Opciones para la Matriz Energética Eléctrica

INSUMOS PARA LA DISCUSIÓN

ESTUDIO COMPLETO

futuro latinoamericano
Diálogo, Capacidades y Desarrollo Sostenible

AVINA

Opciones para la Matriz Energética Eléctrica

INSUMOS PARA LA DISCUSIÓN

Una iniciativa de Fundación Futuro Latinoamericano, FFLA

futuro latinoamericano
Diálogo, Capacidades y Desarrollo Sostenible

Autores:
Nicola Borregaard
Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado

Ricardo Katz
Gestión Ambiental Consultores

Compilación:
Alfonso Vial

El presente Estudio fue realizado gracias a la colaboración de Fundación AVINA

AVINA

Diseño y artes finales:
SOHO Design.

Las fotografías contenidas en el presente Estudio poseen licencia Creative Commons

TABLA DE CONTENIDO

Lista de tablas 4
Lista de figuras 5
Lista de gráficos 5
1 Introducción 6
2 Situación actual del sector Energético-Eléctrico y tendencias en los últimos años 9
2.1. Evolución de la Demanda y la Oferta 13
2.2. Hitos regulatorios 17
2.3. Marco regulatorio 19
2.4. Tarifas de distribución 20
2.5. Institucionalidad 21
3 Proyección de Oferta y Demanda 23
4 Estado de Información 27
5 Caracterización de las distintas fuentes Energéticas Eléctricas 32
5.1. Introducción 32
5.2. Termoeléctrica 42
5.3. Hidroelectricidad 54
5.4. Eficiencia energética 63
5.5. Biomasa 68
5.6. Eólica 73
5.7. Solar 76
5.8. Mareomotriz 79
5.9. Geotermia 82
5.10. Nuclear 84
6 Innovación 88
6.1. Innovación en el área energética 88
6.2. Enfoques temáticos y recursos destinados 91
7 Escenarios posibles y sus impactos en términos ambientales, económicos, sociales 93
7.1. Mantener el Status Quo 94
7.2. Fomento de Energías Renovables no convencionales (EMC) hasta que signifiquen un 30% de la genera ción 97
7.3. Generación de 30% de la Demanda con Energía Nuclear al 2025 101
8 Conclusiones/ Temas para el diálogo 104
9 Referencias 106
Anexo I: Centrales Hidroeléctricas en el SIC 109
Anexo II: Proyectos Energeticos financiados por FONDEF, 1991-2006 111
Anexo III: Proveedores de combustible y su clasificación de riesgo 115

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Capacidad Instalada Nacional por tipo de planta 9
Tabla 2: Ubicación de Centrales en 2007 11
Tabla 3: Estado de la información en ERNC 30
Tabla 4: Resumen fuentes energéticas 33
Tabla 5: Proyectos Termoeléctricos, presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental a noviembre de 2008 42
Tabla 6: Alternativas de expansión de Centrales Termoeléctricas en el SIC, de acuerdo a informe precio de nudo, Oct. 2007 43
Tabla 7: Programa de obras recomendado. 44
Tabla 8: Composición de las Importaciones por tipo de hidrocarburos 45
Tabla 9: Emisiones referenciales termoeléctricas de acuerdo al combustible 47
Tabla 10: Extracto de proyectos termoeléctricos presentados al SEIA a noviembre de 2008, con antecedentes de mano de obra. 53
Tabla 11: Plan de obras hidroeléctricas recomendadas, informe para la fijación de precio de nudo, abril 2008, CNE. 55
Tabla 12: Proyectos Hidroeléctricos presentados al SEIA a noviembre de 2008, no considerados en plan de obras en construcción. 55
Tabla 13: Proyectos hidroeléctricos CORFO 2008. 57
Tabla 14: Alternativas de expansión de centrales hidroeléctricas en el SIC 58
Tabla 15: Comparación energía embalses SIC. 59
Tabla 16: Extracto de proyectos hidroeléctricos presentados al SEIA a noviembre de 2008, con antecedentes de mano de obra. 62
Tabla 17: Potencial de disminución de la demanda de potencia media generada al 2025 64
Tabla 18: Costo alternativo de la energía para distintos tipos de tecnología 66
Tabla 19: Excedente cogeneración arauco 69
Tabla 20: Potencial bruto por fuente de Biomasa 70
Tabla 21: Emisiones de diferentes combustibles en relación a Biomasa. 71
Tabla 22: Mano de obra requerida en proyectos de Biomasa 72
Tabla 23: Actores en la generación mediante el uso de la Biomasa 73
Tabla 24: Proyectos eólicos en el SEIA 74
Tabla 25: Costos promedio proyectos eólicos en Chile.(*) 75
Tabla 26: Emisión de ruido aerogeneradores Proyecto Quillagua 75
Tabla 27: Revoluciones de algunos modelos de aerogeneradores 75
Tabla 28: Proyectos Eólicos y su mano de obra 76
Tabla 29: Costo de inversión tecnologías geotérmicas 83
Tabla 30: Costo asociados al combustible nuclear 85
Tabla 31: Accidentes civiles nucleares 86

Tabla 32: Matriz energética eléctrica 95
Tabla 33: Distribuciónde la matriz energética (Escenario 30% ERNC) 98
Tabla 34: Distribución fuente ERNC para el SIC 98
Tabla 35: Distribución de la matriz energética (Escenario 30% ERNC Y 25% eficiencia energética) 99
Tabla 36: Generación por fuente escenario 30% ERNC Y 25% eficiencia energetica 100
Tabla 37: Distribución de la matriz energética (Escenario 30% nuclear) 102
Tabla 38: Tabla resumen escenarios 103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Zonas con planes de prevención y descontaminación 48
Figura 2: Granja de generadores de oleaje pelamis 80
Figura 3: Diagrama del funcionamiento de una central en base a las mareas 80
Figura 4: Diagrama tecnología corrientes marinas 81
Figura 5: Emisiones de Co2 del SIC (Escenario Status Quo) 96
Figura 6: Comparativo emisiones de Co2 del SIC 100
Figura 7: Comparativo emisiones de Co2 del SIC (Caso Nuclear) 103

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Capacidad instalada nacional por tipo de planta 10
Gráfico 2: Participación de empresas en el SIC 12
Gráfico 3: Participación de empresas en el SIC, según grupos económicos 12
Gráfico 4: Participación de empresas en el SING 13
Gráfico 5: Participación de empresas en el SING, según grupos económicos 13
Gráfico 6: Consumo eléctrico por sector 14
Gráfico 7: Demanda eléctrica por sector 14
Gráfico 8: Evolución de la capacidad instalada 15
Gráfico 9: Evolución de capacidad instalada y demanda máxima en el SING 16
Gráfico 10: Capacidad instalada por tipo de combustible SING 16
Gráfico 11: Evolución de capacidad instalada y demanda máxima en el SIC 17
Gráfico 12: Capacidad instalada por tipo de combustible SIC 17
Gráfico 13: Demanda proyectada 24
Gráfico 14: Proyección de demanda de energía eléctrica en el SIC 24
Gráfico 15: Oferta proyectada 25
Gráfico 16: Importación de gas natural para uso energético 1990-2007 46
Gráfico 17: Restricciones de gas argentino (en % de requerimientos normales) 50
Gráfico 18: Evolución del precio del crudo BRENT 51
Gráfico 19: Evolución del precio del crudo WTI 50
Gráfico 20: Aporte Sectorial en la proyección de ahorro de energía a nivel de usuario final en el SIC 65

1.

INTRODUCCIÓN

Es un hecho conocido la creciente preocupación nacional por la composición de la matriz energética eléctrica[1], gatillada por factores como alzas y volatilidad de precios, riesgos de desabastecimiento, y la creciente oposición a proyectos de generación aludiendo consideraciones socioambientales. La proliferación de posiciones sobre lo factible y lo deseable, ha evidenciado tanto la urgencia de contar con un documento oficial relativo a la política energética (eléctrica) chilena, como el cuestionamiento creciente a la política subyacente, basada en aspectos como precios reales, neutralidad tecnológica, cumplimiento de regulaciones ambientales y territoriales, y decisiones privadas.

Si a lo anterior se suma la creciente dificultad para la aprobación de proyectos de inversión, debido a preocupaciones ambientales y sociales, y los constantes planteamientos en torno a la insuficiencia de las regulaciones relacionadas con el uso del territorio, el resultado es una percepción generalizada de intranquilidad y crisis permanente. Muestras recientes de lo señalado son la suspensión de la tramitación ambiental del Proyecto HidroAysén y el retiro de la Central Farellones del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, hechos que vienen a poner en carpeta la capacidad tanto de los actores privados para formular, como del sistema público y de la ciudadanía para analizar proyectos de esta envergadura[2].

Al observar la brecha existente entre la demanda proyectada en los Informes de Precio de Nudo que elabora semestralmente la Comisión Nacional de Energía (CNE)[3] y

1. Aunque este documento se limita al ámbito de la energía eléctrica, idealmente se inserta en una discusión sobre la matriz energética general, en la cual se pueden analizar también los procesos de sustitución entre energía eléctrica y otras fuentes energéticas. Esto es particularmente relevante en la industria, el transporte (modos basados en electricidad vs. modos basados en combustibles, así como tecnologías distintas dentro de un mismo modo), y en la vivienda (especialmente en la calefacción y considerando las recientemente introducidas soluciones energéticas integrales, tales como los edificios "full electric").

2. En el caso de HidroAysén el Estudio de Impacto Ambiental consta de más de 10.000 páginas, sobre el cual se formularon un total 3.000 observaciones.

3. El Informe de abril de 2008 muestra diferencias evidentes entre la oferta proyectada y la recomendada, tal como se muestra en el gráfico 4. Se distingue entre los proyectos que se encuentran en alguna fase de su proceso de construcción (oferta adicional proyectada) y aquéllos cuya implementación es recomendada por la autoridad (oferta recomendada), a la luz de las alternativas tecnológica y económicamente factibles.

las proyecciones de oferta de electricidad para satisfacerla, surge la pregunta de si seremos capaces de abastecer el diferencial que subyace en los "proyectos recomendados". La opción de continuar con la situación actual donde el sector privado reacciona a las señales de precios generando proyectos específicos para abastecer la demanda podría agudizar la falta de inversión, y sus efectos: desabastecimiento, aumentos de precios y presiones sobre el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental para acelerar la tramitación de proyectos, en desmedro de la cuantificación adecuada de los potenciales impactos socioambientales.

Otra alternativa es definir roles activos a la institucionalidad pública. Bajo ambas situaciones, sin embargo, resulta imperativo definir regulaciones que se hagan cargo de las externalidades ambientales y sociales asociadas a las distintas fuentes, y que, de lo contrario, generan distorsiones en los precios de generación y, por ende, en la matriz eléctrica final.

Durante marzo de 2008 entró en vigencia la Ley Nº 20.257 [4], como uno de los hitos más relevantes en el fomento a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Si bien esta apuesta fue considerada cautelosa, insuficiente y poco visionaria por unos, y demasiado intervencionista, distorsionadora y cara por otros, no ha pasado aún el tiempo suficiente para evaluarla. No obstante, la evidencia internacional muestra experiencias exitosas, que han logrado aumentos importantes en la participación de ciertas fuentes en su matriz energética en países que han sido más osados a la hora de apostar [5].

Desde una perspectiva de formulación de políticas públicas, el momento actual puede resultar una valiosa oportunidad para iniciar un proceso que culmine en la generación de una política energética (eléctrica) explícita para el país. A juicio de los autores se debe avanzar urgentemente en al menos dos aspectos claves para el desarrollo del sector eléctrico:

4. En el Mensaje Presidencial (Nº 021-355) que acompaña esta Ley, se destacan como motivación una política de mediano y largo plazo que apunta a diversificar la matriz energética como la base para enfrentar los riesgos y desafíos futuros del país en esta materia, así como la sustentabilidad ambiental en el desarrollo del sector. Con los instrumentos que se proporcionan se apunta a crear las condiciones para materializar proyectos de energías renovables no convencionales, enfrentando entre otras dificultades la necesidad de mayor certidumbre en ingresos de mediano y largo plazo, y las complejidades de de proyectos innovadores y de menor tamaño.

5. Veamos por ejemplo el caso de etanol en Brasil, el caso de energía solar en Alemania, el caso de EE en California, o el caso de la energía nuclear en Francia.

Crear igualdad de condiciones entre distintas fuentes desde la perspectiva de considerar los costos socioambientales reales (locales y globales, individuales y sinérgicos, territoriales y culturales) de las distintas opciones tecnológicas, incluyendo la eficiencia energética, y

Acelerar los procesos de capacitación de profesionales y técnicos locales que permitan un rápido acceso a las distintas tecnologías existentes en el mercado mundial.

Al mismo tiempo, se enfatizan dos alternativas demasiadas veces obviadas en la discusión sobre las fuentes energéticas y que resultan muy relevantes para una adecuada gestión:

Acelerar el proceso de innovación en tecnologías que reduzcan las limitaciones de las opciones energéticas existentes, considerando las crecientes condicionantes económicas y ambientales de las fuentes energéticas convencionales y las ventajas comparativas que Chile tiene en distintas fuentes energéticas no convencionales.

Mejorar el acceso y la disponibilidad de información sobre precios, estado y proyecciones de demanda y oferta de energía, diferenciada por sectores de consumo, sistema interconectado y región, catastros de radiación solar, hidrológicos y de vientos, por mencionar sólo algunos.

A través de la recopilación de diversos estudios y fuentes de información existentes, este documento busca proporcionar al lector información relevante y resumida sobre la situación energética eléctrica actual en Chile y su proyección en las próximas dos décadas, cubriendo aspectos tanto económicos como socioambientales con el objetivo de aportar a la discusión sobre el grado de igualdad de condiciones asociada a la decisión de invertir en cada energético, y las posibles apuestas futuras factibles y fundadas.

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO-ELÉCTRICO Y TENDENCIAS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

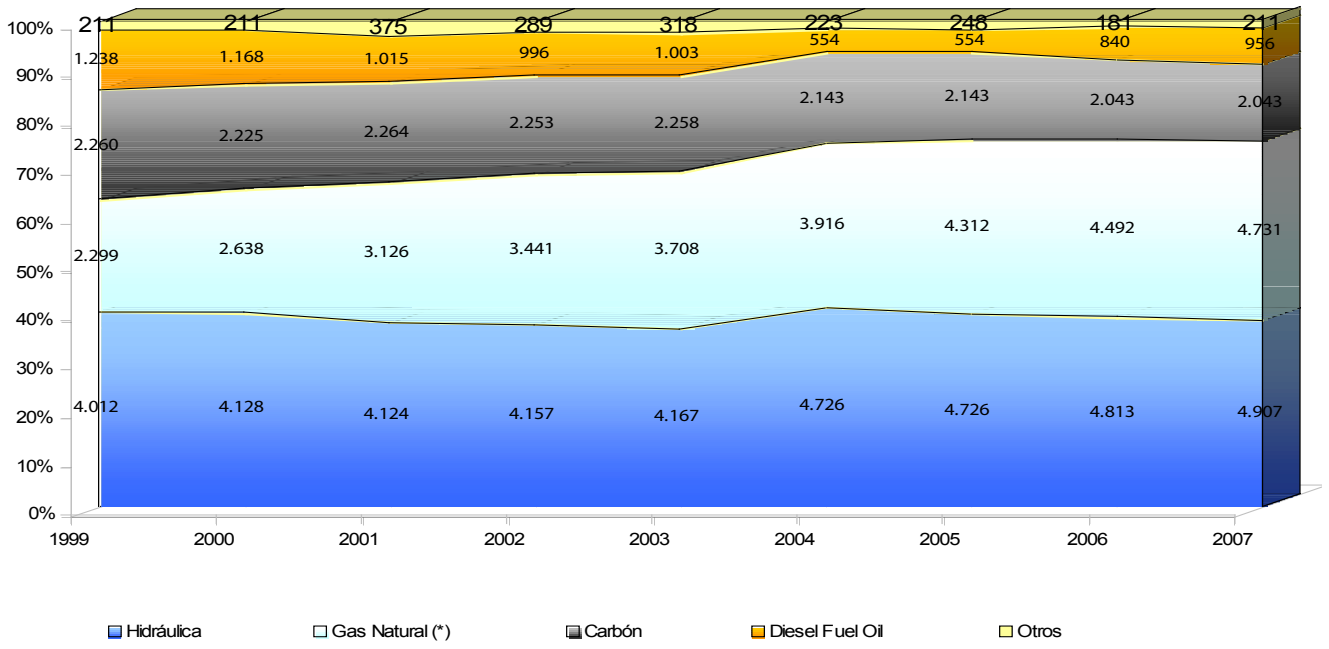
La composición de la matriz energética (eléctrica) nacional puede transformarse en una vulnerabilidad del sistema ante ciertos escenarios meteorológicos, desabastecimiento o alza de precios de combustibles. De acuerdo a la información que se presenta anualmente en el Balance Nacional de Energía (BNE) que publica la Comisión Nacional de Energía (CNE), en el 2007 el principal energético en términos de participación en la capacidad instalada a nivel nacional era el agua (38,2%) seguido por el gas natural (36,8%), el carbón (15,9%) y el diesel (7,4%). La Tabla 1 y el Gráfico 1 recogen estas cifras para el período 1999-2007.

TABLA 1: Capacidad Instalada Nacional por tipo de Planta

Planta	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidráulica	40,0%	39,8%	37,8%	37,3%	36,4%	40,9%	39,4%	38,9%	38,2%
Gas Natural (*)	22,9%	25,4%	28,7%	30,9%	32,3%	33,9%	36,0%	36,3%	36,8%
Carbón	22,6%	21,5%	20,8%	20,2%	19,7%	18,5%	17,9%	16,5%	15,9%
Diesel Fuel Oil	12,4%	11,3%	9,3%	9,0%	8,8%	4,8%	4,6%	6,8%	7,4%
Otros	2,1%	2,0%	3,4%	2,6%	2,8%	1,9%	2,1%	1,5%	1,6%

Fuente: Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía
(*) Incluye capacidad instalada de AES Gener en Salta Argentina (642,8 MW año 2000 - 2005)

GRÁFICO 1: Capacidad Instalada Nacional por tipo de Planta [6]



Fuente: Elaboración propia, en base a Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía

En Chile existen cuatro sistemas interconectados, el del Norte Grande (SING), el Central (SIC), el de Aysén y el de Magallanes. En 2007 la capacidad instalada en los dos primeros representaba un 99% del total de los subsistemas y un 91% del total de generación que incluye a los autoproductores, por lo que en adelante las cifras que se presenten serán referidas al SING y al SIC a menos que explícitamente se indique algo distinto.

