado en estructurales, dichas centrales han debido ser reacondicionadas para operar continuamente con diesel por períodos prolongados, aunque con ello bajan su capacidad real de generación.

Este cambio de combustible crea dificultades logísticas y ambientales, genera problemas financieros a las generadoras por el alto costo del diesel y/o del costo marginal a que deben comprar la energía a su respectivo sistema.<sup>16</sup>

Cabe destacar que las compañías mineras han colaborado operacional y financieramente para las certificaciones necesarias que aseguran el normal funcionamiento del sistema, aún en el evento que no se disponga de GN.

Un elemento crucial ha sido la carencia de infraestructura logística apropiada para el manejo de los grandes volúmenes de diesel que se requiere para este escenario de generación continuada con diesel en las CC. Durante el 2007 se ha implementado un oleoducto para abastecer directamente a los CC ubicados al interior de la V Región desde el puerto de Quintero. A su vez, el transporte de diesel en camiones desde Antofagasta a Mejillones está en vías de ser reemplazado por un suministro marítimo más estancos de almacenamiento en dicha localidad.

Otro empleo del diesel es en turbinas (TG Diesel), preferentemente como centrales de respaldo ante emergencias (sequías, fallas mayores, aumentos súbitos de demanda, etc.). Si bien estas centrales son de alto costo unitario - por su menor capacidad (entre 20 y 150 MW) y el mayor valor del combustible - demuestran flexibilidad para una rápida instalación y eventual reubicación una vez pasada la emergencia.

Al respecto la CNE y CONAMA se encuentran licitando los estudios ambientales de línea base a fin de agilizar los procedimientos de evaluación que deberán hacer los privados que deseen instalar nuevas capacidades en esta modalidad de generación.

---

<sup>16</sup> Cabe señalar que en el SING, entre Junio y Septiembre del 2007, el costo marginal ha sido establecido más frecuentemente por la generación de los ciclos combinados con diesel, con un valor entre los 125 y 140 Mills/KWh. (Fuente: Presentación EDELNOR – ELECTROANDINA, Foro SING 2007)

En este contexto, algunas compañías mineras contemplan instalar turbinas y generadores diesel para respaldo de sus operaciones. Por ejemplo, CODELCO Norte se propone instalar Turbinas Aeroderivativas, con una capacidad de 60 MW en sitio, con una inversión de 50 mill US\$ y que debieran estar operativas el 2009, a fin de asegurar la disponibilidad de energía en el período estimado como el más crítico (2009 al 2011). Por su parte, BHP Billiton ha optado por respaldar sus operaciones en Cerro Colorado, con la próxima instalación de unidades de generación eléctrica (10 grupos electrógenos diesel de 1,2 MW c/u), con una inversión estimada en 7,7 millones de dólares.

#### 4.1.2 Proyectos de Gas Natural Licuado GNL<sup>17</sup>

La introducción del gas natural licuado (GNL) es una opción estratégica país para seguir generando electricidad vía GN, tanto para aprovechar la capacidad de generación instalada, como para mantener los beneficios ambientales de este combustible frente a los otros combustibles alternativos. Esta opción está sustentada en dos proyectos, uno en Quintero (área del SIC) y otro en Mejillones (área del SING).

##### 4.1.2.1 Proyecto en Quintero (Región de Valparaíso, Área del SIC)

Este proyecto de GNL, emplazado en Quintero, es impulsado por ENAP, en conjunto con Endesa Chile, Metrogas y BG Group. Consiste en construir la infraestructura básica para permitir la importación de GNL desde mercados de ultramar y distribuirlo en Chile como gas natural en estado gaseoso.



Para ello, se contempla la instalación de un terminal marítimo para recibir el GNL que transportan buques-tanque, y una planta para regasificarlo, almacenarlo y distribuirlo a través de gasoductos ubicados en la zona central. Se estima una demanda inicial de unos 6 a 8 millones de m<sup>3</sup>/día de GN.

