



cne  
2008

## **Política Energética:** Nuevos Lineamientos

Transformando la crisis  
energética en una oportunidad



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

# **Política Energética: Nuevos Lineamientos**

**Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad**

**Comisión Nacional de Energía**

**2008**

# **Política Energética: Nuevos Lineamientos**

**Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad Política**

**Marcelo Tokman R.\***

**Ministro Presidente**

**Comisión Nacional de Energía**

**2008**

---

**\* En la elaboración de este documento han colaborado los profesionales de la Comisión Nacional de Energía bajo la coordinación de Claudio Huepe M, Jefe del Área de Estudios.**

# TABLA DE CONTENIDOS

<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2 ANTECEDENTES.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 Contexto Internacional.....</b>	<b>4</b>
2.1.1 <i>Demanda</i> .....	4
2.1.2 <i>Oferta</i> .....	8
2.1.2.1 Composición de la Oferta.....	8
2.1.2.2 Fuentes y Tecnologías .....	10
2.1.2.2.1 Petróleo, Gas Natural y Carbón .....	10
2.1.2.2.2 Hidroelectricidad .....	10
2.1.2.2.3 Biomasa / Leña.....	11
2.1.2.2.4 Nuclear.....	11
2.1.2.2.5 Eólica.....	12
2.1.2.2.6 Solar.....	12
2.1.2.2.7 Geotérmica.....	12
2.1.2.2.8 De los mares.....	13
2.1.2.2.9 Biocombustibles.....	13
2.1.2.3 Precios Internacionales .....	13
2.1.3 <i>Tendencias Emergentes</i> .....	16
<b>2.2 Contexto Nacional.....</b>	<b>21</b>
2.2.1 <i>Aspectos Generales</i> .....	21
2.2.2 <i>Descripción del Sector Energético</i> .....	22
2.2.2.1 Balance Nacional de Energía.....	22
2.2.2.2 Matriz Eléctrica .....	28
2.2.2.3 Precios.....	31
2.2.2.4 Aspectos Ambientales y Territoriales .....	34
2.2.3 <i>Estructura de Mercados Energéticos</i> .....	37
2.2.3.1 El Mercado Eléctrico.....	37
2.2.3.1.1 Segmento de Generación.....	38
2.2.3.1.2 Segmento de Transmisión .....	38
2.2.3.1.3 Segmento de Distribución.....	38
2.2.3.2 El Mercado de Hidrocarburos .....	39
2.2.3.2.1 Combustibles Líquidos .....	39
2.2.3.2.2 Carbón.....	40
2.2.3.2.3 Gas Natural .....	41
2.2.4 <i>Institucionalidad Pública y Regulación Energética</i> .....	42
2.2.4.1 Contexto Institucional.....	42
2.2.4.2 Regulación.....	43
2.2.4.2.1 Sector Eléctrico.....	43
2.2.4.2.2 Sector Hidrocarburos .....	47
2.2.4.2.3 Medio Ambiente .....	48

<b>3 HACIA UNA NUEVA POLÍTICA ENERGÉTICA.....</b>	<b>50</b>
<b>3.1 Los Grandes Desafíos Actuales .....</b>	<b>50</b>
<b>3.2 Líneas Estratégicas.....</b>	<b>53</b>
3.2.1 <i>Marco General</i> .....	53
3.2.2 <i>Fortalecimiento Institucional</i> .....	54
3.2.2.1 Proyecto de Ley de Creación del Ministerio de Energía.....	54
3.2.2.2 Reforzamiento de Capacidad de Gestión.....	55
3.2.2.2.1 Ajustes Organizacionales y Presupuestarios .....	55
3.2.2.2.2 Desarrollo de Estructuras Complementarias .....	56
3.2.2.3 Fortalecimiento de Relaciones Internacionales .....	57
3.2.3 <i>Promoción y Fomento de la Eficiencia Energética</i> .....	58
3.2.4 <i>Optimización de la Matriz Energética</i> .....	64
3.2.4.1 Apoyo a la Concreción de Inversiones Competitivas .....	64
3.2.4.2 Diversificación de Fuentes y Proveedores .....	67
3.2.4.2.1 Hidrocarburos .....	68
3.2.4.2.2 Biocombustibles.....	70
3.2.4.2.3 Biomasa - Leña.....	72
3.2.4.2.4 Solar Térmica .....	74
3.2.4.2.5 Hidroelectricidad Convencional .....	75
3.2.4.2.6 Electricidad con Fuentes No Convencionales.....	77
3.2.4.2.7 Energía Nuclear .....	84
3.2.4.3 Apertura a la Integración Energética .....	87
3.2.5 <i>Compatibilización con Desarrollo Sustentable</i> .....	88
3.2.5.1 Minimización de Impactos Locales.....	90
3.2.5.2 Control de Impactos Globales.....	92
3.2.6 <i>Apoyo a la Equidad de Uso</i> .....	93
3.2.7 <i>Preparación para Contingencias</i> .....	95

## **BIBLIOGRAFIA**

## **GLOSARIO**

# 1 INTRODUCCIÓN

La energía juega un papel esencial en la vida social y económica de los países. El funcionamiento de las sociedades modernas depende por completo de su disponibilidad: las actividades productivas y cotidianas (educación, esparcimiento o transporte) requieren de una adecuada provisión y acceso a diversos tipos de energía.

Para países en desarrollo, como Chile, que buscan mejorar sustancialmente el nivel de vida de la población, el papel de la energía es aún más vital, pues no es posible un crecimiento económico sólido sin una energía segura y con costos adecuados.

En todo el mundo, las últimas décadas han estado marcadas por movimientos significativos en las tendencias del sector energético. En los años ochenta comenzó un proceso de liberalización de gran parte de los mercados energéticos que se profundizó en los años noventa, mientras en la presente década vuelve a plantearse el rol del Estado. La demanda mundial de energía se ha redistribuido geográficamente y ha aumentado el riesgo geopolítico producto de la localización relativa de productores y consumidores.

Durante los últimos años, los precios de los combustibles fósiles han experimentado un aumento sostenido y una alta volatilidad (como se hace evidente en las bruscas caídas de los últimos meses). Los costos actuales y su posible evolución han atraído un renovado interés por el desarrollo de ciertas tecnologías que habían estado en declinación, tales como las termoeléctricas a carbón o la nuclear, además de cambios de gran alcance tanto en las tecnologías de generación establecidas como en nuevas formas de generación energética.