Como puede verse en el Gráfico 1, la participación del gas natural en la matriz de generación aumenta progresivamente en el período analizado. Este hecho explica los impactos que ha significado para el país la crisis energética en Argentina, el único proveedor de gas natural para Chile, y los cortes de suministro que se han producido los últimos años.

Las centrales de generación se distribuyen a lo largo del país de la forma en que se indica en la Tabla 2. Evidentemente el norte posee casi exclusivamente generación térmica, mientras que el centro-sur presenta una mezcla entre térmicas y centrales hidroeléctricas.

6. Importancia de gas natural considera provisión de Salta (642 MW, 2004-2005)

TABLA 2: Ubicación de centrales en 2007

	Centrales hidroelectricas	Centrales térmicas								
I	2	3	1		1		1			
II		3	1		2	5	6	3	2	
III					2		1			
IV	1									
V	3						2			
VI	3									
VII	7									3
VIII	8						1			2
X	3	1								
XI		5								
XII		3		1		2				
RM	8					3	1			

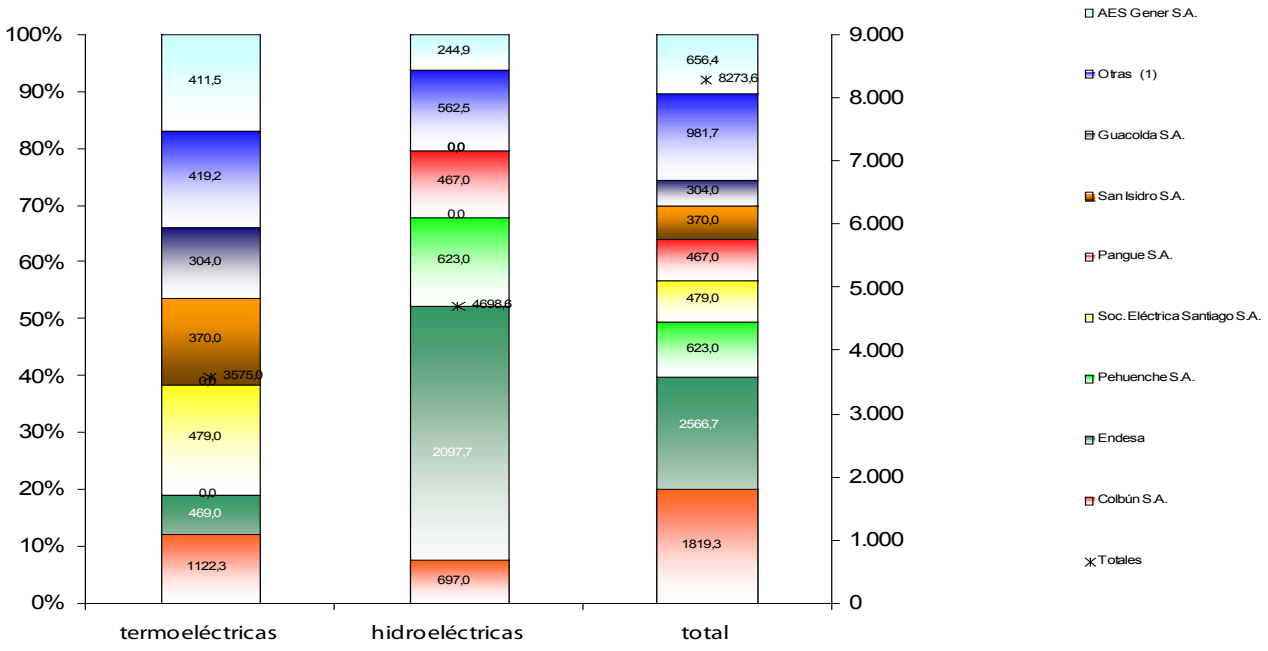
Respecto de los actores que participan del mercado[7], el análisis a nivel de empresas participantes muestra que en el SING así como en el SIC, el número de empresas es limitado (Gráficos 3,4,5 y 6).

En el caso del SING, Inversiones Mejillones es propietaria del 47% de la potencia instalada en el sistema a través de Edelnor y Electroandina, seguida por Endesa con Celta y Gas Atacama, que representan el 27% de la potencia y Gener, con un 26% a través de Norgener y AES Gener. Ver Gráfico 3.

En el SIC, a nivel de hidroelectricidad, ENDESA es el dueño de 68% de la potencia instalada, seguida por el grupo Matte, con un 15%. En termoelectricidad la propiedad se distribuye entre los grupos GENER, Matte y ENDESA con 33%, 31% y 24% de la potencia instalada, respectivamente. A nivel agregado, ENDESA posee el 49% de la generación en el sistema a través de San Isidro, Pangue, Pehuenche y Endesa, el Grupo Matte participa con un 22% a través de Colbún y el Grupo Gener con un 17,4% a través de AES Gener, Guacolda y Sociedad Eléctrica Santiago. Ver Gráfico 3.

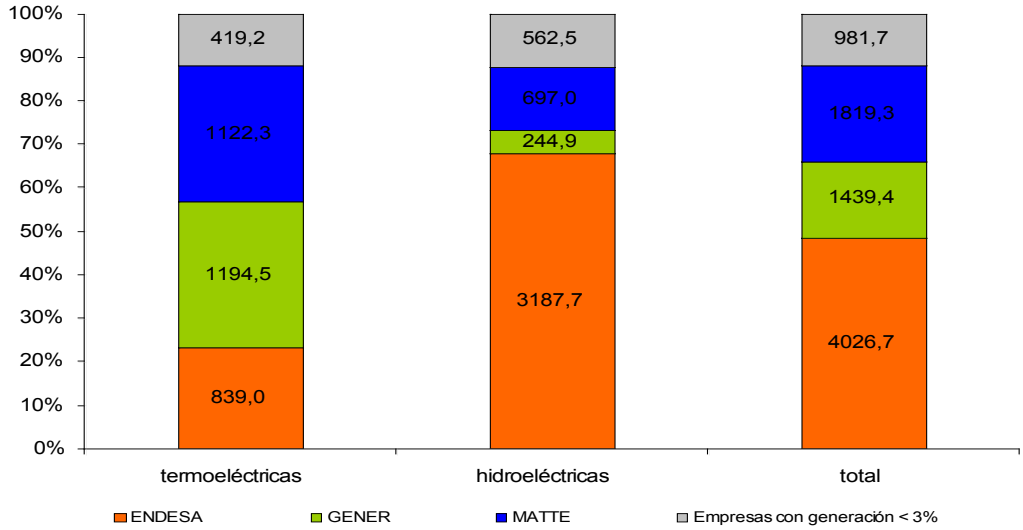
7. De acuerdo a información proporcionada por cada una de las empresas en sus respectivos sitios en Internet.

GRÁFICO 2: Participación de Empresas en el SIC



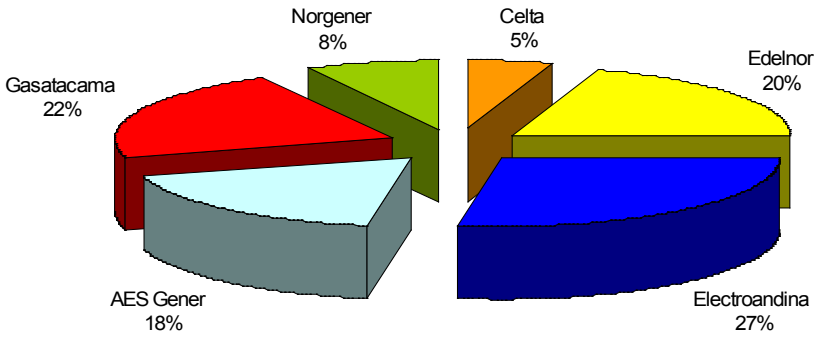
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC

GRÁFICO 3: Participación de Empresas en el SIC según Grupos Económicos



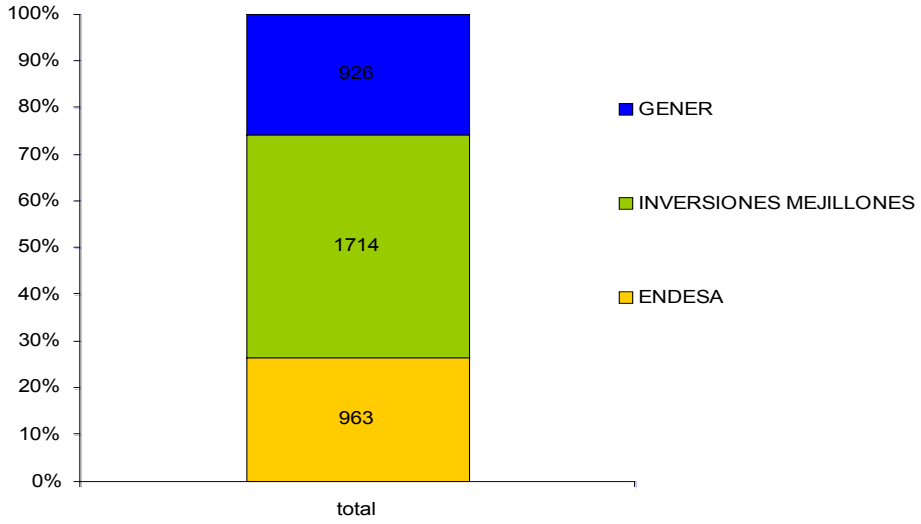
Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO 4: Participación de empresas en el SING



Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SING

GRÁFICO 5: Participación de empresas en el SING, según grupos económicos



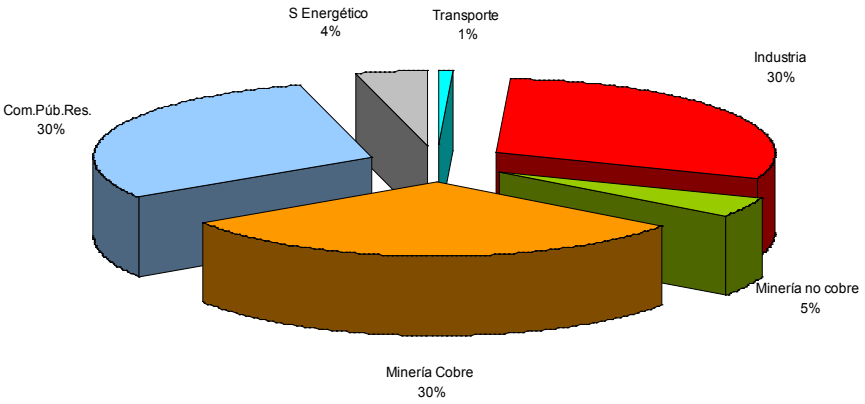
Fuente: Elaboración propia

2.1.Evolución de la Demanda y la Oferta

Demanda

La demanda de electricidad en Chile está básicamente asociada al sector industrial y minero, en particular al cobre, seguido por el sector denominado "Comercial, público y residencial". Según el BNE 2007, esta composición es:

GRÁFICO 6: Consumo Eléctrico por Sector

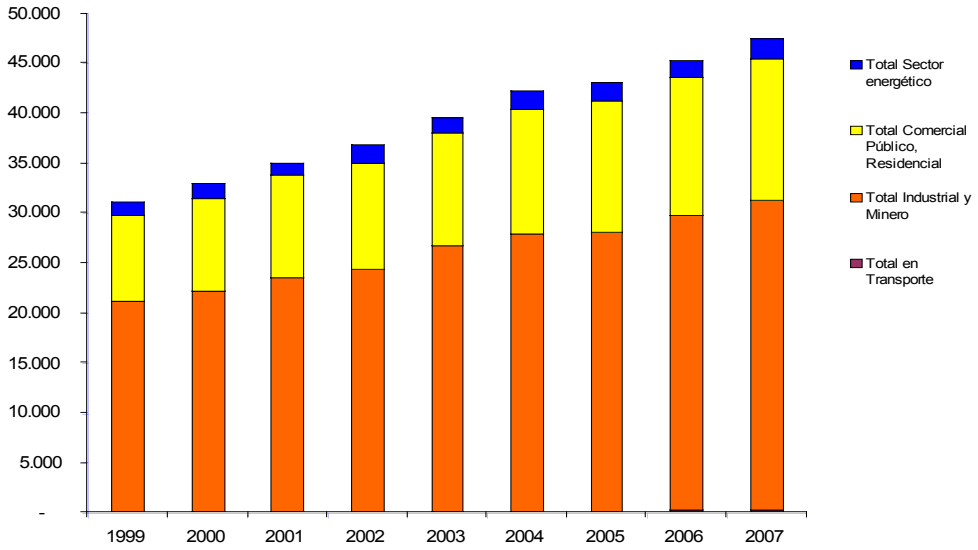


Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía

Al analizar la evolución de la demanda (Gráfico 7), es posible corroborar que este esquema es estable en el tiempo, aunque durante los últimos años la participación del sector comercial, público y residencial ha aumentado.

Esta información es de particular relevancia a la hora de diseñar una política de uso eficiente de energía, puesto que determina los focos que ésta debiera tener, en cuanto al consumo eléctrico. En secciones posteriores se analizará este ámbito con mayor detalle, pero merece la pena destacar el Programa Nacional de Recambio de Ampolletas implementado a partir de marzo de este año por el Programa País de Eficiencia Energética, precisamente orientado a permitir que el sector residencial perteneciente al 40% más vulnerable de la población pueda mejorar su uso de energía, a través de un recambio tecnológico financiado con recursos públicos.

GRÁFICO 7: Demanda Eléctrica [8] por Sector



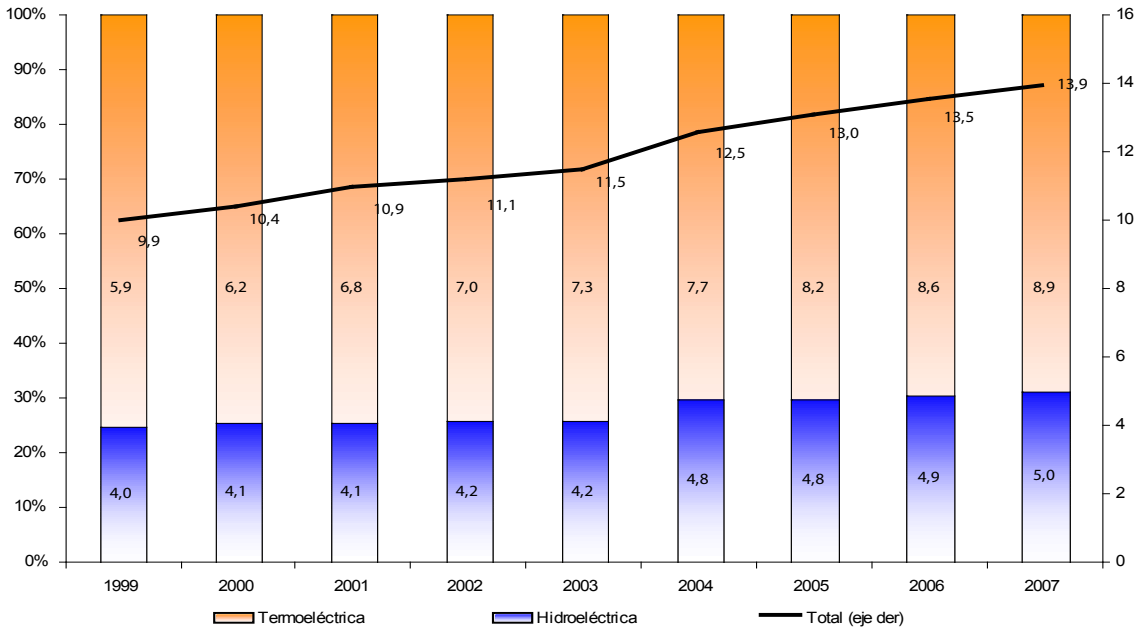
Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía

8. A partir de 2006, el consumo de energéticos secundarios propio de los centros de transformación se contabiliza en el consumo final como Consumo del sector energético, mientras que lo que aparece como consumo de los Centros de transformación corresponde sólo a lo utilizado para generar nuevos energéticos secundarios. Para el sector eléctrico, todo el consumo asociado es propio de los centros, por lo que se reconstruyó la serie con el mismo criterio.

Capacidad Instalada

A nivel nacional predominan las centrales termoeléctricas por sobre las hidroeléctricas en términos de capacidad instalada. El Gráfico 8 muestra la evolución de la capacidad instalada y la composición de la misma, para el período 1999-2007, en base a la información de los BNE.

GRÁFICO 8: Evolución de la Capacidad Instalada

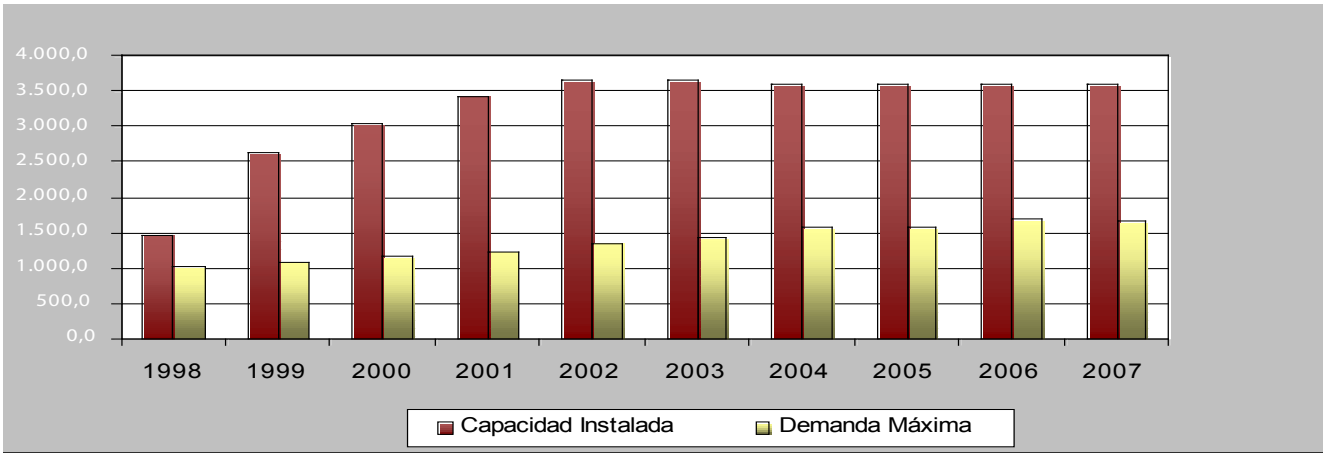


Fuente: Elaboración propia en base al Informe de Precio Nudo, Comisión Nacional de Energía

La capacidad instalada ha aumentado durante todo el período considerado, con un salto en la participación de las plantas hidroeléctricas respecto de las termoeléctricas, en 2004, debido a la puesta en marcha de la hidroeléctrica Ralco.