El Proyecto de GNL tendrá un costo de US\$ 940 millones y una vez puesto en funcionamiento en el año 2009, proveerá de gas natural al país a precios competitivos y en forma permanente, tanto para alimentar centrales eléctricas de ciclo combinado como su distribución a través de Metrogas, Energas y GasValpo a usuarios industriales,

---

<sup>17</sup> El gas natural licuado (GNL) es la forma líquida del gas natural que se extrae del subsuelo y que se ocupa como energético en diversos campos de la vida moderna, desde mover una turbina para generar electricidad, hasta combustible para calefaccionar una vivienda y para cocinar.

Es gas natural extraído desde yacimientos en la tierra o en el mar, se enfría hasta alcanzar un estado líquido; esta conversión a gas natural líquido reduce su volumen en 600 veces, lo que facilita su transporte en buques tanque y permite su almacenamiento antes de ser regasificado y entregado a los mercados. Con un peso cercano al 45% del peso del agua, el GNL es inodoro, incoloro, no corrosivo y tampoco tóxico. Es también seguro, ya que en las últimas décadas no ha registrado accidentes fatales en la comunidad cercana a sus instalaciones.

comerciales y residenciales,. Estas compañías serán los principales consumidores del gas junto con la propia refinería Aconcagua de ENAP, que requiere de este producto en sus operaciones.

#### **4.1.2.2 Proyecto en Mejillones (Región de Antofagasta, Área del SING)**

Un segundo proyecto, en la modalidad off-shore (barco actúa como planta regasificadora), se está desarrollando para la Región de Antofagasta, impulsado por CODELCO y Suez Energy International, para lo cual formaron la empresa GNL Mejillones S.A. (50% c/u).

El proyecto de GNL Mejillones, que entrará en funcionamiento a finales de 2009, implica una inversión cercana a los 500 mill US\$. Está diseñado para entregar 5,5 MM m<sup>3</sup> de gas natural por día, lo que permitiría despachar hasta 1.100 MW eléctricos en forma continua. La demanda inicial corresponde a unos 450 MW para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Esto significaría terminar con el riesgo de desabastecimiento energético en esa zona del país y disminuir los costos actuales de generación eléctrica.

Una parte fundamental para la sustentabilidad de esta operación es la seguridad del abastecimiento externo de GNL, mediante un contrato de compra (HOA) de este combustible con la empresa Suez LNG Trading, por un volumen equivalente a 450 MW/año, vigente para los primeros 3 años. La otra parte vital es el acuerdo comercial para la venta del gas a cuatro grandes clientes, todos ligados a la gran minería del cobre: Codelco, Escondida, Collahuasi y El Abra, quienes fundamentalmente lo traspasarían a las compañías generadoras para asegurar su abastecimiento eléctrico.

La importancia para el SING radica en la continuidad operacional a largo plazo de las centrales a GN, que poseen una gran capacidad instalada y, así, superar a la brevedad la dependencia del diesel. Adicionalmente, atendería las demandas industriales en la II Región y permitiría abastecer a la central a GN de Taltal perteneciente al SIC.

## **4.2 Proyectos a mediano plazo**

Corresponde a iniciativas en estudio cuya materialización se espera ocurra hacia el año 2012 en adelante.

### **4.2.1 Nuevas centrales a carbón**

La ampliación de la capacidad de generación eléctrica en base a carbón, es otra alternativa de diversificar la matriz energética nacional y de las fuentes de abastecimiento.

Aunque había sido desplazado en el mercado chileno por el GN, por motivos económicos y medioambientales, el carbón se ha tornado nuevamente competitivo a consecuencia de los sustantivos cambios en el mercado internacional de los

energéticos<sup>18</sup> y los avances tecnológicos en la combustión del carbón, que permiten disminuir los impactos de las emisiones de las plantas carboneras<sup>19</sup>.