Adicionalmente, la evidencia de los efectos de la producción y consumo de energía sobre los cambios ambientales globales (calentamiento global) impone la necesidad de ajustes urgentes en las formas de generación y de consumo energético.

Estas tendencias, en conjunción con los cambios económicos y políticos observados en términos de las exigencias de las sociedades respecto a sus condiciones de vida (incluyendo aspectos ambientales y sociales), plantean nuevos desafíos para una política energética, impulsando cambios significativos de enfoque respecto a lo que se aceptaba normalmente hace tan sólo algunos años.

El modelo de desarrollo económico y social sustentado en una energía abundante, estable y de bajo costo se ha visto socavado por nuevos riesgos y exigencias. La incertidumbre pasa a ser un factor fundamental del contexto que enfrentan todos los países en materia energética, por lo que se buscan formas nuevas para satisfacer sus necesidades energéticas sin afectar las otras exigencias sociales.

Por lo anterior, el énfasis sobre la disponibilidad de energía a mínimo costo se ha visto morigerado por la importancia creciente de los aspectos de seguridad, sustentabilidad y equidad. Estos tres elementos, al incorporarse como objetivos sustantivos para los países, han planteado desafíos considerables a las estrategias de política en el mundo.

La similitud en las experiencias de un gran número de países, ha permitido que surjan importantes consensos mundiales en torno a ciertas estrategias esenciales para conciliar los objetivos que se han planteado. Así, la experiencia internacional sirve para mejorar la capacidad de cada país para implementar políticas adecuadas.

En ese marco, opciones estratégicas como la diversificación de fuentes y proveedores, la utilización de todas las fuentes disponibles dentro del objetivo de minimización de impactos ambientales (en particular aquellos de carácter global), el apoyo decidido a la eficiencia energética y al desarrollo tecnológico (especialmente pero no exclusivamente en energías “alternativas”), forman parte de las políticas de una cantidad significativa de países.

Para Chile, esta mayor incertidumbre mundial es especialmente riesgosa, por cuanto el país depende en una proporción importante de los mercados internacionales para su aprovisionamiento, y por tanto, tiene una fuerte exposición no sólo a posibles problemas de suministro, sino también a las fluctuaciones de precios. Asimismo, la irrupción mundial de la preocupación sobre el calentamiento global puede exponer a Chile a nuevos riesgos.

No obstante, este contexto también ofrece oportunidades significativas, pues se ha abierto la opción de avanzar más decididamente en la satisfacción de los requerimientos energéticos de la población, en el marco de una visión estratégica de largo plazo (apoyada por la experiencia internacional). Esta visión estratégica permite enfrentar de manera coherente y articulada materias cruciales como la eficiencia energética, la matriz de oferta energética de largo plazo, las externalidades ambientales, los impactos sociales y el desarrollo tecnológico (en particular aquel que permite el aprovechamiento de nuestros abundantes recursos naturales).

De este modo, se podrá apoyar la evolución del sector energético recogiendo elementos valiosos de nuestra experiencia y evitando algunas de las principales dificultades enfrentadas en los últimos años de modo que la energía sea un verdadero pilar de nuestro proceso de desarrollo.

Los procesos de desarrollo energético son procesos de largo plazo, que no se ven alterados sustancialmente por consideraciones de corto plazo sino que responden a grandes movimientos económicos, sociales y tecnológicos. Por ello, un desarrollo energético que cumpla con los requerimientos de suficiencia, eficiencia, equidad, seguridad y sustentabilidad, requiere acciones públicas y privadas sostenidas, sometidas a orientaciones claras desde una perspectiva de largo plazo. Estas orientaciones deben ser flexibles ante la evolución en las circunstancias, pero no ser dependientes de los vaivenes de corto plazo, pues los cambios que no tomen en cuenta horizontes de tiempo significativos, a menudo resultarán en problemas futuros y oportunidades desaprovechadas.

En consecuencia, se requiere una política estable coherente con la política global de desarrollo nacional, con una visión prospectiva de largo plazo y también con la flexibilidad necesaria para enfrentar la evolución de las circunstancias. Esta política debe ser explícita, clara, fundamentada y ampliamente aceptada. De esta forma, podrá orientar las acciones de la comunidad y de los diversos actores individuales.

Para lograr lo anterior, se requiere por lo tanto de antecedentes técnicos sólidos y coherentes que respalden las propuestas y que permitan identificar las diferentes opciones para articular las exigencias de una política energética. Para ello, es esencial disponer de capacidades de análisis prospectivo, antecedentes completos y un análisis técnico de primer nivel.

Adicionalmente, la política pública debe ser capaz de conciliar intereses de la sociedad que apuntan a diversos objetivos en plazos largos de tiempo, por lo que se requiere los consensos fundamentales para articular propuestas que tengan validez y funcionalidad en el largo plazo. Sin perjuicio de lo anterior, estos consensos deben ser revisados permanentemente para dar cuenta de los cambios

tecnológicos, sociales y políticos. Por ello, se debe diseñar procedimientos para validar políticas en que los tiempos de materialización de los resultados son muy largos y los posibles cambios en las condiciones muy significativos.

El presente documento presenta el conjunto de medidas implementadas en los últimos años en el contexto de la estrategia de política global que se ha llevado adelante. De igual modo, es un primer esfuerzo por articular una política pública que sea un verdadero pilar del desarrollo de largo plazo de nuestro país y gestar una reflexión pública fructífera sobre este tema fundamental. Estas propuestas permitirán estimular más y mejores análisis y debate público con el propósito de dar forma a una política de Estado que entregue orientaciones claves al país para las décadas por venir.