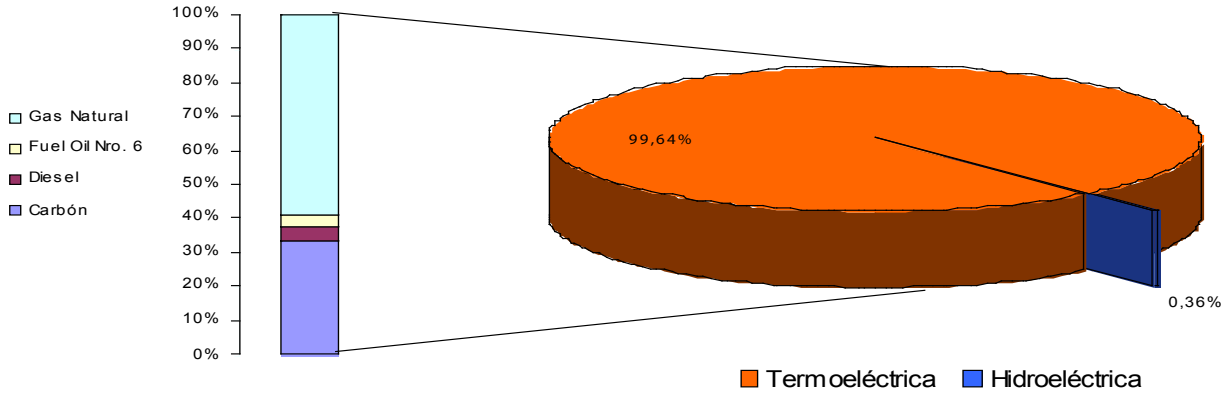
Si se analiza la información disponible de capacidad instalada y peaks de demanda a nivel de Sistema, en el SING no parecen existir dificultades de suministro (Gráfico 9). Esta observación, sin embargo, resulta a lo menos prematura, ya que, si bien la capacidad instalada del SING excede con creces la demanda de los usuarios del sistema, ésta corresponde a una capacidad ficticia, dado que en realidad nunca ha estado disponible para los usuarios al haber sido proyectada considerando una oferta de gas natural procedente de Argentina que no llegó a concretarse (Gráfico 10). Es así como en la actualidad la generación eléctrica del SING se ha logrado mantener a flote gracias a que las unidades de ciclo combinado existentes fueron adaptadas para funcionar en base a diesel, pero este combustible es caro y su abastecimiento requiere de una infraestructura y logística compleja y altamente vulnerable, lo que ha redundado en un importante aumento en los costos de generación.

GRÁFICO 9: Evolución de Capacidad Instalada y demanda máxima en el SING



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía

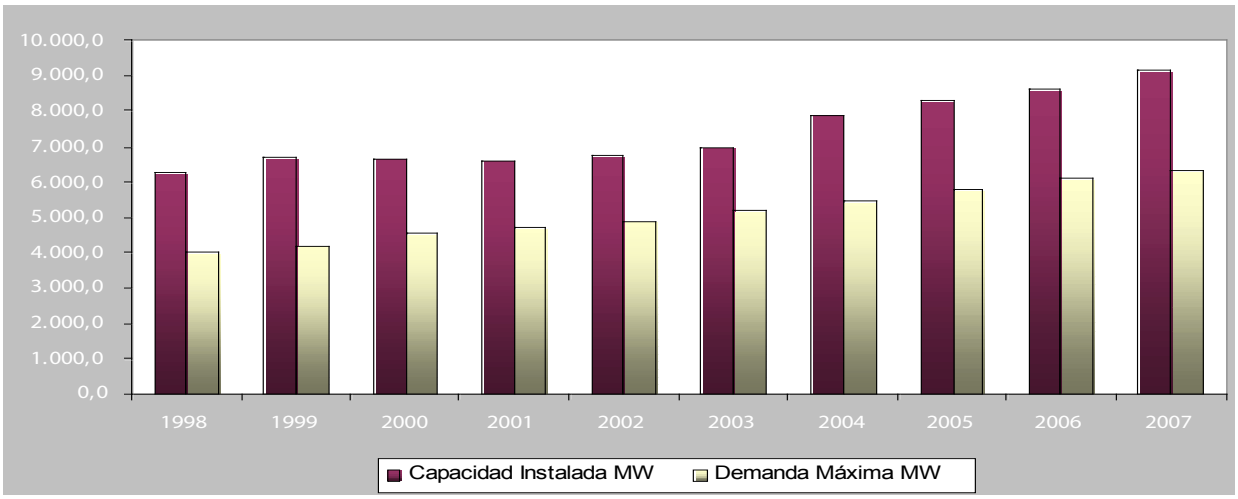
GRÁFICO 10: Capacidad Instalada por tipo de Combustible SING



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía

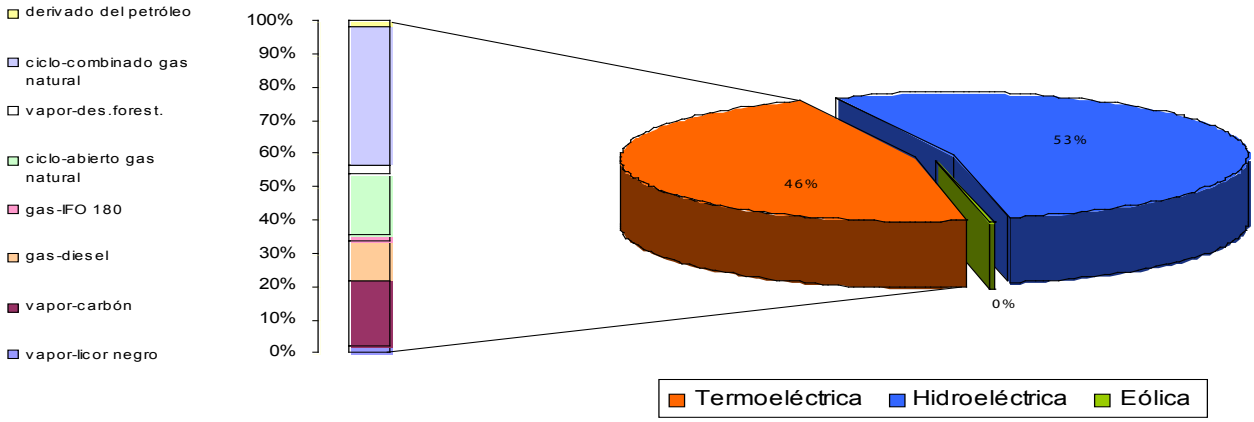
En el SIC, vemos que la capacidad instalada y la demanda máxima se relacionan más directamente (Gráfico 11), sin embargo tampoco resulta evidente un problema de escasez. Al analizar la capacidad por tipo de planta, casi 64% de la oferta se asocia a centrales hidroeléctricas y parte importante de las plantas termoeléctricas utilizan el gas natural como insumo. En este caso la dependencia es meteorológica y también externa, del gas argentino (Gráfico 12).

GRÁFICO 11: Evolución de Capacidad Instalada y demanda máxima en el SIC



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía

GRÁFICO 12: Capacidad instalada por tipo de combustible SIC



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Nacional de Energía 2007, Comisión Nacional de Energía

2.2. Hitos Regulatorios

El sector eléctrico en Chile se divide en 3 áreas: generación, transmisión y distribución. La principal legislación que rige el sector es la Ley General de Servicios Eléctricos, promulgada en 1982 en el DFL 1 del Ministerio de Minería [9] y el Re-

9. Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto Ley N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, (DFL1).

glamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado en 1998, en reemplazo del existente desde 1935. Durante los últimos años se han realizado dos importantes modificaciones al DFL 1, a través de las Leyes 19.940 en marzo de 2004 y 20.018, en mayo de 2005, conocidas como Ley Corta 1 y 2, respectivamente.

Como se mencionó anteriormente, existen cuatro sistemas. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que cubre el territorio comprendido entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre la zona central del país desde Taltal a Chiloé, y Sistemas Eléctricos de Aysén y de Magallanes que cubren la zona sur – austral de Chile.

Las generadoras que transan en estos sistemas, tienen 3 opciones de negocio. La primera es vender su producción en el mercado spot, a un precio que corresponde al costo marginal de generación y en una cantidad que determina el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Cabe destacar que originalmente, solo las empresas con generación superior a 9 MW podían vender directamente al CDEC.

Las modificaciones legales de 2004 y 2005 han abordado la regulación de las actividades de los pequeños generadores (aquéllos menores a 9 MW), en cuanto a sus precios y condiciones de conexión. En particular, a través del Decreto Supremo N° 244, se permite a los generadores menores a 9 MW transar en el sector de generación libre y competitivo, que opera en el mercado mayorista. Con esto dándoles acceso a precios y condiciones similares a las que optan las energías tradicionales. Esto además de los incentivos para en el pago por peaje en los sistemas de transmisión, mejorando de esta forma las condiciones económicas para este tipo de proyecto

La segunda opción que tienen las generadoras es vender a clientes libres a través de contratos donde las partes negocian directamente el precio. Y finalmente, la tercera opción es vender a las distribuidoras al precio de nudo, fijado por la CNE. En términos simples, el precio de nudo se determina considerando el costo marginal de energía (precio de nudo de la energía), el costo marginal de la potencia de punta (precio de nudo de la potencia) y el costo marginal de transmisión (factor de penalización) [10].

En el área de transmisión, hasta fines de 2000, el sistema de transmisión era en gran parte propiedad de las empresas generadoras. En el caso del SIC, Endesa, a través de su filial Transelec, era dueña de aproximadamente un 80% de la capacidad de transmisión instalada en el país, dando servicio a casi 90% de la población nacional. A fines del 2000 Transelec fue comprada por la empresa Hydroquebec, de capitales Canadienses. En el caso del SING, la transmisión está a cargo de las empresas Edelnor y Codelco. Esta última utiliza su sistema de transmisión principalmente para sus propias faenas.

Los precios de transmisión se fijan directamente entre el generador y el transmisor. En caso de no existir acuerdo entre las partes, la Ley de Servicios Eléctricos y su Reglamento, disponen la forma en que deben establecerse los peajes que pagan las generadoras por utilizar las líneas de transmisión.

10. En www.cne.cl es posible encontrar una descripción detallada del proceso de fijación de precios de nudo.

En el área de distribución eléctrica, aproximadamente el 60% de la energía generada en Chile se entrega a consumidores finales, a través de empresas de servicio público, mientras que el 40% restante se comercializa directamente entre las generadoras y los consumidores que pactan precios libremente, y que corresponden mayoritariamente a grandes clientes industriales y mineros, con una demanda superior a 500 KW.

Las redes de distribución pertenecen a 36 empresas que tienen concesiones definitivas de servicio público, otorgadas por el Ministro de Economía por un plazo indefinido mediante Decreto Supremo. Estas concesiones están reguladas a través de procedimientos establecidos en la legislación eléctrica vigente.

El precio regulado para consumidores finales corresponde al precio regulado para generación y transmisión (precio de nudo) más el precio regulado a nivel de distribución (VAD).

2.3. Marco Regulatorio

El marco regulatorio del sector eléctrico nacional rige desde 1982, con la promulgación del DFL1. Con este marco se busca lograr el desarrollo y operación eficiente de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica en el país, otorgando al Estado un rol normativo y fiscalizador en el sector, cediendo al sector privado la responsabilidad de operar los sistemas y de invertir en su desarrollo.

La Ley asume la existencia de condiciones de competencia en la generación de energía y condiciones de monopolio natural en su distribución. A partir de esta hipótesis, se estructura el sistema de precios y la definición de responsabilidades y atribuciones del Estado.

Para la determinación de precios (máximos), la Ley distingue entre pequeños y grandes usuarios. El DFL1 definió a un pequeño consumidor como aquél con una potencia no superior a 2 MW, y como grande a aquél con una por sobre dicho límite. Posteriormente, la Ley 19.940 de 2004 [11] rebaja dicho límite a 500 kW, estableciendo que para el tramo comprendido entre 500 kW y 2 MW, será el usuario quién optará por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, con un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada uno. Para los grandes consumidores, la Ley dispone la existencia de precios libres, asumiendo que este tipo de usuarios siempre va a poder abastecerse de energía, ya sea a través de autoproducción o bien contratando el suministro directamente con las empresas generadoras, que operan en competencia.

11. Ley Corta 1

De acuerdo con lo que establece el DFL1, los precios regulados, o de nudo, a nivel de generación y transmisión, se determinan en los meses de Abril y Octubre de cada año en el Informe Técnico de Precio de Nudo de la CNE. Con base a información sobre las centrales existentes y las recomendadas, la demanda de energía, los inventarios de agua en los embalses y los costos operacionales de los generadores, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza los costos de operación y condiciones de racionamiento durante el período de estudio. Los precios básicos de energía y potencia surgen de la determinación de los costos marginales de suministro y de aumentar de manera económicamente eficiente la capacidad instalada, respectivamente.

El DFL1 establece criterios que vinculan el precio regulado con el precio libre, de manera de asegurar que el primero tenga un comportamiento que refleje el del mercado no regulado. Con la introducción de las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras en la ley Nº 20.018, se busca disminuir paulatinamente la relevancia del precio de nudo de manera que, con el paso del tiempo, el precio final que paguen los clientes regulados refleje las condiciones de las licitaciones de suministro eléctrico que sostengan las empresas distribuidoras.

Asimismo, las empresas propietarias de fuentes de generación de energías renovables no convencionales, incluidas las pequeñas centrales hidroeléctricas, tienen derecho a suministrar a las empresas de distribución hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados al precio promedio a nivel de generación - transmisión.

2.4. Tarifas de Distribución

La Ley eléctrica contiene las disposiciones generales respecto del proceso tarifario en la distribución. El precio de distribución debe basarse, según establece la Ley, en la determinación de los costos medios de distribución, denominados "valores agregados de distribución" (VAD), y las empresas distribuidoras están obligadas a satisfacer la demanda eléctrica en su área concesionada según dicho valor.

El VAD contempla un cargo fijo y otro por unidad de potencia. Los costos de inversión anual se calculan considerando el costo de reemplazo de instalaciones eficientes para cubrir la demanda proyectada, según la vida esperada de las instalaciones, más un 10% del retorno real sobre los activos. El VAD se calcula simultáneamente para las diferentes empresas distribuidoras cada cuatro años, basados en una empresa modelo eficiente que distribuye electricidad en el área geográfica de la empresa respectiva. A esta empresa modelo se le consideran todos sus costos asociados tanto de capital como de operación, incluyendo depreciación. La fijación vigente se realizó en 2004 y tiene una duración de 4 años, sólo cambiando de acuerdo a la indexación establecida en la ley.

En el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación tarifaria, se recalcula el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria. Este corresponde al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución. El cálculo del VNR sirve principalmente para el chequeo de rentabilidad efectuado al final del proceso tarifario, y antes de la fijación de las tarifas definitivas.

Los consumidores finales regulados pagan un cargo fijo, un cargo variable por energía consumida más un cargo por sobreconsumo. El cargo fijo mensual incluye cargos fijos de administración, facturación y atención al cliente. El cargo variable por energía consumida, corresponde al costo marginal de generación-transmisión a nivel de alta tensión (precio nudo) asociado al nudo de alimentación de la empresa distribuidora más las pérdidas de distribución.

La ley Nº 20.018 contempla algunos instrumentos para gestionar la demanda de electricidad por medio de un control sobre la cantidad de energía consumida. Específicamente, el artículo 90º bis de la ley Nº 20.018 establece que las empresas generadoras de electricidad pueden realizar ofertas de ahorro (y de sobre-consumo) a los clientes regulados. Este constituye en la actualidad el único elemento que permitiría incorporar criterios de ahorro de energía dentro de las tarifas de distribución [12].

En marzo de 2008 se promulgó la ley 20.257, que busca crear las condiciones para materializar proyectos de energías renovables no convencionales, y generar confianza en el mercado eléctrico respecto al desarrollo de estas tecnologías en el largo plazo. Mediante este instrumento se exige a las empresas generadoras de los Sistemas Interconectados del Norte Grande y Centro, acreditar que un 5% de la energía comercializada a sus clientes durante cada año fue inyectada a los sistemas eléctricos por nuevas ERNC, a partir de 2010 y hasta 2014. A partir de esa fecha, dicho porcentaje se incrementará gradualmente en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Se introduce una sanción económica proporcional a la energía renovable no convencional no suministrada en casos de incumplimiento, consistiendo en un cargo de 0,4 UTM por cada megawatt hora de energía renovable no convencional no acreditado, el que aumentará a 0,6 UTM en caso de que las empresas reincidan en incumplimiento. En algunos sectores se ha intentado medir el impacto económico de esta ley[13], llegando a la conclusión de que puede tener un impacto significativo en el costo de la energía, especialmente si se genera en base a mini centrales hidraúlicas. De acuerdo a las estimaciones, en el caso de la energía eólica, la ley puede volver rentable su generación, mientras que en otros casos, como la energía solar, aún con la aplicación de la ley, no sería rentable la generación.

2.5. Institucionalidad

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la autoridad energética más relevante. Su objetivo es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

En materia de fijación tarifaria, la CNE tiene como función analizar técnicamente la estructura y nivel de precios y tarifas de bienes y servicios energéticos e informar al Ministerio de Economía para que fije dichos precios y tarifas.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es un organismo funcionalmente descentralizado, que se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Economía. La SEC participa en el otorgamiento y caducidad de concesiones de instalaciones energéticas (informando al Ministerio de Economía), en la fiscalización de la adecuada ejecución y operación de las obras destinadas al abastecimiento de energía y; en el asesoramiento al Ministerio y otros organismos técnicos respecto de tarifas de recursos energéticos y los reglamentos especiales de servicio. Tiene también atribuciones para aplicar sanciones en diferentes de estos ámbitos.