Se estima que los costos de generación a carbón en torno a los 60-65 US\$/MWh es la referencia para la competitividad de los restantes combustibles y, en las circunstancias actuales, aparece como la alternativa más atractiva para la inversión en nuevas centrales de gran tamaño.

En esta línea están actuando algunas compañías mineras, procurando acordar con generadoras la construcción de nuevas plantas a carbón, a fin de asegurar el abastecimiento eléctrico para sus futuras demandas a un costo razonable y más estable en el largo plazo.

ELECTROANDINA tiene previsto la construcción de una nueva planta de generación a carbón de 150 MW y 300 mill US\$ de inversión (Central Andina en Mejillones), con el objeto de atender mayores requerimientos de CODELCO (80 MW para CNorte y 70 MW para Gabriela Mistral ex Gaby) a partir del año 2009.

Por su parte, BHP Billiton ha definido el proyecto de "Central Kelar", que contempla desarrollar una planta con dos unidades termoeléctricas a carbón de 250 MW brutos c/u, a emplazarse en el área portuaria de Mejillones. Su objeto es satisfacer los incrementos de energía requerida por sus operaciones del 2010 en adelante. Sin embargo, esta compañía espera asignar el proyecto por licitación internacional a una generadora, asegurándole una demanda del orden de 340 MW y permitiéndole poner el remanente en el SING. La compañía que gane la licitación podrá desarrollar un proyecto alternativo siempre que la central sea capaz de operar con un amplio rango de tipos de carbón y pet-coke.

En el área del SIC existen dos proyectos de plantas a carbón, Nueva Ventana de AES Gener (242 MW) y Guacolda III (Tercera unidad 135 MW y estudia la posibilidad de una cuarta unidad), que podrían entrar en operación hacia el 2010. También se programa la ampliación de Bocamina que inyectará 342 MW.

Cabe señalar que a fines del 2007 CODELCO licitará un contrato de suministro eléctrico de largo plazo que incluirá la demanda de sus cuatro Divisiones conectadas al SIC. Si bien, esta es una opción para obtener un suministro a precios competitivos de largo plazo, también es una oportunidad para mejorar la competitividad del mercado

---

<sup>18</sup> El carbón tiene una gran diversidad de fuentes de abastecimiento seguras y competitivas, basadas en amplias reservas, lo que otorga mayor estabilidad en su precio internacional en comparación al petróleo y al GNL.

<sup>19</sup> Tecnología de Lecho Fluidizado Circulante (LFC), que mejora el rendimiento de las calderas en comparación con la tecnología de Carbón Pulverizado (CP) porque emplea mejores filtros para recuperar el material particulado y trabaja a menor temperatura, con lo que minimiza la emisión de metales pesados y de gases sulfurosos y nitrosos.

energético nacional mediante la incorporación de nueva capacidad de generación al SIC y nuevos actores al sistema.

Con este objeto CODELCO ha desarrollado por su cuenta un proyecto de generación eléctrica (Central Farellones, ubicada en La Higuera, Región de Coquimbo) que contempla una planta basada en dos turbinas de 400 MW c/u, diseñadas para consumir combustibles sólidos con tecnología de carbón pulverizado y control de las emisiones vía desulfurización de gases y captura de material particulado. El proyecto tiene una inversión estimada en 1.200 mill de US\$. Su puesta en marcha debiera ser en el primer semestre del 2012 y podría ser realizado por quien gane la licitación o por CODELCO si la licitación no ofrece condiciones más ventajosas que la opción propia.

Cabe destacar que el modelo aplicado por BHP Billiton (Central Kelar) y por CODELCO (Central Farellones) corresponde a una estrategia donde las compañías mineras asumen el desarrollo conceptual del proyecto y la tramitación de los permisos correspondientes para su construcción. Luego, lo ponen a disposición de una compañía generadora para el desarrollo del proyecto y operación, bajo un contrato de largo plazo que comprometería una parte significativa de la capacidad de la central. El mérito de este diseño, es permitir el ingreso de nuevos actores al campo de la oferta de generación eléctrica, allanándole las barreras de entrada que significan los diversos procesos iniciales de un proyecto de esta naturaleza, beneficio que puede ser captado por las compañías mineras a través mejores condiciones contractuales.