## 2 ANTECEDENTES

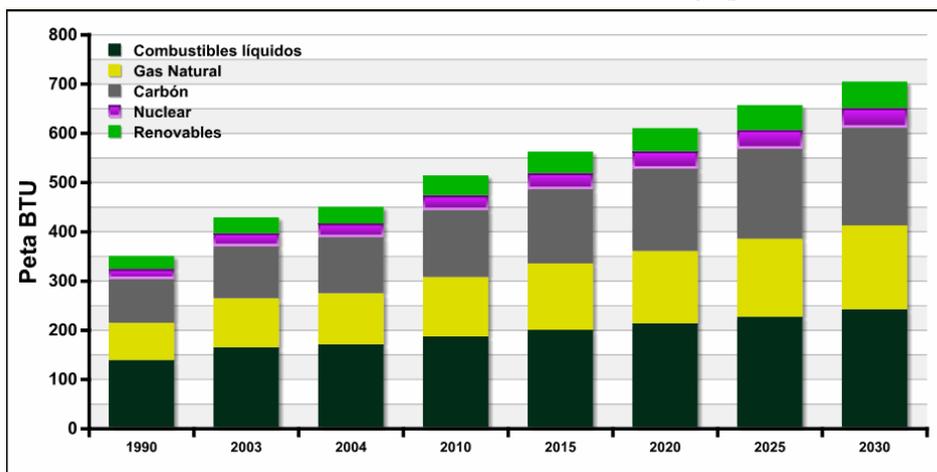
### 2.1 CONTEXTO INTERNACIONAL

#### 2.1.1 DEMANDA<sup>1</sup>

Si las tendencias económicas de los últimos años se mantienen y los precios del petróleo y gas natural continúan en niveles elevados en el mediano plazo, para el año 2030 se prevé que el consumo de energía primaria mundial<sup>2</sup> crecerá en un 57%.

El consumo primario mundial total del año 2004 fue de 447 *Peta*<sup>3</sup> BTU<sup>4</sup> y se proyecta hacia el 2030 un consumo cercano a los 702 *Peta* BTU, con una tasa de crecimiento medio anual entre el 2004 y 2030 del 1,8%. La demanda estimada por combustibles fósiles (petróleo y combustibles líquidos<sup>5</sup>, gas natural y carbón) seguirá representando más del 80% de la demanda energética mundial, según se ve a continuación.

Cuadro 2-1: Proyección de Consumo Mundial de Energía por Fuente



Fuente: EIA (2007)

La evolución de la demanda total estará marcada significativamente por la evolución de la eficiencia energética<sup>6</sup>. A partir de la crisis del petróleo de la década de 1970, los países desarrollados desacoplaron el crecimiento de su demanda energética respecto del crecimiento económico,

<sup>1</sup> EIA (2007).

<sup>2</sup> Es decir, el consumo directo, o por extracción, de los recursos energéticos naturales.

<sup>3</sup> Unidad equivalente a mil millones de millones ( $10^{15}$ ).

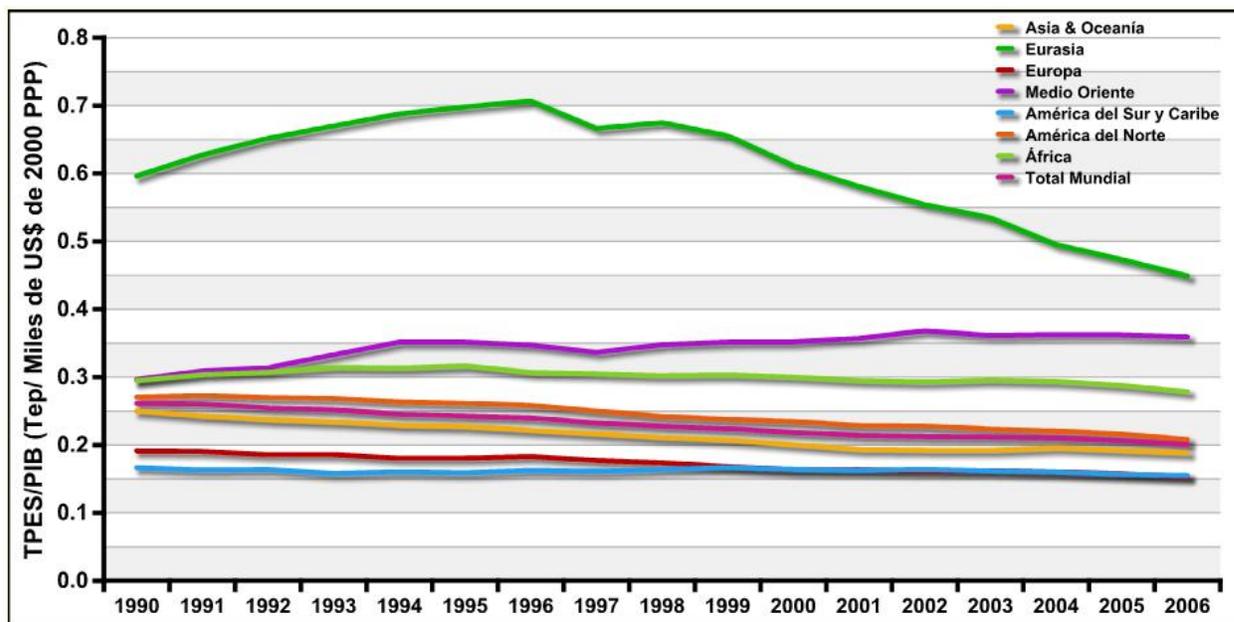
<sup>4</sup> British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica). Representa la energía requerida para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

<sup>5</sup> Tanto derivados como no derivados del petróleo.

<sup>6</sup> Cantidad de energía mínima necesaria para producir una unidad de Producto Interno Bruto (PIB) o para satisfacer las necesidades energéticas residenciales manteniendo un determinado nivel de confort.

aplicando políticas de eficiencia para reducir los requerimientos energéticos<sup>7</sup>. La proliferación de políticas de eficiencia energética que se ha observado en el mundo en los últimos años podría impactar significativamente sobre las proyecciones expuestas. No obstante, aún con incrementos significativos en la eficiencia un mayor crecimiento económico tenderá a generar una mayor demanda energética.

Cuadro 2-2: Evolución de la Intensidad Energética Mundial (1990 – 2006)<sup>8</sup>



Fuente: AIE (2008 b)

El consumo mundial del petróleo y otros combustibles líquidos crecería desde 83 millones de BEP<sup>9</sup> diarios en el 2004 hasta 118 millones de BEP diarios al 2030. Por su parte, se proyecta que las fuentes no convencionales de combustibles líquidos (biocombustibles, líquidos de carbón y líquidos de combustibles sintéticos a partir del carbón y gas natural) se tornen cada vez más competitivos, por lo que ocuparán una proporción creciente del consumo total en los próximos años.