12. En Sauma (2007) "Estudio del Marco Regulatorio de la Distribución de Energía Eléctrica en Chile: Investigación, Análisis y Propuestas para Fomentar la incorporación de Criterios de Eficiencia Energética por parte de Empresas Distribuidoras" se presenta un análisis de las alternativas posibles para incorporar el uso eficiente de la energía en las tarifas de distribución eléctricas.
13. Ver Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile, IEE 3372 Mercados Eléctricos, Saldías,H. y Ulloa,H. (2008), Profesor: Hugh Rudnick

En las fijaciones tarifarias, y entre procesos, es la SEC quien recolecta la información que la Ley exige a las empresas para poder fijar sus tarifas.

En marzo de 2005 se creó el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), al alero de Ministerio de Economía, como primera iniciativa pública para promover el uso eficiente de la energía en el país. A partir de 2008 el PPEE es parte de la Comisión Nacional de Energía.

En enero de 2008 se presentó ante el Congreso el Proyecto de Ley que crea el Ministerio de Energía. Los principales aspectos que cubre dicho Proyecto dicen relación con la separación de las funciones de rectoría y regulación técnica - económica que actualmente radican en la Comisión Nacional de Energía, de manera de que todas las competencias en materias de formulación de políticas, normas legales y reglamentarias, planes y programas sean encomendadas al Ministerio de Energía. También se considera la creación de seis Secretarías Regionales Ministeriales de Energía, las que representarán al Ministerio en una o más regiones. Además se incorpora el Ministro de Energía al Consejo Directivo de CONAMA y los SEREMI de Energía se integran a las COREMAS.

La Comisión Nacional de Energía se especializará en los procesos tarifarios y en la determinación de normas técnicas sectoriales. Acorde con la separación de funciones y las tendencias internacionales, se le encomienda a la Comisión, como entidad técnica especializada, las funciones relativas a la regulación técnica - económica del sector.
Durante la discusión del Proyecto de Ley se agregó al Ministro de Energía la facultad para la creación de una agencia publico privada orientada al uso eficiente de la energía y una indicación para permitir la dictación de normas mínimas de desempeño energético (MEPS, por su sigla en inglés Minimum Energy Performance Standards).

3.

PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA

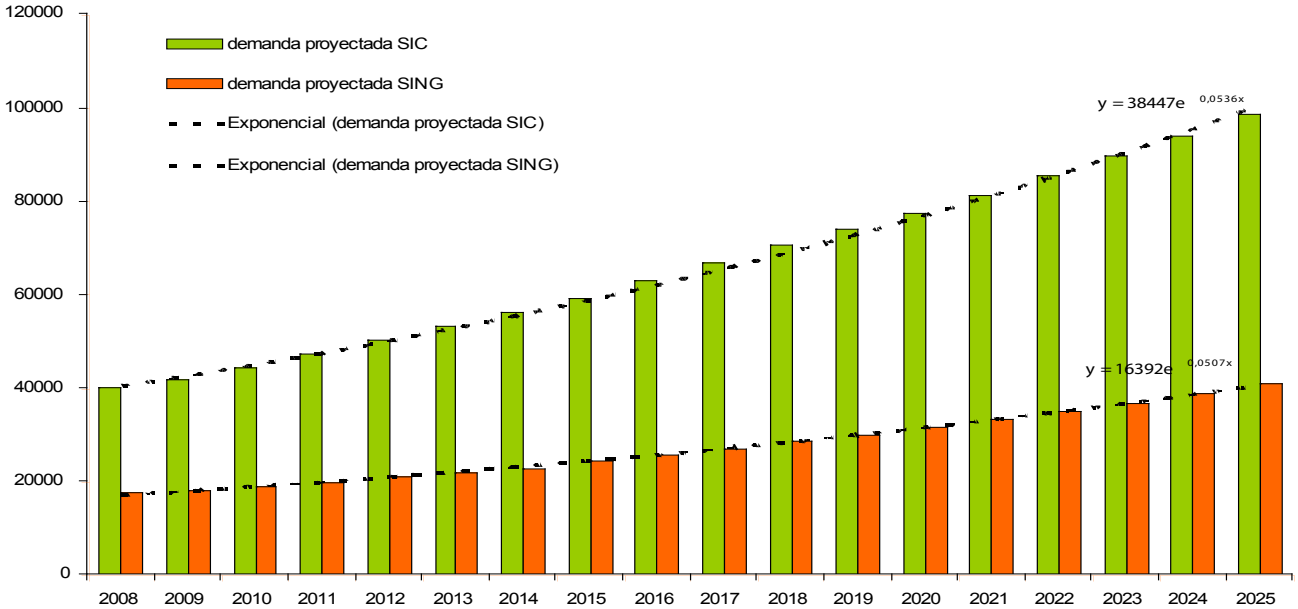
Para poder visualizar los requerimientos de la política energética, resulta fundamental conocer cuáles son las proyecciones de la demanda y la oferta en los próximos años. Los Informes de Precio de Nudo publicados en abril y octubre de cada año por la CNE muestran la predicción del regulador acerca de ambas variables en un horizonte de diez años, y constituyen el único referente público al respecto. Las proyecciones se efectúan para cada subsistema por separado, no obstante no se entregan de manera desagregada para cada sector de consumo.

El Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN) de la Universidad de Chile junto a la Universidad Técnica Federico Santa María realizaron un estudio de este tipo en el marco de un proyecto encabezado por Chile Sustentable para la estimación del potencial de eficiencia energética y ERNC asociado al SIC[14]. Este documento siguió esa metodología y en la proyección de demanda agregada por subsistema se utilizaron hasta 2018 los datos del Informe de Precio de Nudo de abril de 2008, y posteriormente la tasa promedio de crecimiento de la demanda en todo el período. En el Gráfico 13 se muestra esta proyección y se presenta una línea de tendencia con ajuste exponencial para calcular la tasa promedio de crecimiento del período completo.

En el Gráfico 14 se presentan los resultados del mismo estudio para la demanda proyectada para cada subsector, de dónde es posible concluir que los principales "conductores" de la demanda eléctrica en el SIC serán los sectores industriales y mineros, seguidos por el comercial, lo que debería ser considerado a la hora de definir una política pública para el uso eficiente de energía.

14. Ver Chile Sustentable, (2008) "Aporte Potencial de: Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica", elaborado por el PRIEN de la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María.

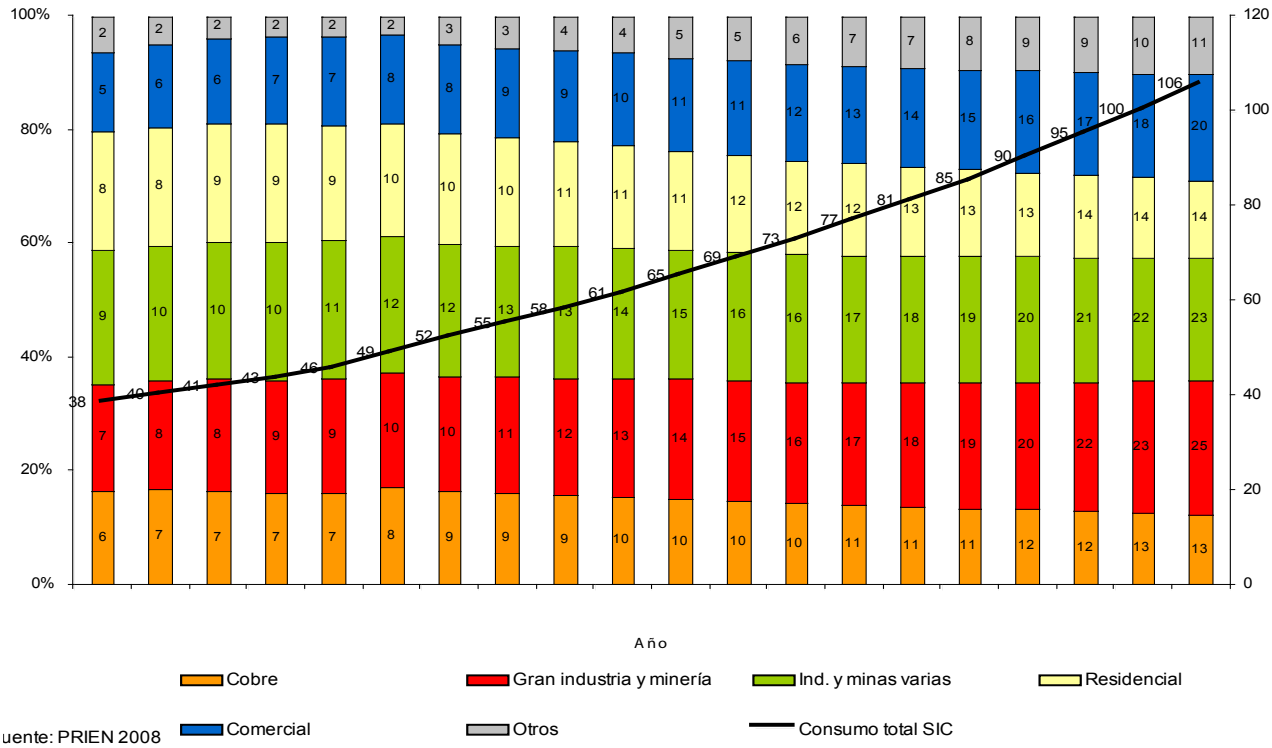
GRÁFICO 13: Demanda Proyectada



(*) Elaboración propia en base a PRIEN (2008), Informes precio de nudo abril 2008

Fuente: Elaboración propia en base a Chile Sustentable, (2008), e Informes precio nudo abril 2008

GRÁFICO 14: Proyección de Demanda de Energía Eléctrica dn dl SIC

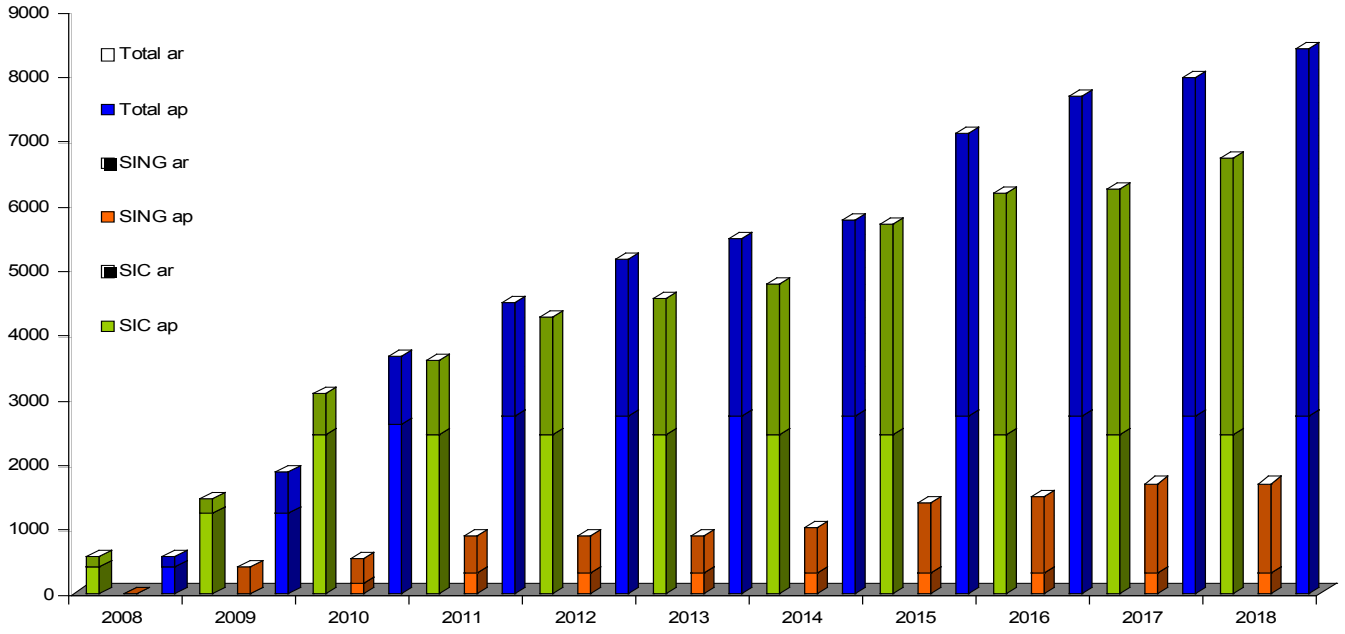


Fuente: Chile Sustentable, (2008)

La oferta de energía eléctrica también puede ser proyectada en base a los Informes de Precio de Nudo. A partir de esta información se construyó el Gráfico 16, donde se presenta la proyección de oferta hasta el 2018, distinguiendo entre aquéllos proyectos que se encuentran en proceso de construcción), y se denominan como "ap" (adicional proyectada), y la oferta recomendada ("ar"), la cual se orienta a la demanda proyectada[15].

En el gráfico es posible observar que, en el caso del SING, la proporción de proyectos en proceso de construcción versus los que la autoridad recomienda realizar es muy baja, lo que deja un amplio margen a la entrada de proyectos de ERNC y EE que permitan satisfacer los requerimientos de la demanda. En el caso del SIC la evidencia es menos concluyente: hasta 2014, casi la mitad de la oferta proyectada corresponde a proyectos que se encuentran en alguna etapa de su construcción, y a partir de ese año los proyectos recomendados representan un mayor porcentaje en la oferta proyectada total.

GRÁFICO 15: Oferta Proyectada



: elaboración propia en base a Informes de precio de nudo abril 2008. Donde: ar=oferta adicional recomendada; ap=oferta adicional proyectada

Fuente: Elaboración propia en base a informes de precio nuco abril 2008. Donde ar- oferta adicional recomendada; ap-oferta adicional proyectada.

15. En el Anexo 5 "Estudio Programa de Obras de Generación y Transmisión de Mínimo costo de abastecimiento del SIC" del Informe de precio de nudo se entrega el plan de obras recomendado por la CNE (oferta recomendada, ar): "A partir de la información disponible por esta Comisión, se conformó un set de proyectos factibles de ser desarrollados en el horizonte 2008-2018, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas." Para cada tipo de proyecto se utilizan distintos criterios en la selección. En base a esta información se considera Oferta adicional proyectada (ap): Corresponde a las obras que se encuentran en construcción al momento del Informe de Precio de Nudo y Oferta adicional = Oferta ap + Oferta ar.

Otros elementos que resultan interesantes de rescatar de este Informe de Precio de Nudo (abril 2008) dicen relación con la reciente factibilidad económica que representa operar las instalaciones existentes con GNL, debido a las condiciones energéticas actuales.

El plan de obras propuesto para el SING al 2018 es completamente térmico, con una composición 65% carbón y 35% diesel, para un total de 1700 MW. Para el SIC, la composición de la oferta proyectada es 35% hidroeléctrica, 60% termoeléctrica, 2% eólica y 3% geotérmica, para un total de 6720 MW adicionales proyectados hasta el 2018.

4.

ESTADO DE INFORMACIÓN

Tal como se mencionó en la introducción de este documento, la discusión acerca de las fuentes alternativas de energía requiere como insumo fundamental contar con información de calidad. Información incompleta se traduce en decisiones sesgadas, que no reflejan los costos y beneficios sociales asociados a cada una de las fuentes energéticas.

Respecto de la demanda de energía y las posibilidades de su uso eficiente, la información disponible proviene básicamente de dos fuentes: los Informes de Precio de Nudo elaborados en los meses de abril y octubre de cada año por la CNE y el Balance Nacional de Energía (BNE), que elabora anualmente la CNE y se publica en el mes de julio. En el primero, se entregan proyecciones de crecimiento de oferta y demanda por sistema interconectado. En el segundo, aparece el desglose de los consumos de energía secundaria por sector de consumo a nivel agregado de la demanda, no así por cada uno de los sistemas.

Lo anterior dificulta de sobremanera la realización de proyecciones de demanda por sectores y la estimación de potencialidades de mejorar el uso de la energía en cada uno de ellos. Otro elemento a considerar es que en el BNE no se indican las empresas consideradas en el sector industrial que constituyen la estimación de demanda que se publica, por lo que no es posible contrastar con ellos mismos sus proyecciones para el año siguiente. Tampoco se diferencian por ejemplo consumos en el sector comercial y en el sector público, definiendo con claridad los sub-sectores incluidos.

Para fines de este documento, se utilizaron las proyecciones de demanda y posibilidades de uso eficiente de energía estimados en el estudio "Estimación del potencial de la eficiencia en el uso de la energía eléctrica al abastecimiento del Sistema Interconectado Central", elaborado por el PRIEN de la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María para Chile Sustentable (2008).

El Programa País Eficiencia Energética (PPEE) cuenta con una serie de estudios disponibles, algunos de los cuales pueden ser obtenidos de la página web de dicha institución (www.

ppee.cl), los que también fueros consultados para fines de este trabajo. En particular "Estimación del potencial de ahorro en energía, mediante mejoramientos de la eficiencia energética de los distintos sectores" en sus versiones 2004 y 2008.

En Chile tampoco existen líneas de base para el consumo de los distintos sectores que permitan medir el grado de efectividad de las políticas de uso eficiente implementadas por el Estado. Según hemos podido observar en distintas presentaciones de profesionales del PPEE, durante el primer semestre del próximo año se espera contar con un estudio de consumo para el sector industrial, lo que sin duda será un aporte para quiénes deseen invertir en negocios vinculados con el sector y para los hacedores de política pública.

Respecto de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), la Tabla 3 presenta el estado de la información en Chile, a la luz de la investigación realizada en el marco de este estudio. En el año 2004, la Comisión Nacional de Energía desarrolló un análisis del potencial de las ERNC en Chile, concluyendo que si bien éstas aun no mostraban precios competitivos para ser parte de la matriz energética nacional la predicción era que pronto estarían en condiciones de hacerlo, dado el escenario vigente en ese entonces, con el precio de la energía en alza y los costos de las ERNC con una tendencia decreciente.

No obstante lo anterior, dicho estudio no contemplaba el corte del suministro del gas argentino y el aumento acelerado del precio del petróleo durante los últimos dos años, que actuaron como catalizadores del proceso para ciertas ERNC, como la energía eólica, que se transformaron en competitivas en términos económicos mucho antes de lo esperado.

A partir del estudio del año 2004, la CNE ha venido desarrollando una serie de iniciativas para levantar información relevante sobre las tecnologías que se estimaban más competitivas. En particular, se han realizado estudios orientados a la energía eólica, la geotérmica y la biomasa[16], consideradas por esta institución como las con mayor potencial.