#### **4.2.2 Hidroelectricidad**

Esta es la fuente principal de energía primaria en Chile, aunque no tiene significación en el SING. Las centrales hidroeléctricas se caracterizan por su alta inversión y bajo costo de operación, aunque ellas están sujetas a la estacionalidad y la volatilidad hidrológica lo que afecta el nivel promedio de ocupación (factor de planta).

El nivel de precio actual está haciendo viable proyectos hidroeléctricos, que antes no lo eran, permitiendo concebir proyectos más riesgosos por su ubicación, menores tamaños, complejidad constructiva, factores de planta más bajo, etc.

Es así como se espera que en el año 2007 entren en operación 4 pequeñas centrales de pasada,<sup>20</sup> (entre 20 y 70 MW) y otras 4 centrales medianas (entre 42 y 155 MW) en los dos años siguientes. Emprendimientos de mayor envergadura se estudian para la próxima década.

No se registran proyectos de este tipo directamente vinculados a la minería.

---

<sup>20</sup> Las centrales de pasada conducen las aguas de los ríos, accionan las turbinas y las regresan al curso natural. En cambio las centrales de embalse es necesario bloquear el curso de las aguas mediante una represa para generar una diferencia de nivel entre la represa y la central generadora y así hacer caer el agua que acciona las turbinas para finalmente retornarlas a su curso normal.

### **4.3 Las energías renovables no convencionales (ERNC)**

El desarrollo de capacidades de generación en base a ERNC es un objetivo de la política energética nacional, en su visión de largo plazo para garantizar el desarrollo sustentable. Por ello, se procura un primer impulso para lograr que el 15% del aumento de la energía eléctrica necesaria para el 2010 sea posible generarla por esta vía. Se estima que el potencial a largo plazo para este segmento sería del orden de 1.000 MW.

Entre los incentivos legales para promover la aplicación de ERNC se cuenta la exención del pago de peajes en los sistemas troncales de transmisión de energía eléctrica, a fin de facilitar su conexión a los sistemas nacionales de generación. Además, los proyectos no térmicos pueden aplicar los beneficios de la venta de "bonos de carbono" en compensación por no emitir CO<sub>2</sub>.

Las formas de ERNC que se aplican en Chile son la biomasa, que aprovecha el poder calorífico de desechos forestales y riles de las plantas de celulosa ("licor negro"), las centrales eólicas que aprovechan la fuerza motriz del viento y centrales hidroeléctricas a mini y micro escala.<sup>21</sup> En estudio se encuentra el desarrollo del aprovechamiento de las fuentes geotérmicas.

#### **4.3.1 Biomasa**

Actualmente existe una capacidad de 145 MW instalados en la VIII Región basados en biomasa. Recientemente se agregaron 45 MW, en dos nuevas plantas de biomasa integradas a la planta de celulosa Nueva Aldea. No se conocen nuevos proyectos, aunque existe la potencialidad de aprovechar el biogás generado en los vertederos de basura.

#### **4.3.2 Energía eólica**

En este rubro, la única central eléctrica existente en Chile (Alto Baguales en Coyhaique) tiene una capacidad de 2 MW. Sin embargo, esta modalidad de generación ha atraído a diversos nuevos actores que impulsan un buen número de proyectos. De ellos cabe destacar los siguientes:

ENDESA-Eco está instalando el "Parque Eólico Canela" en la Región de Coquimbo. La central Canela tendrá una capacidad instalada de 18,15 MW, con una potencia nominal de 1,65 MW por cada aerogenerador. Cada torre alcanza una altura de 70 metros, que sumado al diámetro de las aspas consigue los 112 metros de altura. Ello la convierte en la planta eólica con los equipos de mayor altura y potencia en Latinoamérica.