El consumo de gas natural en el mundo podría crecer cerca de 1,9% promedio anual, aumentando desde una demanda inicial de 99,6 Tera<sup>10</sup> pies cúbicos en el 2004, a 163,2 tera pies cúbicos al 2030. Desde la perspectiva de su uso final, el sector industrial se mantendrá como el mayor consumidor de este hidrocarburo, estimándose que representará el 43% del consumo total mundial hacia el 2030.

<sup>7</sup> Se ha estimado que sin las medidas adoptadas, el consumo energético actual sería un 50% mayor. AIE (2007 b).

<sup>8</sup> TPES: corresponde a la oferta total de energía primaria (del inglés, Total Primary Energy Supply). Mide la cantidad de energía que obtiene un país durante un período de tiempo dado para su consumo ya sea en uso final o en centros de transformación.

<sup>9</sup> Barril equivalente de petróleo.

<sup>10</sup> Unidad equivalente a un millón de millones (10<sup>12</sup>)

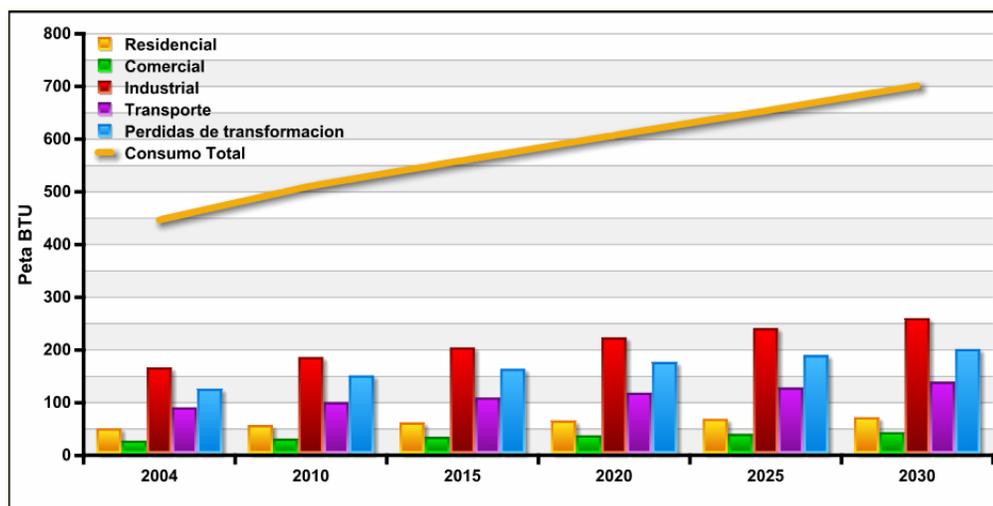
La demanda proyectada por carbón muestra el mayor crecimiento entre las fuentes primarias. Se estima que el consumo mundial de carbón crecerá desde 114,5 *Peta* BTU el 2004 hasta 199,1 *Peta* BTU al 2030, a una tasa media anual del 2,2%. Por tanto, la participación del carbón dentro del consumo primario mundial pasará desde un 26% en el 2004, hasta un 28% en el 2030. El sector de generación eléctrica sería el principal demandante, consumiendo cerca de dos tercios de la energía del carbón<sup>11</sup>.

Respecto a las energías renovables, se prevé un aumento de su demanda, explicado tanto por la conciencia sobre sus bajos impactos ambientales, como por los altos precios de los combustibles fósiles. No obstante, aún cuando se espera que la participación de las energías renovables dentro del consumo primario mundial aumente, este aumento será relativamente menor, pasando desde un 7% del consumo primario en el año 2004 hasta un 8% en el año 2030. El mayor cambio esperado está asociado a los potenciales avances tecnológicos futuros.

En cuanto a la demanda eléctrica mundial, el aumento total estimado en el período de análisis (2004-2030) es del orden del 85%, pasando desde un consumo anual de 16,4 millones de GWh<sup>12</sup> el año 2004, a un consumo de 30,3 millones de GWh en el año 2030, siendo el carbón y el gas natural los principales combustibles que sustentarán la generación eléctrica.

Como se ve a continuación, los sectores con mayor consumo energético actual y proyectado son el industrial y el de transporte.

Cuadro 2-3: Proyección de Consumo Energético Mundial por Sector 2004-2030



Fuente: EIA (2007)

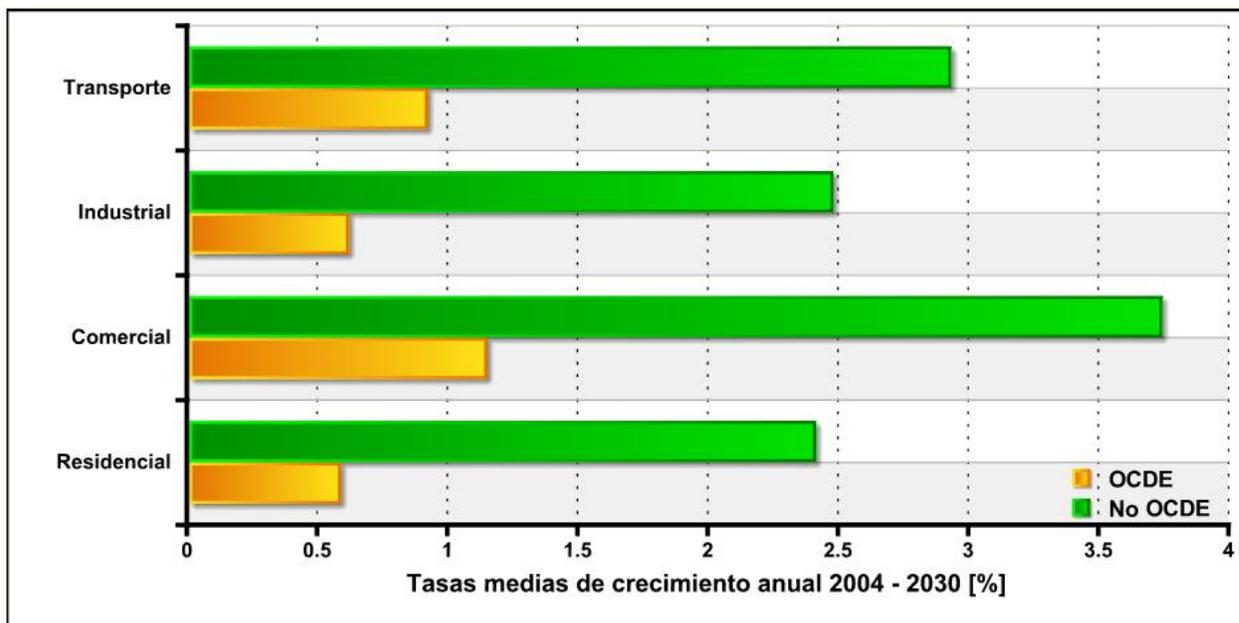
Se debe notar que las tasas medias de crecimiento anual de los consumos varían significativamente entre los países dependiendo del ritmo y del tipo de crecimiento económico. Se estima que los países en desarrollo tendrán ritmos de crecimiento económico ostensiblemente mayores, lo cual, junto a la industrialización acelerada y la urbanización, determinará que el crecimiento de su demanda