De las fuentes analizadas, la que presenta una mayor cantidad de información disponible es la eólica, donde la CNE comisionó varias estaciones de monitoreo de vientos, las cuales se fueron instalando en terrenos privados en aquellas zonas que se consideraron con mayor potencial. A partir de los resultados de estas mediciones, se estimó un potencial del orden de 3000MW factibles de explotar en el Sistema Interconectado Central, desde Coquimbo hacia el sur. Dado que estas estaciones de monitoreo fueron instaladas en terrenos privados, se generaron subsidios a los dueños de dichos terrenos, y en algunos casos, un lock-in de la localización con desarrolladores de proyectos[17]. Adicionalmente, hoy existen cerca de 70 estaciones privadas de monitoreo de viento en el país.

En el caso de la geotermia, el Estado la ha reconocido como una de las ERNC con mayor potencial inmediato para nuestro país, por lo que ha llevado a cabo algunas medidas puntuales relacionadas con disminuir el riesgo asociado a la etapa de prospección, tales como prospectar a través de SERNAGEOMIN, para eventualmente licitar a privados las zonas con mayor potencial. Esto está directamente relacionado con el estatus jurídico del recurso geotérmico en el país, donde es el Estado el que otorga la concesión para los proyectos a ser desarrollados.

16. La publicación de este estudio está previsto para principios de 2009
17. El Estado al hacer estudios en ciertos terrenos privados, creaba una especie de subsidio al dueño del terreno ya que gratuitamente realizaba un estudio de vientos. Si estos eran positivos el terreno se valoraba y desarrolladores inmediatamente hacían ofertas. Esto muchas veces provocó molestias ya que vecinos reclamaban de por qué el estudio no se hacía en su terreno, el cual tenía las mismas características. Muchas veces los desarrolladores, los cuales exigían contratos de exclusividad, no tenían proyectos concretos ni el financiamiento necesario, lo que creaba un lock –in de la locación.

En el caso de las demás energías analizadas, funcionarios del Estado manifiestan que existen otras energías disponibles, que aun no están en condiciones de competir en nuestro país, pero que de igual forma es necesario hacer esfuerzos similares a los antes mencionados, por ejemplo la energía solar. Desde hace un tiempo la CNE se encuentra trabajando en el proceso de elaborar un programa de energía solar térmica. Dado que no existe mayor información respecto del recurso recientemente se están desarrollando los primeros estudios con seguimiento de radiación.

En julio de 2008, en el marco del proyecto "Energías Renovables No Convencionales[18]" entre la CNE y la Cooperación Técnica Alemana (GTZ), se instaló una estación de medición de radiación solar con sistema de seguimiento en el norte de Chile. Estas mediciones tienen por objetivo conocer el potencial de la radiación global y directa para un posible aprovechamiento energético de la energía solar en el norte de Chile. La estación se ubica en Pozo Almonte, en la Pampa del Tamarugal en la Región de Tarapacá[19].

En el caso de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, además de los informes de precio de nudo y los balances de energía elaborados ambos por la CNE, una fuente relevante es el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, que posee información detallada de cada una de las iniciativas que se presentan a calificación de la autoridad ambiental. Sin embargo, no es posible acceder a información sistematizada y estandarizada a partir de esta fuente, sino que deben revisarse por separado y en profundidad cada uno de los proyectos que se encuentran ingresados al mismo. Se considera que existe una importante oportunidad para sistematizar la información disponible en el SEIA, que referencia temas ambientales, económicos y sociales, de manera que también, los inversionistas puedan tener acceso a ella de manera rápida.

Otra oportunidad detectada dice relación con la posibilidad de incluir algunas preguntas relevantes en encuestas que ya son aplicadas por el Estado a través del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), de manera de levantar información de interés. Un caso particular es la encuesta de empleo que realiza anualmente el INE, donde a través de una mayor profundidad en la identificación de la actividad CIIU que realiza cada uno de los encuestados sería por ejemplo posible identificar rápidamente el nivel de empleo que utiliza cada una de las tecnologías de generación que actualmente se utilizan en Chile.

En conclusión, se considera que la información, su calidad, periodicidad, nivel de profundidad y disponibilidad, constituye un desafío importante para el sector, especialmente si lo que se persigue es la incorporación de nuevos actores a la industria eléctrica y generar mayor inversión privada asociada a las energías alternativas y la eficiencia energética.

18. Proyecto Energías Renovables No Convencionales (CNE/GTZ) PN: 2007.2079.7, Chile
19. A nivel mundial, dado el explosivo crecimiento de la demanda por este tipo de tecnología, los costos de generar energía en base a la radiación solar tanto mediante celdas fotovoltaicas como a través de la concentración solar han venido disminuyendo, aunque aun no se alcanzan niveles que la transformen en competitiva frente a las demás. Es así como al día de hoy existen cerca de 700MW instalados a nivel mundial y hay otros 2000MW adicionales en construcción.

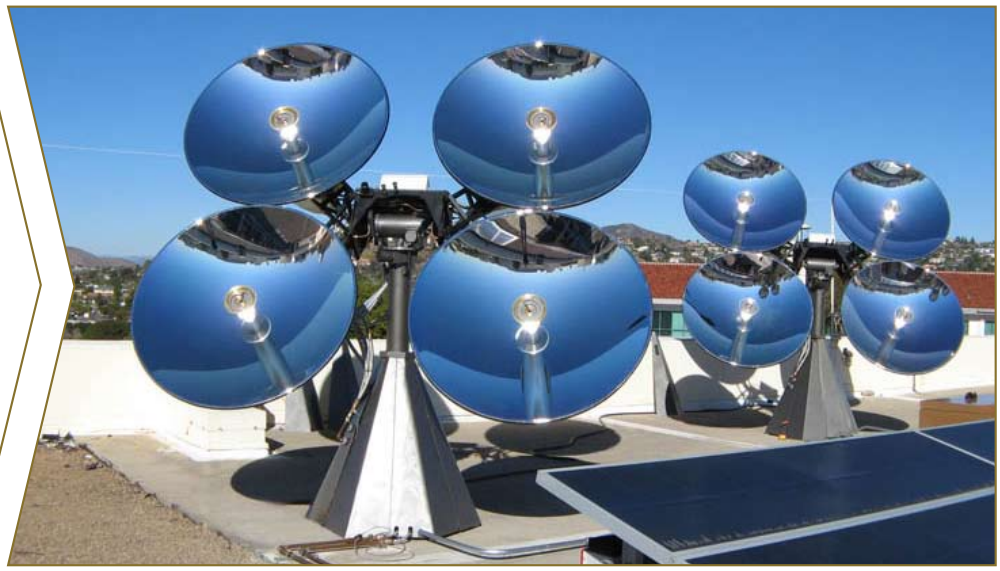
TABLA 3: Estado de la Información nn ERNC

Energía	Fuente de información	Contenido	Autor	Año
ERNC	Estudio de contribución de las ERNC a l SIC al 2025	Investigación para evaluar el potencial técnico-económico de las energías renovables no convencionales y el uso eficiente de la energía, procurando un aporte al abastecimiento eléctrico y la diversificación energética, en el Sistema Interconectado Central (SIC), como una manera de reducir la vulnerabilidad del sistema y la dependencia energética del país.	Universidad Técnica Federico Santa Maria con Chile Sustentable, con un Comité que incluyó entidades tales como la CORFO, la CNE, el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) y Organizaciones no Gubernamentales (ONG' s)	*2008*
Eólica	Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables	Mediciones de viento en 32 localidades aisladas de la red eléctrica.	Gobierno de Chile y la Organización de Naciones Unidas	2008
	Campaña de prospección eólica: Informe preliminar	Campaña de caracterización del patrón de vientos en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule	GTZ y CNE	2008
	Datos eólicos preliminares	Informe preliminar donde se publican los datos de viento relativos a las mediciones obtenidas en las regiones de Atacama, Coquimbo y Maule	GTZ y CNE	2008
	Guía para Evaluación Ambiental: Proyectos Eólicos	Guía orientada a la tramitación ambiental de proyectos eólicos en Chile	GTZ y CNE	2006
	Simulación Preliminar de Desempeño Operacional y Comercial de Centrales de Generación Eléctricas Geotérmicas y Eólicas	Análisis operacional y económico de posibles proyectos de generación eléctrica operando en los sistemas eléctricos nacionales	Universidad de Chile (para CNE)	2003
	Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país	Recopilación y análisis de información meteorológica de superficie entre las regiones de Atacama y de Los Lagos	Fundación para la Transferencia Tecnológica (para CNE)	2003
	Evaluación del potencial de energía eólica en Chile	Estudio de Baja densidad de los vientos en Chile	CORFO	1993

Energía	Fuente de información	Contenido	Autor	Año
Geotermia	Simulación Preliminar de Desempeño Operacional y Comercial de Centrales de Generación Eléctricas, Geotérmicas y Eólicas	Análisis operacional y económico de posibles proyectos de generación eléctrica operando en los sistemas eléctricos nacionales	Universidad de Chile (para CNE)	2003
	Catastro de manifestaciones termales en Chile	Catastro de los sitios que se estima pueden poseer un potencial geotérmico aprovechable energéticamente	SERNAGEOMIN	En actualización constante
	Reglamento que Identifica fuentes probables de Energia Geotérmica	Estudio sobre identificación de Fuentes Probables de Energía Geotérmica	SERNAGEOMIN	2000
Biomasa	Potencial de Biomasa Forestal	Estudio que configura una primera aproximación a la viabilidad de generar energía a partir de los residuos provenientes del manejo forestal en Chile	GTZ y CNE	2008
	Guía para Evaluación Ambiental: Proyectos de Biomasa	Guía que orienta sobre la tramitación ambiental en Chile de proyectos de generación de energía eléctrica por medio del uso de biomasa y biogás.	GTZ y CNE	2007
	Potencial de Biogás	Estudio que caracteriza los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la producción de biogás. Contiene una estimación preliminar de su potencial energético (energía eléctrica y térmica).	GTZ y CNE	2007
	Residuos Madereros	Estudio que analiza la disponibilidad de residuos de la industria primaria de la madera que son factibles de usar para la generación de energía.	GTZ y CNE	2007
Solar	Estación de medición de la radiación solar en Pozo Almonte	Medición de la radiación solar con sistema de seguimiento en el norte de Chile	GTZ y CNE	En proceso
	Archivo Solarimétrico Nacional	Mapa de baja densidad sobre las radiaciones solares diarias para todas las regiones del país	Universidad Técnica Federico Santa María	1987

Fuente: Elaboración propia

5.



CARACTERIZACIÓN DE LAS DISTINTAS FUENTES ENERGÉTICAS ELÉCTRICAS

5.1. INTRODUCCIÓN

El análisis de las fuentes energéticas (eléctricas) contempló los siguientes aspectos en cada caso:

- Potencial
- Costos
- Seguridad energética
- Eficiencia
- Emisiones CO2
- Aspectos ambientales
- Efectos laborales
- Factores de éxito y fracaso

A continuación se resumen los hallazgos más relevantes, con una perspectiva transversal. Posteriormente, en las secciones de este capítulo, se discuten esos hallazgos con mayor detalle, para cada fuente. No se emiten juicios, priorizaciones o ponderaciones de los aspectos mencionados. Esto se considera justamente tarea de la futura discusión política necesaria para decidir sobre estrategias energéticas de neutralidad o de fomento de seleccionadas fuentes. En el presente trabajo se entregan únicamente antecedentes e insumos para esta discusión.

En las tablas siguientes se presentan los valores cuantificables e indicaciones de orden cualitativo que se lograron obtener en la elaboración de este documento.

TABLA 4: Resumen Fuentes Energéticas

Fuentes de energía	Tecnología considerada	Capacidad Instalada en la Matriz Chilena al 2007[20]	Potencial Bruto (MW)[21]	Potencial Económicamente Factible 2025 (SIC) (MW)[22]	Proyectos en el SEIA (MW)[23]
Eficiencia Energética	Múltiples	si	si	4.565	14
Gas natural	Turbina de gas de ciclo abierto	37%	na	si	740
	CCGT (Turbina de gas de ciclo combinado)				
Petróleo	Motor Diesel	7%	na	si	66,5
Carbón	CP (Combustible pulverizado con desulfuración de los gases de escape)	16%	na	si	3316
	ClF (Combustión de lecho fluido circulante)				
	CCGI (Ciclo combinado con gasificación integrada)				
Energía nuclear	Reactor de agua ligera	0%	na	si	0
Biomasa	Central de generación a partir de biomasa	1%	13.675	903	si
Energía eólica	Terrestre	0%	40.000	1200	791
	Marítima	0%			
Energía hidroeléctrica	Central grande	38%	si	si	4.684
	Central pequeña		20.392	1.850	43
Energía solar	Concentración Solar	0%	101.000	400	0
	Fotovoltaica	0%			
Geotermia	Electricidad	0%	16.000	1.400	0
	Calor				

20. Fuente: www.cne.cl
21. Fuente: Chile Sustentable (2008) Aporte potencial de Energías Renovables no Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008 - 2025
22. Fuente: Chile Sustentable (2008) Aporte potencial de: Energías Renovables no Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008 - 2025 (Escenario Dinámico Plus)
23. Fuente: Elaboración Propia; Proyectos presentados en www-e-seia.cl a Noviembre del 2008, y que no están aún calificados.

Fuentes de energía	Tecnología considerada	Costo Generación 2006 [24] (US$/MWh)	Costo Generación 2030 [25] (US$/MWh)	Emisiones GEI (Kg C02eq / MWh) [26]	Eficiencia [27]
Eficiencia Energética	Múltiples	Entre 0, 29 y 196, 1 [28]		Indirectas	-
Gas natural	Turbina de gas de ciclo abierto	60-90	70-110 (170 (WEO (2008))	440	40%
	CCGT (Turbina de gas de ciclo combinado)	45-58	50-70 (170 (WEO (2008))	400	50%
Petróleo	Motor Diesel	90-100	100-120	550	30%
Carbón	CP (Combustible pulverizado con desulfuración de los gases de escape)	40-50	60-80	800	40-45%
	ClF (Combustión de lecho fluido circulante)	45-60	65-85	800	
	CCGI (Ciclo combinado con gasificación integrada)	50-65	70-90	750	48%
Energía nuclear	Reactor de agua ligera	50-60	50-60 (110 (WEO (2008))	15 [29]	33%
Biomasa	Central de generación a partir de biomasa	35-100	30-70	30	30-60%
Energía eólica	Terrestre	90-100	70-80	30	95-98%
	Marítima	100-110	80-90	10	95-98%
Energía hidroeléctrica	Central grande	si	si	20	95-98%
	Central pequeña	40-90	30-90	5	
Energía solar	Concentración Solar	150-370	80-200	si	si
	Fotovoltaica	320-680	120-260	100	si
Geotermia	Electricidad	70-80	40-70	si	45-90% [30]
	Calor	si	si	si	20-70% [31]

24. World Energy Outlook (WEO) 2008 para ERNC, datos recolectados de información gráfica (del 2006). Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, "Una Política Energética para Europa", 2007 para energías convencionales (con datos de 2005)
25. World Energy Outlook (WEO) 2008 para ERNC, datos recolectados de información gráfica. Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, "Una Política Energética para Europa", 2007 para energías convencionales, si no se indica WEO
26. Fuente: Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, 2007
27. Fuente: Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, 2007
28. Elaboración propia en base a Chile Sustentable (2008) encargado a PRIEN
29. La cifra de esta fuente es considerada muy baja. Otras fuentes, tales como Storm van Leeuwen,J.W. y Smith,P. (2008) Nuclear power the energy balance, o Oekoinstitut (1997) Comparing Greenhousegas emmissions and abatement costs of nuclear and alternative energy options from a Life-Cycle Perspective indican emisiones de entre 30-60 y hasta 140kg CO2 equivalentes, tomando en cuenta un enfoque de ciclo de vida.
30. Valores obtenidos de World Energy Assessment, Overview 2004 Update, PNUD
31. Valores obtenidos de World Energy Assessment, Overview 2004 Update, PNUD

Fuentes de energía	Tecnología considerada	Dependencia Metereológica	Seguridad de Abastecimiento "Perspectiva Geopolítica" [32]	Porcentaje del Total que es Importado año 2007 (Combustible) [33]	Sensibilidad al precio del combustible	Reservas Probadas / Producción anual [34]
Eficiencia Energética	Múltiples	n.a	n.a	n.a	n.a.	n.a
Gas natural	Turbina de gas de ciclo abierto	Nula	muy baja	57% Debido a la restricción Argentina. Año normal 80%	Muy alta	64 años
	CCGT (Turbina de gas de ciclo combinado)					
Petróleo	Motor Diesel	Nula	media – baja	98%	Muy alta	42 años
Carbón	CP (Combustible pulverizado con desulfuración de los gases de escape)	Nula	Baja	79%	Media	155 años
	CIF (Combustión de lecho fluido circulante)					
	CCGI (Ciclo combinado con gasificación integrada)					
Energía nuclear	Reactor de agua ligera	Nula	media – alta	na	Baja	85 años
Biomasa	Central de generación a partir de biomasa	Nula	n.a.	na	Media	na
Energía eólica	Terrestre	Media			Despreciable	
	Marítima					
Energía hidroeléctrica	Central grande	Alta				
	Central pequeña					
Energía solar	Concentración Solar	Media				
	Fotovoltaica					
Geotermia	Electricidad	Nula				
	Calor					

32. Se tomó como referencia la lista de clasificación de riesgo país de la OECD de los países que proveen de combustible a nuestro país. Además se consideró el porcentaje que representan del total de las importaciones. La tabla que se construyó con estas cifras se encuentra en Anexo III.
33. Fuente: Balance Energético, CNE, 2007
34. Fuente: Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, "Una Política Energética para Europa", 2007. Constituyen reservas probadas del recurso que, según el análisis de los datos geológicos y de ingeniería, presentan razonable certeza de ser recuperables, en el futuro, y se encuentran en yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, reglamentos y métodos operativos existentes, o sea, a precios y costes vigentes en la época de su evaluación.