---

<sup>21</sup> Las mini y micro centrales hidroeléctricas y los hidrocargadores, se consideran como energías renovables no convencionales, debido a su menor nivel de implementación y a que en los sectores rurales se constituyen en una alternativa para la provisión de electricidad. Actualmente se contabilizan alrededor de 110 instalaciones de este tipo en el país, destinadas principalmente a la electrificación de viviendas y a telecomunicaciones.

El segundo proyecto es el "Parque Eólico Curaumilla" de 9 MW, en la Región de Valparaíso, que estudia Handels und Finanz AG Chile S.A. en coordinación con la Armada de Chile. Se encuentra en tramitación su correspondiente declaración de impacto ambiental.

Otras iniciativas de generación eólica están vinculadas a la minería, tales como:



En primer término se puede citar que CODELCO Norte está retomando sus estudios sobre un Parque Eólico de 20 MW para complementar el aporte de la turbina de respaldo en Chuquicamata y dentro de su propósito de tener un 5% o más de su demanda eléctrica satisfecha por formas de ERNC.

También se estudia la posibilidad de un parque eólico en el área de la mina Gabriela Mistral que aportaría 20 de los 70 MW demandados.

Barrick tiene el propósito de desarrollar el Parque Eólico Punta Colorada de 20 MW, con una inversión de 19, 5 mill US\$, emplazada en el sector costero de La Higuera, Región de Coquimbo. Este parque sería complementario a la Central Punta Colorada que también Barrick estudia desarrollar. Esta central termoeléctrica sería de 32.6 MW, utilizaría petróleo pesado como combustible y requiere de una inversión de unos 50 mill US\$. Esta nueva capacidad de generación alimentaría al SIC y Barrick la emplearía para abastecer sus operaciones de Pascua.

La otra iniciativa se sitúa en la Región de Atacama. Es impulsada por PUCOBRE y pretende desarrollar un parque eólico de 9 MW con una inversión de 10 mill de US\$.

### 4.3.3 Geotermia

Es ampliamente reconocido el potencial geotérmico del territorio volcánico chileno, que la CNE estima entre 1.235 a 3.350 MW.

Con la promulgación en enero del 2000 de la Ley N° 19.657 "Sobre concesiones de energía geotérmica" se formaliza el interés nacional por los recursos geotérmicos, al establecer un marco reglamentario claro y estable para la exploración y explotación de este tipo de energía.

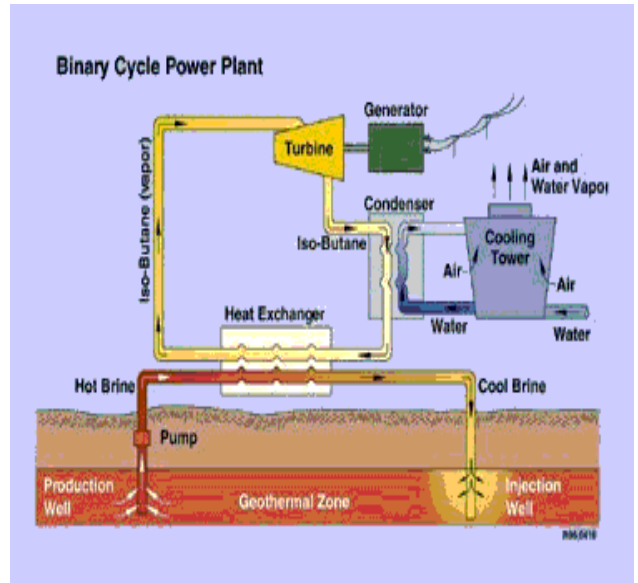
Recientemente se estableció un acuerdo estratégico entre ENAP y ENEL (Italia) para el desarrollo de proyectos geotérmicos en Chile, que dio origen a la Empresa Nacional de Geotermia (ENG).