<sup>11</sup> Se estima que el sector industrial de China será responsable del 78% del aumento neto del consumo de carbón industrial mundial. China tiene abundantes reservas de carbón, no así de petróleo ni gas natural. EIA (2007).

<sup>12</sup> Giga Watt - hora.

energética sea también significativamente mayor que la de los países desarrollados. Este fenómeno se observa en el siguiente cuadro, en el cual se toma como señal de mayor nivel de desarrollo la participación en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE).

Cuadro 2-4: Tasas Medias de Crecimiento de Demanda Energética Sectorial

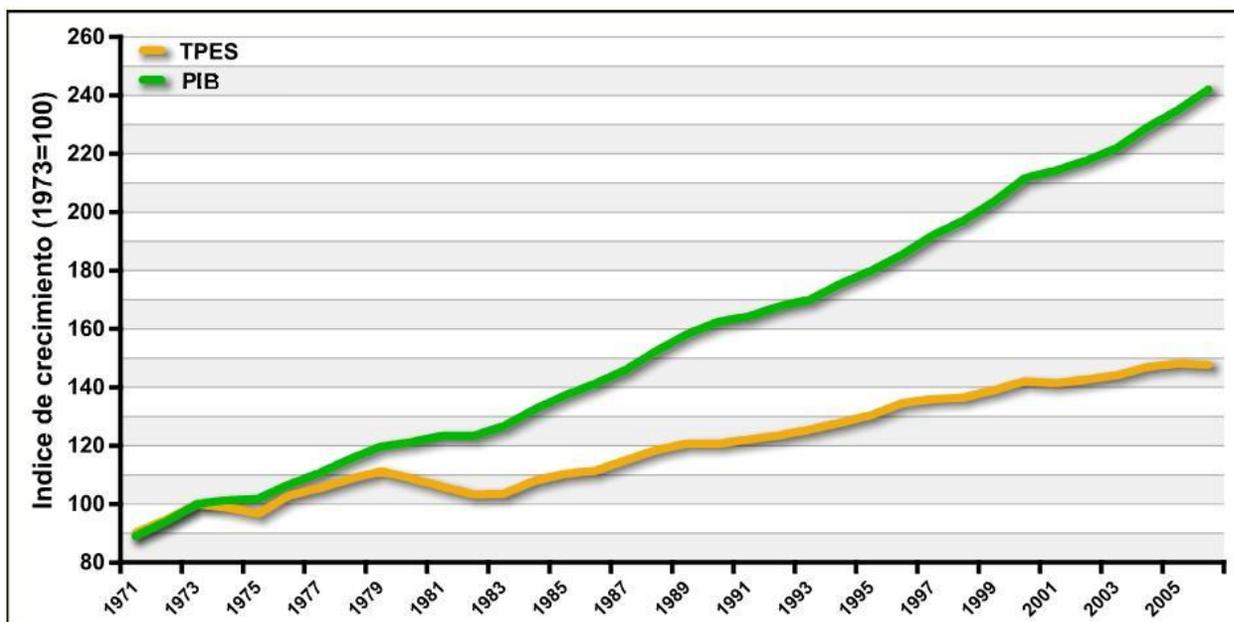


Fuente: EIA (2007)

Cabe recalcar que, en general, los países de la OCDE han logrado un “desacoplamiento” entre el crecimiento económico y la demanda por energía, tanto por medidas de eficiencia (recambios de equipos) como por cambios estructurales de sus economías (en particular, una mayor orientación hacia el sector de servicios).

Cuadro 2-5: Proyección de Consumo Final de Energía y PIB<sup>13</sup> de Países OCDE

<sup>13</sup> PIB a precios del año 2000, ajustado por paridad de poder de compra. Países OCDE no incluyen a México.



Fuente: AIE (2008)

Dado que dos países, China e India, explican una parte significativa del crecimiento de la demanda mundial, la forma en que estos gestionen su desarrollo energético será fundamental. Por un lado, la República de China durante el año 2006 ocupó el segundo lugar del ranking de los países de mayor consumo bruto energético en el mundo (con 1.879 millones de Tep<sup>14</sup>). Este consumo equivale a un 16% del consumo mundial del 2006. Sin embargo, se ha observado una reducción en la intensidad energética de este país en los últimos años, pasando de 0,3 Tep/US\$ en el año 1996 a 0,22 Tep/US\$ en el año 2006<sup>15</sup>. Por otro, India durante el año 2006 ocupó el cuarto lugar del ranking de los países de mayor consumo energético en el mundo (con 566 millones de TEP). Este consumo equivale a un 5% del consumo mundial del 2006. Igualmente, se ha observado una reducción en la intensidad energética<sup>16</sup> de este país en los últimos años, pasando de 0,21 Tep/US\$ en el año 1996 a 0,15 Tep/US\$ en el año 2006<sup>17</sup>.

## 2.1.2 OFERTA

### 2.1.2.1 Composición de la Oferta

La evolución de la oferta energética total depende esencialmente de la evolución de la demanda. Sin embargo, en términos de composición de la oferta, los costos de inversión y operación de las tecnologías, así como los mecanismos explícitos de incentivos, son las variables más relevantes a considerar.

<sup>14</sup> Tonelada equivalente de petróleo (en inglés Toe).