Fuentes de energía	Tecnología considerada	Efectos Laborales (trabajadores por MW instalado)		Posibilidad de Conflicto	Tipo de Mercado
		Construcción	Operación		
Eficiencia Energética	Múltiples	Entre 10 y 20 por MW, muy estimativo - de los puestos creados, 10% se asocian a inversión directa en EE y 90% a efectos indirectos		Muy baja	Competitivo
Gasnatural	Turbina de gas de ciclo abierto	2	0,73	Media	Concentrado (Pocos grandes Actores)
	CCGT (Turbina de gas de ciclo combinado)				
Petróleo	Motor Diesel			Media	Concentrado (Pocos grandes Actores)
Carbón	CP (Combustible pulverizado con desulfuración de los gases de escape)			Alta	Concentrado (Pocos grandes Actores)
	CIF (Combustión de lecho fluido circulante)				
	CCGI (Ciclo combinado con gasificación integrada)				
Energía nuclear	Reactor de agua ligera	si	Si	Muy Alta	si
Biomasa	Central de generación a partir de biomasa	16,01 5,2	0,1 1,4	Baja	Mercado Limitado a Empresas que manejan la biomas a como insumos
Energía eólica	Terrestre	5,8	0,3	Baja	Competitivo
	Marítima	3,6	0,4		

35. Fuente: Elaboración propia, en base a Terram (2009) que indica que a Noviembre 2008 25% de os proyectos ingresados al SEIA presentaban algún tipo de conflicto ambiental, y que la conflictividad ha sido creciente. En la lista de los proyectos con conflictos en dicho informe hay sólo un 13,5% de proyectos ERNC cuando el % de proyectos de ERNC en el total de proyectos en SEIA se eleva en 21%, aunque en términos de MW proporcionados esta cifra baja a 5%. Entre los 9 conflictos más relevantes en el estudio se cita solamente un conflicto relacionado con una miniventral hidroeléctrica, el resto se relaciona con Energías Convencionales (renovables y no renovables). No está claro cuál es el porcentaje de proyectos desistidos y rechazados por conflictos que son ERNC o EC. El tema requerirá mayor investigación.
36. Fuente: Elaboración propia
37. Ver sección eficiencia energética, efectos laborales, abajo.
38. Información construida a partir de 16 Proyectos ingresados en el SEIA a Noviembre de 2008
39. Información construida a partir de 16 Proyectos ingresados en el SEIA a Noviembre de 2008
40. Considera los 4 proyectos eólicos de hasta 74 MW con información laboral disponible en el SEIA (Ver sección Eólica)
41. Considera los 4 proyectos eólicos de hasta 74 MW con información laboral disponible en el SEIA (Ver sección Eólica)
42. Corresponde al Proyecto Talinay (500 MW)
43. Corresponde al Proyecto Talinay (500 MW)

Fuentes de energía	Tecnología considerada	Efectos Laborales (trabajadores por MW instalado)		Posibilidad de Conflicto [35]	Tipo de Mercado [36]
		Construcción	Operación		
Energía hidroeléctrica[2]	Central grande	24,3	1	Alta	Concentrado (Pocos grandes Actores dueños de derechos de agua)
	Central pequeña	4,1	0,2	Media	
Energía solar	Concentración Solar	6 [44]	Si	Baja	Mercado de Innovación
	Fotovoltaica				
Geotermia	Electricidad	0,25	0,04	Baja	Concesiones

5.1.1. POTENCIAL

Para las fuentes energéticas convencionales, no existen estimaciones de potenciales brutos, ni de los potenciales económicamente factibles. Los proyectos ingresados al SEIA proporcionan una indicación (cota superior dado que es claro que no todos se implementarán) de lo que el sector privado estaría eventualmente dispuesto a invertir en fuentes convencionales, y en este grupo destaca claramente el carbón, con más de 3.000 MW de capacidad, en proyectos que están en proceso de calificación ambiental. La limitante del potencial bruto de las fuentes convencionales de combustibles fósiles se da por las reservas probadas a nivel mundial, que en el caso del carbón son del orden de 155 años.

El potencial económicamente factible total de ERNC para el sistema SIC es de 5.753 MW (de este potencial, el porcentaje de participación más alto se da para las hidroeléctricas pequeñas, con 1.850 MW). También es digno de destacar el potencial que se asocia a la Eficiencia Energética, 4.565 MW para el año 2025. Lo anterior, de materializarse, constituiría una parte importante de la capacidad proyectada para el sistema SIC al año 2025.

Llama la atención la gran diferencia entre el potencial bruto y el potencial económicamente factible (2008). En general, el potencial económicamente factible está entre un 5% y un 10% del potencial bruto, con excepción de la energía solar fotovoltaica, que manifiesta el potencial bruto más alto, con 101.000 MW, pero que debido a su alto costo no alcanza actualmente ni el 0,5% de lo económicamente factible.

5.1.2. COSTOS

Las estimaciones de costos de cada alternativa energética son estimaciones generales, con alta varianza dependiendo de las características específicas de cada proyecto, dependiendo, entre otros factores, de la localización y la infraestructura existente, y la tecnología específica seleccionada. Sin embargo, de manera indicativa, se pueden presentar varios antecedentes importantes:

> Las ERNC presentan, en promedio, un mayor costo de generación que las energías convencionales.

> Existen ERNC que hoy resultan competitivas con las convencionales en contextos y circunstancias favorables. Lo anterior no aplica al caso de la energía solar fotovoltaica.

44. Información asociada al Proyecto Beneixema, España

Los costos de generación de las ERNC se proyectan a la baja en el tiempo, no así para las energías convencionales.

De mantenerse esta tendencia, al año 2025 las ERNC serían una alternativa competitiva con las energías convencionales.

La posibilidad de cuantificar los costos por MW equivalente para la EE es un gran avance para introducir la EE como otra opción energética en la matriz.

La EE presenta un rango de costos muy amplio, debido a la variedad de soluciones tecnológicas y ámbitos de acción que posee, los que en muchos casos resultan menores que los de otras opciones energéticas.

5.1.3. SEGURIDAD ENERGÉTICA

El objetivo de seguridad energética, entendida como el proceso que busca minimizar riesgos de abastecimiento a un costo razonable, no debe ser confundido con "independencia energética", la que busca autoabastecimiento con recursos propios eliminando dependencia del extranjero[45]. La seguridad energética relacionada con cada fuente, considera distintos factores, entre los cuales están la dependencia de combustibles importados monopólicos, riesgos geopolíticos, el nivel de competencia y participación de empresas, el nivel de dependencia de factores climáticos, y el nivel de concentración de generación en plantas individuales.

En todos estos aspectos, excepto la dependencia de factores climáticos, las ERNC figuran con mayor nivel de seguridad. Entre las fuentes convencionales basadas en combustibles fósiles destaca la independencia de factores climáticos. En el caso del gas natural y del gas licuado resalta el alto riesgo país, mientras que la diversificación de los países abastecedores de Chile en el caso del petróleo, carbón y diesel ayuda a bajar los riesgos, concentrándose el riesgo finalmente más bien en los potenciales aumentos en los precios que en riesgos de desabastecimiento.

El argumento del portafolio diversificado puede ser evaluado como una acción para minimizar riesgos de abastecimiento, a todo nivel (fuentes, países abastecedores y empresas generadoras).

5.1.4. EFICIENCIA

La eficiencia es un indicador relevante para evaluar los procesos de transformación de la energía. Mientras que en el caso de la energía hidráulica y la energía eólica las eficiencias están cerca del 100%, en todos los otros casos hay aún un amplio potencial de mejoramiento. En el caso de los combustibles fósiles actualmente sólo un 30-50% de la energía utilizada se convierte en electricidad. Mejoras en eficiencia constituyen un desafío central, especialmente para las fuentes basadas en combustibles fósiles, incluyendo la energía nuclear y la geotermia, pero también en el caso de la energía solar.

En el caso de las centrales a gas natural y carbón la introducción de la tecnología de ciclo combinado ha implicado aumentos significativos en la eficiencia. El ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC) implica la gasificación del carbón y el uso de turbinas a gas, con eficiencias de hasta un 50%, pero también usando tecnologías convencionales de

45. Ver Rudnick, H. (2006) Seguridad energética en Chile: dilemas, oportunidades y peligros; Temas de la Agenda Pública, año 1, Nro. 4, noviembre 2006, Pontificia Universidad Católica, Vicerectoría de Comunicaciones y Asuntos Públicos.

combustión de carbón pulverizado, se pueden lograr incrementos importantes de eficiencia, al incorporar por ejemplo nuevas aleaciones de acero, pudiendo llegar a eficiencias de cerca del 45%. Los proyectos nuevos de centrales a carbón en Chile deben pasar por una revisión crítica en este sentido.

5.1.5. EMISIONES DE CO2

Las emisiones de CO2 son actualmente, sin lugar a duda, el tema ambiental global más relevante cuando se trata de generación eléctrica. Hoy no existe ninguna política energética de países pertenecientes a la OCDE que no establece el vínculo entre emisiones de CO_2 y cambio climático.

La cuantificación de estas emisiones se ha vuelto práctica común, desde la implementación del Protocolo de Kyoto, el cual contiene obligaciones de reducción de emisiones para países industrializados. Estando Chile ad portas de una afiliación a la OCDE y acercándose la Conferencia de Copenhagen (en cuyos preparativos ya se han mencionados temas relacionados con la inclusión de países emergentes y/o de sectores productivos energointensivos tales como la minería), cuyo objetivo es la definición de las acciones futuras post Kyoto a partir del año 2012, la importancia del tema para Chile no puede ser sobre-enfatizada.

Las ERNC, la hidroelectricidad y la energía nuclear generan, en promedio, una veintésima parte de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) generados por las fuentes de energías convencionales basadas en combustibles fósiles. Esto indicaría que, al regularse las emisiones de estos gases se generarían una mayor competitividad tanto para las ERNC, como para la hidroelectricidad y energía nuclear.

Como alternativa a lo anterior se debería considerar la posibilidad de reducir las emisiones de GEI provenientes de fuentes convencionales, pero datos actuales indican que una captura de alrededor del 30% de estos, implica duplicar el costo de generación.

Para efectos de poder evaluar las alternativas existentes, es necesario considerar un enfoque de ciclo de vida para todas las fuentes de energía, ya que las emisiones pueden ser significativamente más altas cuando se incluye todo el proceso desde la producción de la tecnología, y no solamente las emisiones directas derivadas de la generación; en este caso destaca el caso de la energía solar fotovoltaíca, que debido a los requerimientos energéticos en el proceso de producción de los paneles, presenta emisiones de ciclo de vida que pueden alcanzar incluso a un cuarto de las emisiones que se generan con tecnología de turbinas de gas de ciclo combinado.

Uno de los aspectos ambientalmente positivos relacionados con el uso de biomasa consiste en que presenta un balance de CO_2 favorable (la biomasa retiene, durante su crecimiento, más CO_2 del que se libera durante su combustión). Esto también se aplica en el caso de la quema de biogas, proveniente de los desechos en vertederos o crianza de animales, ya que gran parte de este gas es metano, también precursor del calentamiento global, con mayor potencial invernadero que el CO_2.

5.1.6. ASPECTOS AMBIENTALES

Aunque el énfasis a nivel global, se concentra en las emisiones de CO_2, no se deben olvidar los otros efectos ambientales de distinta índole que se relacionan con la generación eléctrica. Mientras que algunos de estos aspectos están sujetos a regulación y gestión a nivel nacional, otros se mueven en un terreno aún poco regulado y controlado, excepto a nivel de cada proyecto de inversión individual a través del proceso de Evaluación de Impacto Ambiental de casos específicos. A pesar de que se dificulta la cuantificación y la comparabilidad de los efectos ambientales entre fuentes, a nivel general, se puede constatar que las ERNC implican efectos bastante menores que las energías convencionales. Los aspectos destacables incluyen:

El valor de áreas naturales prístinas o vírgenes. Existen sectores del territorio chileno que no han sido sujeto de intervención humana, o sólo de una intervención humana mínima. Este tipo de territorio se vuelve cada vez más escaso y la alteración de esa condición involucra un costo de oportunidad que es difícil de valorar y por lo tanto no debería ser una decisión a tomar caso a caso en los Estudios de Impacto Ambiental sino ser una decisión política a otro nivel.

Las emisiones locales generadas por las plantas termo eléctricas a gas natural, diesel y carbón así como la generación geotérmica, como se discute en otras secciones, pueden ser significativas[46]. En Chile no existen normas de emisión, aunque se está en proceso de generar una y éstas se regulan básicamente a nivel de las Resoluciones de Calificación Ambiental en el marco de cada Estudio de Impacto Ambiental. Los contaminantes más relevantes, en el caso de los combustibles fósiles, son material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, compuestos orgánicos volátiles, y en el caso de algunos combustibles, metales pesados.

Existen variadas tecnologías de control de emisiones, tales como sistemas post proceso (end of pipe), y cambios en procesos (p. ej.- lechos fluidizados u otros). A mayor control, los costos de generación tienden a ser mayores. Los gases emitidos por las centrales geotermales, son distintos a los de las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles (CO_2, sulfuro de hidrógeno (H_2S), amoníaco (NH_3) y metano (CH_4)).

La alteración de los ríos en el caso de las hidroeléctricas grandes. Para evitar estos efectos, la legislación chilena introdujo el concepto de caudal ecológico. En el marco de varios EIA de proyectos hidroeléctricos chilenos ha habido discusiones sobre los efectos ambientales de las alteraciones provocadas.

Las áreas inundadas en el caso de hidroeléctricas de embalse. La extensión de las áreas inundadas varía significativamente entre distintos proyectos hidroeléctricos. Por ejemplo, mientras que Rapel genera 12.5 GWh/año por Km^2 embalsado, Colbún genera 54.2 GWh/año por Km^2 embalsado e HidroAysen proyecta generar 314 GWh/año por Km^2 embalsado.

Los riesgos de un posible accidente radiológico así como el manejo de los desechos radioactivos en el caso de la energía nuclear. Si se analizan los riesgos desde un punto de vista de probabilidad de ocurrencia, los accidentes son poco probables, pero de suceder pueden tener efectos catastróficos. Hay documentados una veintena de accidentes nucleares civiles en las últimas cuatro décadas, con grados de peligrosidad desde "anomalías" hasta "accidentes graves" de acuerdo a la "Escala Internacional de Accidentes Nucleares (INES)47" . El accidente más grave hasta ahora, fue el caso de la central nuclear de Chernobyl en Ucrania, en 1986, que liberó grandes cantidades de material radiactivo a la atmósfera, extendiéndose la pluma por la mayor parte de Europa. Los residuos generados por las plantas nucleares son de aproximadamente 500 kg/año por cada 1000 MW instalado, en el caso de un ciclo cerrado y en caso

46. Las zonas que se encuentran oficialmente declaradas latentes o saturadas por distintos contaminantes ya suman casi una decena y hay un nivel de coincidencia entre estas zonas y las ubicaciones de plantas termoeléctricas.
47. La Escala Internacional de Accidentes Nucleares (más conocida por sus siglas en inglés, INES) fue introducida por la OIEA para permitir la comunicación sin falta de información importante de seguridad en caso de accidentes nucleares y facilitar el conocimiento de los medios de comunicación y la población de su importancia en materia de seguridad.

de un ciclo abierto, de 15ton/año por cada 1000 MW, siendo esto una diferencia significativa. Estos residuos deben manejarse aislados por miles de años con requerimientos de depósito seguro y definitivo, en lo posible alejado de toda comunidad humana, en terrenos libres de terremotos, y con suelos sin filtraciones de agua.

Hay una serie de efectos ambientales que a nivel global se podrían considerar menos relevantes que los antes mencionados, pero que en ocasiones pueden ser significativos a nivel local. Pueden mencionarse efectos del uso de agua de refrigeración en termoeléctricas, incluyendo la generación solar térmica, y plantas nucleares; cambios climáticos locales debido a centrales hidroeléctricas de embalse; contaminación de agua debido a centrales geotérmicas; ruido ligado a instalaciones eólicas y efectos sobre los hábitats marinos locales en las tecnologías mareomotrices no flotantes.

Un tema que en realidad no está directamente relacionado con el tema ambiental pero que surge de manera permanente en el contexto de los Estudios de Impacto Ambiental, es el ordenamiento territorial y la compatibilidad y competitividad entre distintos usos de suelo[48].

5.1.7. EFECTOS LABORALES

La fuente que genera mayor efecto laboral positivo es la eficiencia energética, y es por esta razón que en la argumentación política detrás del fomento de la eficiencia energética se incluye el tema laboral como un aspecto central, especialmente en los países industrializados. Los efectos laborales de todas las otras fuentes parecen ser[49], en general, menores, con cifras de entre 0,25 y 24 (grandes hidroeléctricas) empleos por MW en la fase de construcción y entre 0,04 (geotermia) y 1,4 (biomasa) empleos por MW durante la fase de generación.

Los efectos laborales indirectos tienden a ser más relevantes que los efectos laborales directos. Esto se demuestra en la experiencia documentada en países industrializados. Los efectos indirectos incluyen en todos los casos los efectos en procesos de innovación, en la producción de combustibles y eventual exportación de tecnologías, y de servicios vinculados. Estos efectos indirectos se visualizan especialmente significativos en el caso de las energías renovables no convencionales y eficiencia energética. En países como Alemania se calculó un potencial efecto de creación de unos cuatrocientos mil nuevos empleos en un período de 15 años en el caso de las energías solar y eólica[50]. En el caso de la eficiencia energética, para Estados Unidos, se estima que el diferencial en el empleo al comparar un escenario de alta eficiencia versus uno sin ninguna medida adicional asciende a aproximadamente 1,1 millones de puestos de trabajo y 0,7% de aumento en el nivel de empleo para 2010 [51.52] .

48. Ver por ejemplo Seminario "Impactos de la Opción Hidroaysén en el Turismo de la Región de Aysén", Agosto 2008, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Chile, Casa Central, Santiago.
49. Como las cifras se basan en pocos datos observados en Chile, no se pueden considerar como concluyentes o definitivos.
50. Ver Deutsche Gesellschaft fuer Sonnenenergie, http://www.dgs.de/559.0.html
51. Un estudio del American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE) señala que el mayor aumento absoluto en los puestos de trabajo se presenta en la construc ción, el comercio minorista, la industria y los servicios. Menos del 10% de los puestos de trabajo netos creados están asociados con la inversión directa en las medidas de eficiencia, mientras que más del 90% están relacionados con el gasto del ahorro obtenido en otros bienes (respending).
52. Energy Efficiency and Job Creation, Geller. H., DeCicco. J y Laitner Skip en http://www.aceee.org/pubs/ed922.htm

5.2. TERMOELÉCTRICA

5.2.1. POTENCIAL

De acuerdo al informe "Fijación de precios de nudo del sistema interconectado del norte grande- SING" de abril de 2008 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), existiría, para ese sistema un potencial de aproximadamente 1400 MW de potencia neta, considerando las centrales térmicas recomendadas a partir de la instalación de una planta regasificadora de gas natural licuado en Mejillones. En cuanto al SIC, el Programa de obras recomendado por la CNE en el estudio equivalente para el mismo año, indica un potencial del 1827 MW de potencia neta, para centrales térmicas de diversos combustibles.