Actualmente se tiene 4 proyectos con exploración iniciada, para lo cual se requiere perforar al menos 2 a 4 pozos exploratorios (1.000 a 2.500 mts de profundidad) y, si son exitosos, se requerirá abrir unos 15 a 20 pozos adicionales.

En el área de SIC se encuentran los proyectos Chillán (40 MW), cuyo desarrollo debiera culminar hacia el 2011 y Calabozo (40 MW) que entraría a operar hacia el 2012.

A su vez, en el área del SING se identifican los proyectos El Tatio-La Torta (80 MW, año 2011) y Apacheta (40 MW, año 2012).



Aunque globalmente las diversas formas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales no dan respuesta integral a la mayor demanda de electricidad en el país, tienen una apreciable contribución a la diversificación de la matriz de generación y, con ello, a la seguridad de abastecimiento eléctrico, junto con gozar de una valoración social al reemplazar a otras formas de generación que emiten sustancias gaseosas y material particulado indeseables.

Como se aprecia en este recuento, algunas importantes compañías mineras han manifestado su compromiso con. el desarrollo de estas nuevas formas de generación eléctrica

## **ANEXO**

### **SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

**(extractado de [www.cne.cl](http://www.cne.cl))**

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el año 2006 alcanzó los 50.545 Gigawatts-hora (GWh). Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysén y Magallanes).

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. A continuación se presenta una breve descripción de los distintos participantes del Mercado Eléctrico.

#### **1. COMPONENTES DEL SISTEMA**

##### **1.1. GENERACIÓN**

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras deseconomías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

##### **1.2. TRANSMISION**

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (V). Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, éstos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 a la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

### 1.3 DISTRIBUCION

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. Estas empresas operan en su zona de concesión sin que exista posibilidad de competencia, dado que son monopolios naturales.

### 1.4 CONSUMIDORES

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en:

- a) Cientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2 MW
- b) Cientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2 MW; y
- c) Cientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 KW e inferior o igual a 2 MW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004. No obstante, los suministros de distribución podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:
  - Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
  - Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
  - Si la potencia conectada del usuario, medida en MW, multiplicada por la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en Kms a lo largo de las líneas eléctricas, resulta mayor a 20 MW-Km.

A nivel nacional, los clientes no regulados representaron cerca del 54% del consumo total de energía del año 2004.

## 2. OTROS ORGANISMOS PARTICIPANTES EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Otros organismos que participan en el sector eléctrico en Chile son: Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

### Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

En Chile existen el CDEC del Sistema Interconectando del Norte Grande ([www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)) y el del Sistema Interconectado Central ([www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)).

Los CDEC's se rigen por el Decreto Supremo N° 327 de 1998, del Ministerio de Minería, y están encargados de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico. considerando:

- a) Operación segura y de mínimo costo del sistema
- b) Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.

- c) Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.
- d) Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

### 3. SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS NACIONALES

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados, independientes entre sí, cuya capacidad nacional instalada a diciembre 2006 alcanzó a los 12.327 MW. Sin embargo, por razones de seguridad operacional el CDEC-SING ha limitado la capacidad útil de las centrales a GN, con lo que dicha capacidad se reduce a 11.371 MW. Ellos son:

#### a) **El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING),**

Cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta. El SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país.

Cuenta con una capacidad instalada de 3.595 MW equivalente a un 29,2% de la capacidad nacional. Sin embargo, atendiendo a las señaladas limitaciones a las centrales a GN, su capacidad útil es de 2.639 MW, con lo que su participación se reduce a 23,2% del total país. La demanda máxima del año 2006 alcanzó a 1.790 MW, requiriendo el 67,8% de la capacidad útil.

Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

#### b) **El Sistema Interconectado Central (SIC),**

Se extiende entre las localidades de Taltal por el Norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el Sur, con 8.632 MW, equivalentes al 70,0% de la capacidad instalada en el país y al 75,9% según la corrección del SING. La demanda máxima del año 2006 alcanzó a 6.059 MW, equivalente al 70,2% de su capacidad instalada.

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país. A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

#### c) **El Sistema de Aysén**

Atiende el consumo de la Región XI. Su capacidad instalada alcanza los 33,5 MW, constituido en un 52,5% de hidroelectricidad, 41,5% por centrales termoeléctricas y 6,0% eólica. Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 20.000 clientes.

#### d) **El Sistema de Magallanes,**

Constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la XII Región. La capacidad instalada de estos sistemas, suma 66,9 MW, siendo cada uno de ellos 100% térmicos. Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 46.000 clientes.

En el siguiente cuadro se detalla la operación real de cada uno de los sistemas interconectados del país, desde el año 1998 al 2006.

**ANTECEDENTES DE LA OPERACIÓN REAL  
 EN LOS SISTEMAS NACIONALES  
 Diciembre de 2006**

<b>SISTEMA</b>	<b>AÑO</b>	<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	<b>Demanda Máxima (MW)</b>	<b>Generación Bruta (GWh)</b>	<b>Ventas GWh</b>
<b>SING</b>	1998	1.475,7	1.020,9	7.357,5	6.616,4
	1999	2.637,3	1.093,6	9.001,0	8.119,6
	2000	3.040,9	1.153,5	9.327,4	8.398,0
	2001	3.440,9	1.220,8	9.851,4	8.991,1
	2002	3.633,2	1.360,3	10.399,6	9.481,8
	2003	3.640,7	1.416,0	11.424,1	10.480,2
	2004	3.595,8	1.566,6	12.330,0	11.240,4
	2005	3.595,8	1.566,2	12.657,4	11.559,6
	2006	3.595,8	1.790,4	13.236,0	12.029,4
<b>SIC</b>	1998	6.242,4	3.991,4	25.649,7	24.240,0
	1999	6.695,1	4.185,5	26.915,0	25.530,3
	2000	6.652,8	4.516,0	29.576,6	27.653,6
	2001	6.579,2	4.694,0	30.765,0	29.144,4
	2002	6.737,2	4.878,0	31.971,3	30.334,7
	2003	6.996,2	5.162,0	33.708,1	32.076,0
	2004	7.867,4	5.430,8	36.258,6	34.602,4
	2005	8.288,3	5.763,9	37.915,1	35.929,2
	2006	8.632,0	6.059,0	40.265,5	38.231,1
<b>AYSEN</b>	1998	16,20	12,5	66,7	57,6
	1999	17,78	13,4	71,6	61,2
	2000	20,07	13,8	75,4	66,3
	2001	22,91	13,9	77,7	68,0
	2002	22,60	15,2	86,3	75,4
	2003	33,10	16,5	89,3	76,7
	2004	33,50	17,6	96,9	81,5
	2005	33,29	19,4	107,9	92,2
<b>MAGALLANES</b>	1998	64,50	28,5	151,7	146,5
	1999	64,55	28,2	154,8	149,5
	2000	64,55	29,8	163,0	157,8
	2001	64,55	29,6	170,4	164,4
	2002	64,55	30,0	176,5	172,1
	2003	65,00	30,4	184,5	183,8
	2004	64,70	32,7	194,3	189,4
	2005	66,89	40,6	211,4	193,0

Fuente: www.cne.cl

COMISIÓN CHILENA DEL COBRE

"Demanda de energía eléctrica y seguridad de abastecimiento para la minería del cobre"

**Este trabajo fue efectuado por**

**VICENTE PEREZ VIDAL**

**DICIEMBRE 2007**

**Se reciben publicaciones en canje al**

**Fono (56) (2) 3828222**

**Fax (56) (2) 3828300**