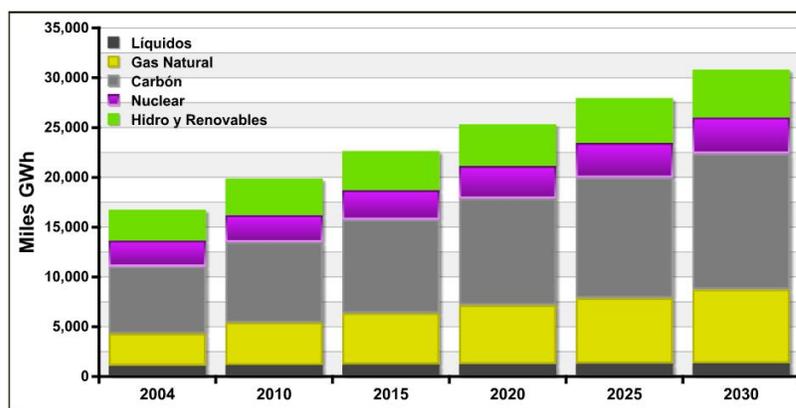
<sup>15</sup> PIB real al año 2000 con paridad del poder de compra. AIE (2008 a).

<sup>16</sup> Intensidad energética: relación entre el consumo de energía y el PIB.

<sup>17</sup> PIB real al año 2000 con paridad del poder de compra. AIE (2008 a).

La generación de energía eléctrica seguirá dependiendo en una proporción importante de tecnologías tradicionales. No obstante, progresivamente las tecnologías basadas en fuentes renovables incrementarán su aporte. Por su parte, la demanda primaria del sector eléctrico por hidrocarburos mantendrá su importancia en las próximas décadas.

Cuadro 2-6: Proyección de Generación Eléctrica Mundial por Fuente (2004-2030)



Fuente: EIA (2007)

En términos de capacidad instalada de generación eléctrica a continuación se ven las proyecciones mundiales.

Cuadro 2-7: Proyección Capacidad Instalada Eléctrica Mundial 2004 – 2030 [GW<sup>18</sup>]

	2004 (GW)	2004 %	2030 (GW)	2030 %
<b>TOTAL</b>	<b>4.054</b>	<b>100</b>	<b>7.875</b>	<b>100</b>
<b>Petróleo</b>	453	11,2	378	4,8
<b>Gas</b>	1.055	26,0	2.468	31,3
<b>Carbón</b>	1.235	30,5	2.565	32,6
<b>Nuclear</b>	364	9,0	416	5,3
<b>Hidroelectricidad</b>	851	21,0	1.373	17,4
<b>Renovable (excepto hidroelectricidad)</b>	96	2,4	674	8,6
<i>Biomasa</i>	36	0,9	129	1,6
<i>Eólica</i>	48	1,2	430	5,5
<i>Geotérmica</i>	8	0,2	25	0,3
<i>Solar</i>	4	0,1	87	1,1
<i>De los mares</i>	0	0,0	3	0,0

Fuente: AIE (2006 b) (escenario de referencia)

A continuación se describe algunas de las principales fuentes y tecnologías que formarán parte de la matriz energética mundial durante las próximas décadas.

<sup>18</sup> Giga Watt.

### 2.1.2.2 Fuentes y Tecnologías

#### 2.1.2.2.1 Petróleo, Gas Natural y Carbón<sup>19</sup>

En la actualidad, el petróleo y el gas natural proveen cerca del 60% de la energía primaria del mundo y seguirán siendo indispensables para hacer frente al crecimiento proyectado de la demanda energética. Se espera que la combinación de gas natural, petróleo y carbón cubra más del 85% de las necesidades energéticas globales en el año 2030.

Las evaluaciones actuales del petróleo y el gas natural indican que se cuenta con volúmenes de estos recursos para varias décadas de utilización generalizada. Según estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, en el año 2007 las reservas mundiales de petróleo económicamente factibles de explotar al precio esperado en dicho momento, llegaban a cerca de 1.320 billones de toneladas, lo que permitiría 40 años de disponibilidad con el nivel actual de consumo. Existen reservas adicionales “no convencionales” (tales como las arenas bituminosas y petróleos pesados), que podrían triplicar las reservas convencionales, pero a un costo de extracción y procesamiento mucho mayor.

Según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), las reservas probadas mundiales de gas natural a fines del 2005 llegaban a 180 tera metros cúbicos, equivalentes a 64 años de consumo de acuerdo a las tasas de consumo del mismo año. Las mismas estimaciones indican que las reservas de carbón a fines del 2005 llegaban a 909 billones de toneladas, equivalentes a 155 años de consumo con las tasas de consumo de ese año.

En el sector de generación eléctrica, la capacidad instalada mundial basada en petróleo, gas natural y carbón al año 2004, llegaba a los 2.743 GW, equivalente a cerca del 70% de la capacidad total. Según estimaciones de la AIE, este porcentaje de participación se mantendrá hacia el 2030, llegando en términos absolutos a cerca de 5.400 GW. Las implicancias ambientales de esta composición en términos de emisiones al medio ambiente son muy significativas (en particular de gases de efecto invernadero, pues en términos de impactos locales se ha logrado importantes avances en las últimas décadas<sup>20</sup>).

Las proyecciones de consumos sectoriales apuntan a que las tecnologías para el sector transporte seguirán operando en un 99% basadas en el petróleo hasta el 2030, mientras que las del sector industrial seguirán operando en más de un 80% basadas en petróleo, gas y carbón. Sólo en el ámbito residencial habrá una progresiva sustitución de las tecnologías basadas en el uso directo de derivados de petróleo y gas, desde un 62% el 2004 hasta un 55% al 2030, principalmente por tecnologías basadas en electricidad.

#### 2.1.2.2.2 Hidroelectricidad<sup>21</sup>

---

<sup>19</sup> EIA (2007) y AIE (2006 b).

<sup>20</sup> Las tecnologías actuales permiten reducir las emisiones de la mayor parte del dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), de los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y del material particulado (MP).

<sup>21</sup> AIE (2006 b).