Si se consideran también los proyectos presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de CONAMA, no considerados en los recomendados por la CNE y que a noviembre de 2008 aún se encuentran en etapa de calificación, se observa un potencial de 4.056,5 MW adicional sólo en centrales termoeléctricas (SIC y SING).

TABLA 5: Proyectos Termoeléctricos, presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental a Noviembre de 2008[53]

Nombre	Potencia MW	Combustible	SISTEMA	Estado de Evaluación
Central Termoeléctrica Maitencillo	66,5	Fuel Oil Nº 6	SIC	En Calificación
Central Termoeléctrica Cochrane	560	carbón bituminoso y sub bituminoso	SING	En Calificación
Central Termoeléctrica Cruz Grande	300	carbón sub-bituminoso, bituminoso	SIC	En Calificación
Central Termoeléctrica Energía Minera	1.050	carbón bituminoso o mezclas con sub-bituminoso	SIC	En Calificación
Central Termoeléctrica Farellones	800	carbón bituminoso	SIC	Desistido
Central Termoeléctrica Barrancones	540	carbón bituminoso	SIC	En Calificación
Central Termoeléctrica Totihue VI Región	740	gas natural	SIC	En Calificación (suspendido)
TOTAL	4.056,5			

Fuente: Elaboración propia, a partir del e-seia, al 25 de noviembre de 2008

53. No se ha considerado la Central Termoeléctrica Los Robles aprobada el pasado 30 de octubre de 2008, aporta con 750 MW al SIC. Se consideran proyectos presentados a través de DIA y EIA

5.2.2. COSTOS

De acuerdo al informe "Fijación de precios de nudo del sistema interconectado Central" de octubre del 2007 en el SIC, los proyectos termoeléctricos considerados como alternativas de expansión presentaban los siguientes costos de inversión, tanto para la construcción como para la operación de las diversas centrales:

TABLA 6: Alternativas de Expansión de Centrales Termoeléctricas en el SIC, de acuerdo a informe precio de nudo, Oct. 2007

PROYECTOS	Características	Inversión (Mill US$)	
		Central	Costos de O&M
Central Ciclo Combinado Campanario	405 MW	213,6	2,2
Central Ciclo Abierto Campanario	120 MW	70,0	1,4
Central Ciclo Combinado San Isidro II	337 MW	227,7	4,6
Ciclo combinado genérica CNE	372 MW ISO [54]	242,5	3,8
Central Carbón	400 MW	600,0	12,0
Central Carbón	200 MW	330,0	6,6
Central Carbón	250 MW	400,0	8,0
Central Ciclo Abierto GNL	125 MW	27,8	0,6
Central Ciclo Combinado GNL	400 MW	205,8	4,1
Central Los Vientos TG, Diesel	120.8 MW	-	-
Central Nueva Aldea III, Licor Negro	20 MW	-	-
Central Geotérmica CNE	300 MW	426,1 [55]	12,2

Por su parte, para el SING, el Informe para la Fijación de Precios de Nudo de octubre de 2007, indica que los costos asociados a inversiones en centrales a carbón, se ubican en los 1.300 US$/kW para una potencia instalada de 400 MW y 1.500 US$/kW para una potencia instalada de 200 MW. El mismo informe señala que para las centrales a GN de Ciclo Combinado nuevas de 200 MW, el costo de inversión es de 690 US$/kW y para las centrales tipo Turbina Diesel de un tamaño de 100 MW el costo unitario de inversión es de 500 US$/kW.

El Programa de Obras incluido en el Informe para la fijación de precios de nudo ya citado, recomienda la operación de las unidades de ciclo combinado existentes con uso de GNL y a su vez, desarrollar la expansión del sistema de acuerdo a los siguientes proyectos:

54. La potencia ISO mide la potencia en banco de prueba con el motor a secas, es decir, la potencia funcional, ausentando todos los componentes que resten trabajo.
55. Incluye inversión en Exploración, Campo Geotérmico, Planta Eléctrica y Línea de Conexión

TABLA 7: Programa de obras recomendado

Central	Tipo	Potencia Neta [MW]	Tipo de Unidad Generadora	Fecha puesta en Servicio	Costo Unitario de Inversión [US$/kW]
Mejillones I	Recomendada	200	Térmica Carbón	Ene-11	1.500
Tarapacá I	Recomendada	200	Térmica Carbón	Jul-13	1.500
Diesel I	Recomendada	100	Térmica Diesel	Jul-14	499
Tarapacá II	Recomendada	200	Térmica Carbón	Abr-15	1.500
Diesel II	Recomendada	100	Térmica Diesel	Ene-16	499
Mejillones II	Recomendada	200	Térmica Carbón	Ene-17	1.500

5.2.3. SEGURIDAD ENERGÉTICA

Las reservas mundiales probadas de carbón en 2007 ascendían a 984.453 millones de toneladas (519.062 millones de toneladas corresponden a carbones antracíticos y bituminosos y 465.391 millones de toneladas a sub-bituminoso y lignitos), convirtiéndolo así en el combustible fósil más abundante del mundo, con reservas probadas extraíbles en más de 50 países[56], que a la tasa de consumo actual implica una vida útil superior a 155[57] años .

A nivel nacional, Chile no posee los recursos suficientes para cubrir la demanda local de petróleo diesel y gas natural. Desde 1950 se han descubierto 23 yacimientos de petróleo en la cuenca magallánica chilena, de los cuales 12 cuentan con reservas probadas de por lo menos 1.600 millones de m^3 de gas cada uno. Sin embargo, la oferta nacional de petróleo sólo alcanza a cubrir un 1,3% de los requerimientos de las refinerías de ENAP[58].

La composición de las importaciones por tipo de hidrocarburos, se presenta en la siguiente tabla.

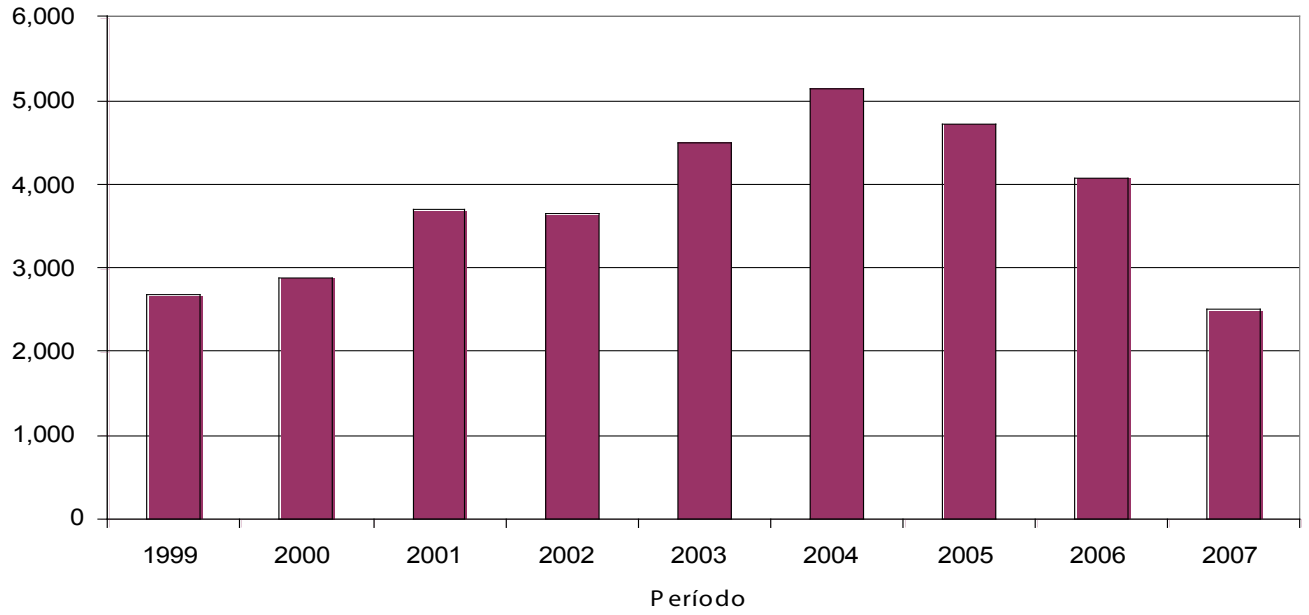
56. Fuente: British Petroleum Company, Statistical Review of World Energy 2007
57. Ver Tabla 4
58. La composición de las importaciones por tipo de hidrocarburos, se presenta en el Anexo III.

TABLA 8: Composición de las Importaciones por tipo de hidrocarburos

País	Gas natural	Carbón bituminoso	Crudo	Diesel	Gas licuado	Coque de Petróleo	Gasolinas
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Angola			15		4		
Arabia Saudita					5		
Argentina	100	1	3		70		15
Australia		15					
Brasil			31				
Canadá		8		6			45
Colombia		39	6				
Corea de Sur				50			
Ecuador			14		2		
Estados Unidos		4		37	3	100	40
Indonesia		30					
Inglaterra					3		
Japón				5			
Nigeria			5				
Noruega					1		
Nueva Zelanda		3					
otros			2				
Perú			10				
Qatar					3		
Singapur				2			
Turquía			14				
Venezuela					9		

En el Gráfico 17 se presenta la evolución de las importaciones de gas natural entre 1990 a 2007.

GRÁFICO 16: Importación de gas natural para uso energético 1990-2007



5.2.4. EFECTOS AMBIENTALES

Las centrales termoeléctricas generan impactos ambientales tanto en su fase de construcción como en la de operación. Las plantas termoeléctricas son consideradas fuentes relevantes de emisiones al aire. Las principales emisiones de una planta termoeléctrica son S02, NOx, CO, C02 y material particulado (el que puede contener metales pesados tales como mercurio y otros).

Es importante aclarar la diferencia entre alteración o impacto al medio ambiente y contaminación. La ley 19.300 define impacto ambiental como la alteración del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada. Esto no necesariamente significa contaminación. Contaminación, en Chile, de acuerdo a la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente es "la presencia en el ambiente de sustancias, elementos energía o combinación de ellos, en concentraciones o concentraciones y permanencia superiores o inferiores, según corresponda, a las establecidas en la legislación vigente". Dada esta definición, contaminación no es un concepto absoluto y debe ser contrapuesto a una norma de calidad o de emisión.

La cantidad emitida de cada uno de estos elementos o compuestos, dependerá de su presencia en el combustible y del tipo de proceso, y su impacto en el área de influencia, y su efectos sobre el medio será producto de varios factores tales como las características de la chimenea y la meteorología y topografía existente en el lugar específico donde son emitidos.

A modo de referencia se confeccionó la siguiente tabla basada en algunas centrales presentadas al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, funcionando con sus sistemas de control de emisiones respectivos.

TABLA 9: Emisiones Referenciales Termoeléctricas de acuerdo al combustible

Compuestos	Carbón Emisión (kg/GWh)	Gas Natural Emisión (kg/GWh)	Diesel Emisión (kg/GWh)
MP	398,3	5,4	67,9
SO_2	1593,8	1,7	80,0 *
NO_2	996,3	171,7	870,0
CO	796,7	56,7	252,5
VOC	40,0	0,4	S.I.

Fuente: Elaboración propia, en base a proyectos ingresados al SEIA y al AP-42.

Es importante considerar que los combustibles fósiles tienen composiciones variables , lo cual a su vez se traduce en una varianza en la composición de la emisión.

Existen principalmente dos tipos de tecnologías para centrales de carbón. Estas son:

- Combustible pulverizado (CP)
- Combustión con lecho fluidizado (CLF)

De estas dos tecnologías la más aplicada en Chile es la de combustible pulverizado con desulfurización de gases efluentes. La tecnología de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI) presenta interesantes avances, y es mas limpia en cuanto a sus emisiones atmosféricas. Esta tecnología, se esta empezando a implementar a nivel piloto con captura de CO2.

A continuación, y dado que las emisiones atmosféricas son una de variables que mas condicionan la localización de este tipo de centrales, se presentan los Planes de Descontaminación existentes en nuestro país. El Plan de Descontaminación es un instrumento de gestión ambiental que tiene por finalidad recuperar los niveles ambientales señalados en las normas primarias y/o secundarias de calidad ambiental de una zona saturada[59].

59. Zona saturada es aquella en que una o más normas de calidad ambiental se encuentran sobrepasadas y zona latente es aquella en que la medición de la concentración de contaminantes, se sitúa entre el 80% y el 100% de la respectiva norma de calidad ambiental.

Figura 1: Zonas con planes de prevención y descontaminación[60]

*Están en etapa de elaboración los PPDA para Temuco/Padre las Casas y Concepción.

Fuente: Elaboración propia.

60. xxxxxxxxxxxx

Las emisiones de SO_2 y NO_X también tienen otras implicancias ambientales, ya que estos compuestos son precursores de la lluvia acida.

Otro efecto de las plantas termoeléctricas es el potencial impacto derivado del uso de agua para refrigeración. El agua resultante del proceso de enfriamiento de las centrales, es liberada a temperaturas más altas que las del cuerpo receptor. Esto en ciertos casos conlleva a la alteración local del hábitat acuático como lo muestra la evidencia científica. Por lo anterior actualmente se considera de mayor relevancia el efecto que pueda tener la succión de agua sobre la vida acuática, ya que dependiendo de la forma en que se realice esta succión, son aspiradas cantidades importantes de plancton, larvas y otros organismos de pequeño tamaño, los que producto de los procesos de limpieza y calentamiento del agua son transformados en detritus orgánico que alteran el equilibrio ecosistémico local.

También es importante considerar, que en la generación de electricidad a través de una planta termoeléctrica a carbón se producen importantes cantidades de ceniza y si la tecnología utilizada es la de lecho fluidizado, también se generan importantes cantidades de sulfato de calcio. Estas cenizas son depositadas en lugares especialmente habilitados (botaderos de cenizas) los que si son mal manejados redundan en emisiones fugitivas de material particulado y potencial lixiviación de metales.

5.2.5. FACTORES DE EXITO Y RIESGO

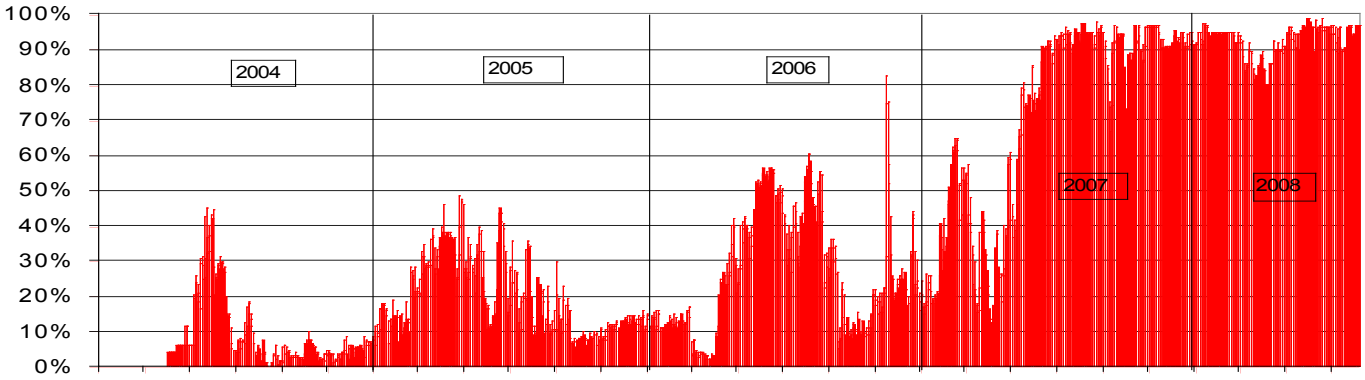
El principal factor de riesgo de la generación de electricidad a partir de centrales termoeléctricas es la potencial dependencia externa que representan los combustibles fósiles: Chile importa un 97% ciento del petróleo, 84% del carbón y 78% del gas natural que consume (CNE, 2007). En la Tabla 8 es posible observar las importaciones para cada uno de los hidrocarburos presentes en la matriz energética.

La dependencia se origina a partir de variables geográficas, políticas y económicas. Es así como la situación más crítica para el país se presenta en el caso del gas natural, donde la totalidad de las importaciones provienen de Argentina debido a la cercanía geográfica y a la no existencia de tratos comerciales con Bolivia. Las condiciones políticas y económicas han sido determinantes en la variación de la disponibilidad de este combustible y constituyen una situación de riesgo que se mantiene. La introducción del gas natural tuvo un fuerte impacto en el sector de generación de energía, disminuyendo los costos de producción y las tarifas a clientes finales. La producción con ciclos combinados a gas natural, llegó a representar un 24% de la energía total anual generada en el SIC, y un 70,9% de la energía total anual generada en el SING.

Sin embargo, las interrupciones periódicas en el flujo del gas natural de Argentina que se han producido a partir del año 2004, han afectado el mercado chileno de gas natural. En el año 2004, Argentina sufrió una crisis energética, forzándolo a cortar sus exportaciones de gas natural a Chile. Desde entonces, las exportaciones a Chile han fluctuado entre 20-50 por ciento debajo de volúmenes contratados, con el flujo de gas natural cesando totalmente en algunas ocasiones[61]. A partir de mediados de del año 2007, las restricciones han alcanzado al 90% aproximadamente de los requerimientos del país.