La hidroelectricidad continuará siendo de vital importancia en el suministro eléctrico y es considerado el más significativo recurso renovable en el corto y mediano plazo para la generación de energía secundaria. Hacia el año 2004 la capacidad instalada mundial en tecnologías hidráulicas llegaba a los 851 GW, 21% de la capacidad total, mientras que la generación hidráulica alcanzó los 2.148 TWh<sup>22</sup>, con una participación del 16,1% en la producción total mundial.

Según las estimaciones, hacia el año 2030 la capacidad instalada hidráulica aumentaría en todo el planeta en cerca de un 60%, superando los 1.370 GW de potencia instalada, llegando a representar aproximadamente un 17% de la potencia instalada mundial. La mayor parte de la expansión se dará en China, India, Turquía y Brasil.

#### 2.1.2.2.3 Biomasa / Leña

La biomasa (leña y otros) provee el 10% de la energía primaria en el mundo y sustenta el 1,3% de la producción de electricidad.

En el año 2004 la capacidad instalada eléctrica mundial en base a biomasa alcanzaba los 36.000 MW<sup>23</sup>, equivalente al 0,89% de la capacidad eléctrica mundial. Se proyecta que ésta llegará a 129.000 MW, equivalentes al 1,6% de la capacidad eléctrica mundial al año 2030.

Por su parte, los combustibles leñosos abastecen dos tercios de la demanda energética residencial, pues gran parte de la población mundial utiliza leña para cocinar y calentar sus hogares<sup>24</sup>.

#### 2.1.2.2.4 Nuclear

A la fecha, la energía nuclear proporciona alrededor del 16% de la energía eléctrica total generada en el mundo, equivalente al 9% de la potencia eléctrica instalada, con 439 unidades en operación. Luego de la escasez de inversiones en los últimos 20 años, se ha generado un interés creciente por esta opción, particularmente en EEUU, Europa y Asia, por lo que se espera que la generación eléctrica nuclear aumente durante las próximas décadas. La preocupación por el cambio climático pone a la energía nuclear como una alternativa para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

En la actualidad hay más de 40 plantas en construcción, mientras que sólo 5 unidades están en proceso de cierre definitivo. De acuerdo a proyecciones de la AIE, la capacidad instalada de nucleoelectricidad aumentaría desde 368 GW el año 2004 hasta 416 GW al 2030, llegando a representar un 5% de la potencia instalada mundial.

La situación actual se presenta en el cuadro a continuación.

Cuadro 2-8: Situación de la Energía Nuclear en el Mundo (a diciembre 2008)

	Centrales	Países	Potencia (MW)
<b>Centrales instaladas</b>	439	30	372.071

<sup>22</sup> Tera (10<sup>12</sup>) Watts/hora.

<sup>23</sup> Mega Watt.

<sup>24</sup> FAO (s/f).

<b>Proyectos en construcción</b>	42	13	36.988
----------------------------------	----	----	--------

Fuente: IAEA (2008)

#### 2.1.2.2.5 Eólica

En el año 2004 la potencia eólica instalada mundial alcanzaba los 48.000 MW, equivalente al 1% de la capacidad eléctrica instalada total<sup>25</sup>. Se proyecta que ésta llegará a 430.000 MW, equivalentes al 5,4% de la capacidad eléctrica mundial al año 2030. Actualmente, uno de cada tres países genera una porción de su electricidad con viento y hay trece países que exceden los 1.000 MW de capacidad eólica instalada. Esta potencia instalada resultó en una generación anual de unos 82.000 GWh en el año 2004, equivalente al 0,5% de la generación mundial para dicho año.

La tecnología eólica se encuentra madura y es competitiva en el mundo, aún cuando se espera tener mejoras y avances en los sistemas de control.

#### 2.1.2.2.6 Solar

A fines de 2004 la potencia solar instalada en el mundo llegaba a los 4.000 MW, menos del 1% de la capacidad instalada total. Se proyecta que para el 2030 alcance los 87.000 MW, manteniendo su participación en la capacidad instalada mundial. La cuota de energía solar (centrales térmicas y fotovoltaicas) en la generación anual de energía eléctrica será menor al 5%. No obstante, se podría observar una participación más importante de paneles fotovoltaicos en la producción de electricidad para el abastecimiento en áreas rurales.

La energía térmica solar concentrada<sup>26</sup> ha tenido una evolución favorable, pues a partir del año 2004 se reactivaron las inversiones en centrales nuevas de escala comercial. Al 2007 se observan más de 20 proyectos en todo el mundo, ya sea en construcción o en las etapas de planificación o estudios de factibilidad<sup>27</sup>.

#### 2.1.2.2.7 Geotérmica

En los años sesenta se inició la actividad de investigación y exploración de los yacimientos geotérmicos para ser utilizados para la producción de energía calórica o para generación de electricidad. En 1995, la capacidad instalada de plantas geotérmicas conectadas a red para uso eléctrico alcanzaba los 6.790 MW; hoy esa cifra llega a cerca de 9.000 MW.

Aunque provee menos del 1% de la energía mundial, se estima que el potencial geotérmico de producción eléctrica puede estar por sobre los 65 GWh anuales<sup>28</sup>. Adicionalmente, puede ser una fuente de calor importante para calefacción en ciertas zonas. La energía geotérmica se encuentra actualmente desarrollada de manera significativa en unos veinte países muy diversos, entre los que se cuenta a los Estados Unidos (2.800 MW), Filipinas (2.000 MW) y México (unos 1.000 MW), además

<sup>25</sup> Al año 2007, la potencia eólica instalada aumentó a 94.100MW.

<sup>26</sup> Conocida a menudo como CSP, por sus siglas en inglés.

<sup>27</sup> REN21 (2007).

<sup>28</sup> GEA (1999). Considera diversas tecnologías.

de países como Islandia, que cubren una proporción importante de sus requerimientos con esta fuente. La principal complejidad del desarrollo de estas fuentes sigue siendo el riesgo exploratorio.

#### 2.1.2.2.8 De los mares

Esta fuente de energía tiene un bajo nivel de desarrollo, con avances en investigación y algunos proyectos pilotos de pequeña escala. El foco principal de atención en el desarrollo de estas tecnologías está en el potencial de las diferencias de mareas, corrientes marinas y las olas. Se estima que los proyectos se mantendrán en pequeña escala por varios años, enfocados en plantas de entre 5 a 10 MW instalados, para desarrollar plantas de más de 50 MW a partir del 2020.