61. Abastecimiento de Gas Natural, Rudnick H., Moreno R., Tapia H. Torres C., 2007.

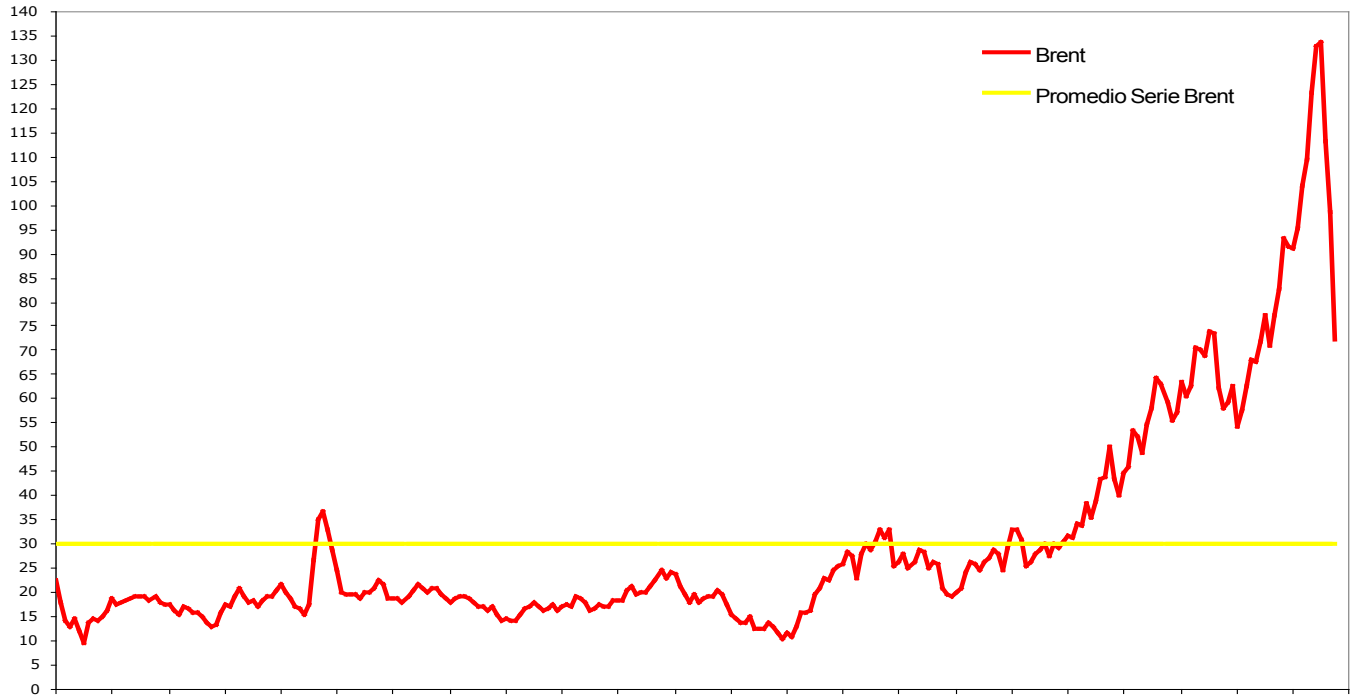
GRÁFICO 17: Restricciones de gas Argentino (en % de requerimientos normales)



Fuente: CNE, 2008

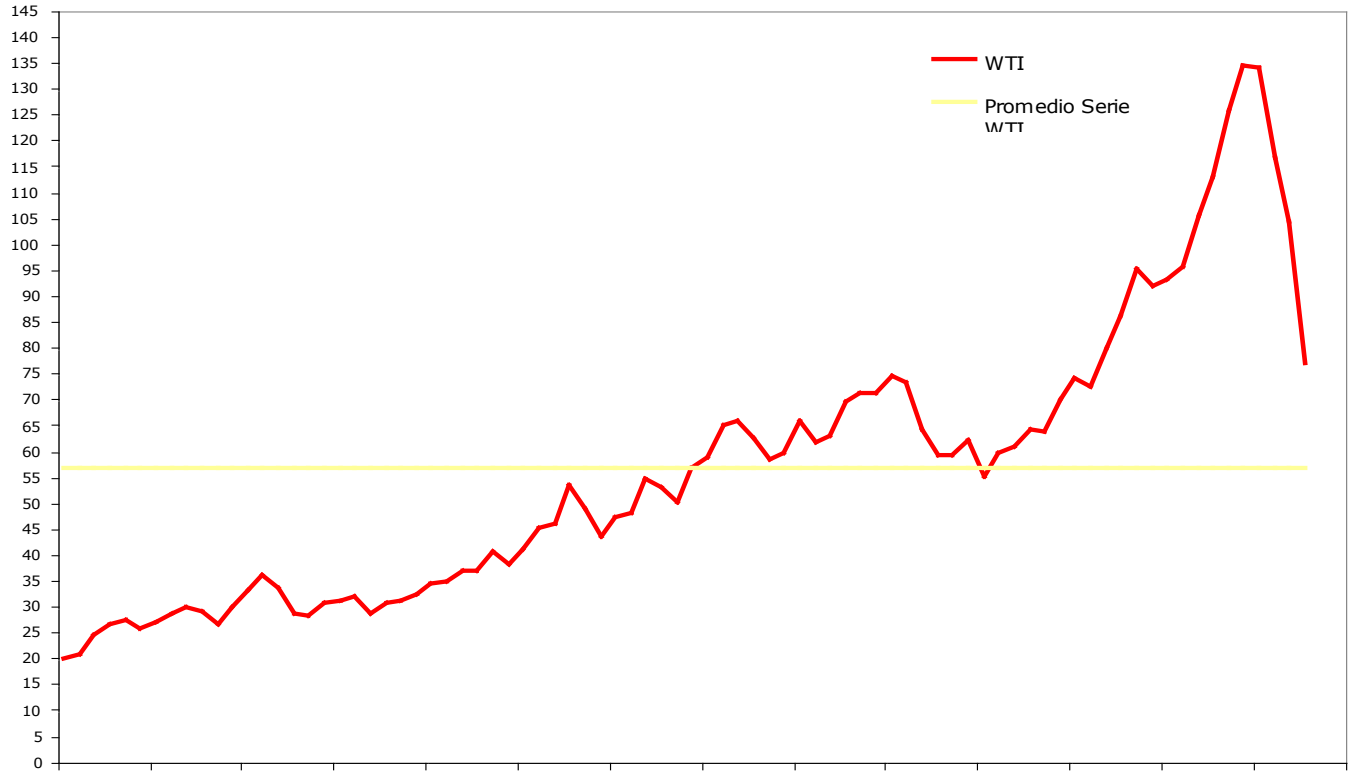
En el caso del petróleo, la oferta es más diversificada puesto que las importaciones no están asociadas a un sólo país productor, sino a un conjunto de países. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ha indicado que hay suficiente abastecimiento para la demanda del crudo en el mercado internacional de petróleo.

GRÁFICO 18: Evolución del precio del crudo BRENT



Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO 19: Evolución del precio del crudo WTI



Fuente: Elaboración propia

Las plantas termoeléctricas de gas natural licuado (GNL) que se construyen en Mejillones (400 MW) y Quintero (240 MW), no solucionan las fluctuaciones de precios, pero aumentan y diversifican las fuentes de abastecimiento. El precio del GNL, sigue estando fuertemente relacionado con el precio del petróleo.

5.2.6. EFICIENCIA

El promedio, a nivel global, de eficiencia en la producción de energía a partir de fuentes fósiles, es de un 36% para todos los combustibles de este tipo. De manera específica, el promedio de eficiencia para el carbón es de un 34%; 40% para el gas natural y 37% para el petróleo[62].

Plantas a carbón: En promedio, la eficiencia en la generación de electricidad a partir de carbón es de 37% en los países de la OCDE (2001- 2005), valor significativamente más alto que el promedio de eficiencia que alcanzan los países fuera de la OCDE (32%).

Plantas a gas natural: En promedio, la eficiencia en la generación de electricidad a partir de gas natural es de 45% en los países de la OCDE (2001 - 2005), y de 35% en los países fuera de ella. Desde 1990, el promedio de eficiencia ha ido en aumento. Como resultado de ello, la eficiencia media en los países de la OCDE ha aumentado en casi ocho puntos porcentuales, mientras que en los no miembros se ha observado un aumento de dos pun-

62. Energy Efficiency Indicators for public electricity production from Fossil Fuels, International Energy Agency, July 2008

tos. La introducción generalizada y sucesiva de turbinas de ciclo combinado, que pueden alcanzar una eficiencia de hasta un 60%, ha sido el principal impulsor detrás del aumento en la eficiencia[63].

Plantas a petróleo: Al contrario del gas natural, la generación de electricidad a partir de petróleo ha disminuido en muchos países desde 1990. En 2005, la generación de electricidad a partir de petróleo promediaba 4% del total generado en los países de OCDE, frente al 9% existente en 1990. Una caída similar se observó en los países no pertenecientes a la OCDE, donde la proporción de generación con petróleo en 2005 fue del 8%. La generación en los países de la OCDE alcanzó una eficiencia de 37% (2001 – 2005). Por su parte, en los países fuera de la OCDE el promedio de eficiencia es similar (36%).

5.2.7. EFECTOS LABORALES

No existe información local desagregada respecto de tasas de empleabilidad de las centrales termoeléctricas[64]. Analizando casos específicos es posible conocer algunos antecedentes de la mano de obra empleada para la construcción y operación de diversas centrales, que las mismas empresas presentan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Considerando los datos presentados en la Tabla 10, y haciendo un cálculo simple, es posible indicar que en promedio, por cada MW instalado, se requiere de una persona para la etapa de construcción y de 0,1 persona para la etapa de operación.

63. Cabe señalar que la gran mayoría de las plantas termoeléctricas en Chile, introducidas después del año 2000 son de ciclo combinado
64. Las cifras de la Encuesta de Empleo del Instituto Nacional de Estadísticas sólo entregan información respecto de los ocupados por rama de actividad económica, en este caso "Electricidad, Gas y Agua", aunque la clasificación de actividades CIIU permitiría desagregar a nivel de glosas para alcanzar niveles de especificidad tales como: 401012 "Generación en centrales de ciclo combinado"; 401013 "Generación en otras centrales termoeléctricas" y 401019: "Generación en otras centrales n.c.p".

TABLA 10: Extracto de Proyectos Termoeléctricos presentados al SEIA a noviembre de 2008, con antecedentes de mano de obra

Proyecto	Potencia (MW)	Mano de Obra			Inversión (Mill US$)
		Total	Const.	Oper.	
Central Termoeléctrica Punta Colorada	32,6	77	65	12	50
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	60	6		6	20,5
Central Termoeléctrica Maitencillo	66,5	80	60	20	72
Central Termoeléctrica Salar	83	168	150	18	650
Central Termoeléctrica Quintero	240	150	150		110
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa.	264	277	250	27	175
Central Termoeléctrica Campiche	270	542	490	52	500
Central Termoeléctrica Santa Lidia	360	120	100	20	175
Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Central San Isidro	370	500	500		200
Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Nehuenco	370	500	500		220
Central Termoeléctrica Ciclo Combinado Campanario	390	630	600	30	200
Central Termoeléctrica Candelaria	480	300	300		200
Central Termoeléctrica Totihue VI Región	740	600	600		345
Central Termoeléctrica Los Robles	750	805	700	105	1.300
Central Termoeléctrica Energía Minera	1.050	880	820	60	1.700

Fuente: Elaboración propia en base a información del SEIA

5.2.8. ACTORES

Ver capítulo 2; Gráfico 2 y Gráfico 3.

5.3. HIDROELECTRICIDAD

La reciente decisión de la empresa HidroAysén de suspender la tramitación de su proyecto hidroeléctrico en la XI Región[65], hasta agosto de 2009, es la muestra más reciente de la urgencia del debate respecto de la relación entre necesidad de generación de energía e impacto ambiental.

La empresa ha solicitado un plazo de 9 meses para dar respuesta a las 2.643 observaciones realizadas en este plazo por los servicios públicos que revisaron el proyecto, y además, para aportar antecedentes respecto a las observaciones ambientales formuladas en el proceso de la participación ciudadana. De manera complementaria se debe presentar un proyecto adicional para obtener la autorización para construir la línea de transmisión asociada al proyecto de generación, la que tendrá una extensión aproximada de 2.000 kilómetros. Esta situación, pone en el tapete la pregunta sobre la formulación y evaluación integrada de los proyectos energéticos, de manera de considerar los sistemas de generación y transmisión asociados, y que determinan la disponibilidad real de energía para el usuario final.

Las centrales hidroeléctricas se dividen principalmente en los siguientes tipos:

Centrales de pasada de agua fluyente: No cuentan prácticamente con reserva de agua. El caudal suministrado oscila según las estaciones del año.

Centrales de pasada con desvío: El río es desviado en una zona alta mediante una presa y el agua se conduce a una cámara de carga desde donde accede a la turbina por una tubería luego de lo cual el agua se devuelve al cauce del río.

Central con embalse de reserva: Corresponde a un proyecto que embalsa un volumen de agua "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de presas que forman lagos artificiales. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas.

En el Anexo I se presenta una lista con las centrales hidroeléctricas operando en nuestro país.

5.3.1. POTENCIAL

El informe de precio de nudo de la Comisión Nacional de Energía, para abril de 2008 estima un potencial de 2.023 MW considerando las obras hidroeléctricas recomendadas, tal como se indica en la Tabla 11. El informe señala que corresponden a proyectos tipo en base a módulos de generación de 460 MW, 500 y 660 MW, factibles de ser localizados en la XI Región. Según consta en la página web del Proyecto HidroAysén (www.hidroaysen.cl), estas dimensiones son equivalentes a las centrales Pascua 1, Pascua 2.2 y Baker 1.

65. El proyecto HidroAysén contempla la construcción de 5 centrales, con dos embalses en el río Baker, y otros tres en el Pascua, para obtener una potencia instalada de 2.750 MW como capacidad de generación. Tendría un costo aproximado de US$ 3.200 millones.

TABLA 11 : Plan de Obras Hidroeléctricas recomendadas, informe para la fijación de precio denudo, Abril 2008, CNE.

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia
Mes	Año		MW
Diciembre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403
Abril	2015	Módulo Hidroeléctrico 01	660
Agosto	2016	Módulo Hidroeléctrico 02	500
Febrero	2018	Módulo Hidroeléctrico 03	460

Además, considerando los proyectos hidroeléctricos presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, y que aún no han sido aprobados y que por lo tanto no figuran dentro del plan de obras descrito en el informe de precio de nudo de la CNE, existe un potencial hidroeléctrico de 3.107 MW, de los cuales aproximadamente 900 MW corresponden a centrales de pasada. Para el proyecto HidroAysén se consideran sólo las centrales Baker 2 (360 MW) y Pascua 2.1 (770 MW), puesto que las tres otras centrales que conforman el proyecto están incluidas en las obras recomendadas por la CNE (módulos hidroeléctricos 01, 02 y 03).

TABLA 12 : Proyectos hidroeléctricos presentados al SEIA a noviembre de 2008, no considerados en plan de obras en construcción

Nombre	Tipo de central	Potencia (MW)	Inversión (millones de US$)	Fecha de presentación
Central Hidroeléctrica Osorno	Embalse	58	75	28/08/2007
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	Embalse	1.130	3,200	14/08/2008
Central Hidroeléctrica Río Cuervo	Embalse	600	600	02/01/2007
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Embalse	53	75	13/06/2007
Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Embalse	316	500	02/09/2008
Central Hidroléctrica El Toyo 1	Pasada	22	37	13/06/2007
Proyecto Hidroeléctrica Central GOLGOL I y GOLGOL II	Pasada	17	-	11/10/2006
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	Pasada	150	180	05/06/2007
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bío-Bío CH Butamalal	Pasada	11	25	24/10/2008

Nombre	Tipo de central	Potencia (MW)	Inversión (millones de US$)	Fecha de presentación
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pasada	106	230	04/06/2007
Central Hidroeléctrica El Paso	Pasada	27	51	06/12/2007
Central Hidroeléctrica Guayacán	Pasada		17	25/02/2008
Central Hidroeléctrica San Andrés	Pasada	24	38	27/06/2008
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	Pasada	21	35	19/10/2007
Central Hidroeléctrica Don Walterio	Pasada	-	3	24/10/2006
Central Hidroeléctrica Río Tacura	Pasada	6	10	09/10/2007
Mini Central Hidroeléctrica Peuma	Pasada	2	3	15/09/2006
Pequeña Central Hidroeléctrica Dongo	pasada		9	27/06/2008
Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo	pasada	531	700	22/05/2008
Central Hidroeléctrica Río Grande		4	6	12/10/2007
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto	mini central	3	7	04/07/2008
Proyecto Hidroeléctrico Mapocho y Molina		27	28	29/08/2001
TOTAL		**3.107**		

A los datos de CONAMA, es posible sumar los indicados por CORFO en su "Directorio 2008 de proyectos de energía renovables y MDL[66]", en el que se señala un potencial de 165,91 MW asociado a proyectos hidroeléctricos con una inversión total de 265 millones de dólares.

66. Documento electrónico desarrollado por CORFO, "Renewables and CDM in Chile, Investment opportunities and project financing. Project's Directory 2008

TABLA 13: Proyectos Hidroeléctricos corfo 2008

Proyecto	Potencia MW	Inversión (Millones de US$)	Fecha estimada de inicio
Mini Central Hidroeléctrica Antuco	1,0	20,0	2010
Mini Central Hidroeléctrica Bio Bío Norte 1	0,5	1,0	2010
Mini Central Hidroeléctrica Bio Bio Norte 2	0,7	1,5	2010
Central Hidroeléctrica Cerrillos	6,5	14,0	-
Mini Central Hidroeléctrica Chacayal	0,4	1,0	2010
Central Hidroeléctrica Chilcoco	11,5	23,2	2009
Central Clarín	5,0	8,0	2009
Central Hidroeléctrica Coyanco	12,0	3,5	2009
Mini Central Hidroeléctrica Duqueco Cuel	0,5	1,2	2010
El Tártaro	0,2	-	-
Central El Toyo 2	20,0	35,0	2009
Central El Toyo 4	20,0	37,4	2009
Mini Central Hidroeléctrica Liai	1,5	3,5	2010
Mariposas	6,0	14,0	2009
Central Hidroeléctrica Melipue	23,4	-	2009
Central Hidroeléctrica Munilque	1,5	3,0	2009
Paraíso Escondido	1,8	-	-
Mini Central Hidroeléctrica Quilme	2,0	5,0	2010
Central Hidroeléctrica Quiltripe	0,8	2,0	2008
Central Hidroeléctrica Río Aviles	3,0	6,0	2009
Rio Claudio Vicuña Power Plant	3,0	6,0	2009
Rio Colorado	3,0	6,0	2009
Central Hidroeléctrica Rio Furioso	2,0	4,0	2009
Mini Central Hidroeléctrica San Jose	1,6	1,5	2009
Mini Central Hidroeléctrica San Pedro	2,0	4,0	-
Central Hidroeléctrica Tricahue	36,0	65,0	2009
Total	**165,9**	**265,8**	