#### 2.1.2.2.9 Biocombustibles<sup>29</sup>

Las estimaciones de producción de estas fuentes muestran un aumento de 2,6 millones BEP diarios desde el 2004, llegando a constituir el 9% de la oferta total de combustibles líquidos al año 2030.

El actual desarrollo de biocombustibles se ha gatillado por dos motivos: seguridad e independencia energética, lo que se observa en los casos de Brasil y EEUU y, sustentabilidad ambiental, factor esencial en casos como los de Alemania y Suecia.

La tecnología denominada de “primera generación” está basada principalmente en la utilización de materias primas destinadas a la alimentación humana y animal, lo cual ha generado polémica respecto del uso de fuentes alimentarias, por sus efectos sobre el precio y acceso a los alimentos. Actualmente, se están investigando nuevas fuentes para la generación de biocombustibles (tecnología de segunda generación), como por ejemplo: lignocelulosa, microalgas, grasa animal y aceites reciclados o de cultivos que no compitan con los alimentos, tales como la *jatropha* o la *jojoba*. Sin embargo, se estima que implementar estas tecnologías tardará 5 a 10 años.

### 2.1.2.3 *Precios Internacionales*

Los precios de los combustibles fósiles han experimentado, desde el 2004 a la fecha, aumentos importantes, debido a factores de mercado y geopolíticos. Las proyecciones internacionales muestran que aunque puedan existir ciertos elementos coyunturales en los precios observados, la tendencia de mediano y largo plazo es de costos sostenidamente altos y con alta volatilidad. El fenómeno de baja de precio de los últimos meses no debe hacer perder de vista la influencia de la coyuntura mundial dada por la crisis financiera, la cual ha sido reconocida como la peor desde la gran depresión de los años treinta.

En el último tiempo los precios del petróleo han alcanzado niveles y experimentado variaciones sin precedentes. Mientras a finales de los años setenta, los precios se encontraban normalmente por debajo de los 15 dólares el barril, desde finales de los noventa hasta el año 2004, oscilaron —en general— entre los 20 y los 30 dólares por barril. A partir del año 2004, se observó un aumento acelerado de los precios que superaron ampliamente los 100 dólares por barril en el año 2008, en

---

<sup>29</sup> AIE (2007 a).

términos nominales. No obstante lo anterior, debido a la crisis financiera, durante el mes de octubre el precio bajó a los 76 dólares el barril y en noviembre alcanzó los 57 dólares el barril<sup>30</sup>.

De igual modo, el precio del gas natural ha experimentado alzas considerables. En el año 2004, los precios *Henry Hub*<sup>31</sup> fueron en general inferiores a 6 dólares por millón de BTU, mientras que desde el año 2005 los precios han estado sistemáticamente (con escasas excepciones) por sobre ese valor, incluso superando los 14 dólares por millón de BTU. Sin embargo en el mes de noviembre de este año alcanzaron los 6,69 dólares por millón de BTU.

En cuanto al carbón, este también ha experimentado un alza significativa en sus precios. Considerando como referencia el carbón de Australia<sup>32</sup>, los precios del carbón fluctuaron entre 20 y 40 dólares por tonelada desde los años ochenta hasta el año 2004. A partir de ese año, los precios aumentaron sustancialmente, superando ampliamente los 100 dólares por tonelada.

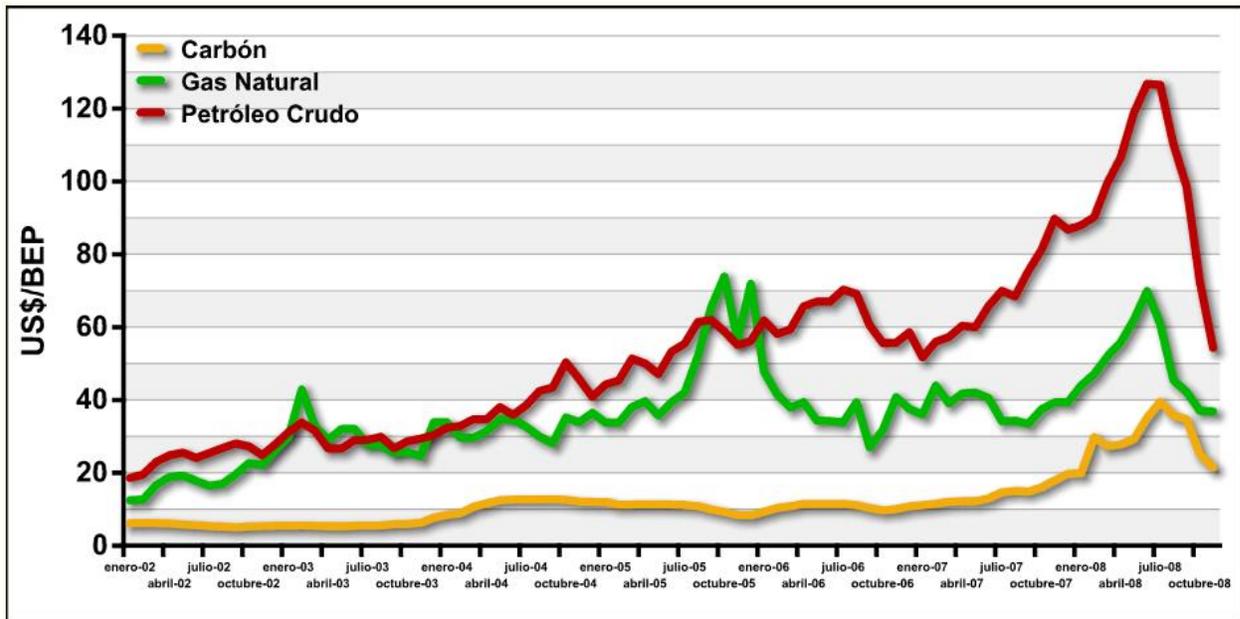
---

<sup>30</sup> Indicador WTI (USA).

<sup>31</sup> Precio de referencia para el mercado de gas natural en Estados Unidos.

<sup>32</sup> Australia es el cuarto productor mundial y el principal exportador de carbón del mundo desde mediados de los años ochenta.

Cuadro 2-9: Evolución de Precios Internacionales de Hidrocarburos<sup>33</sup>



Fuente: CNE (2008 a)

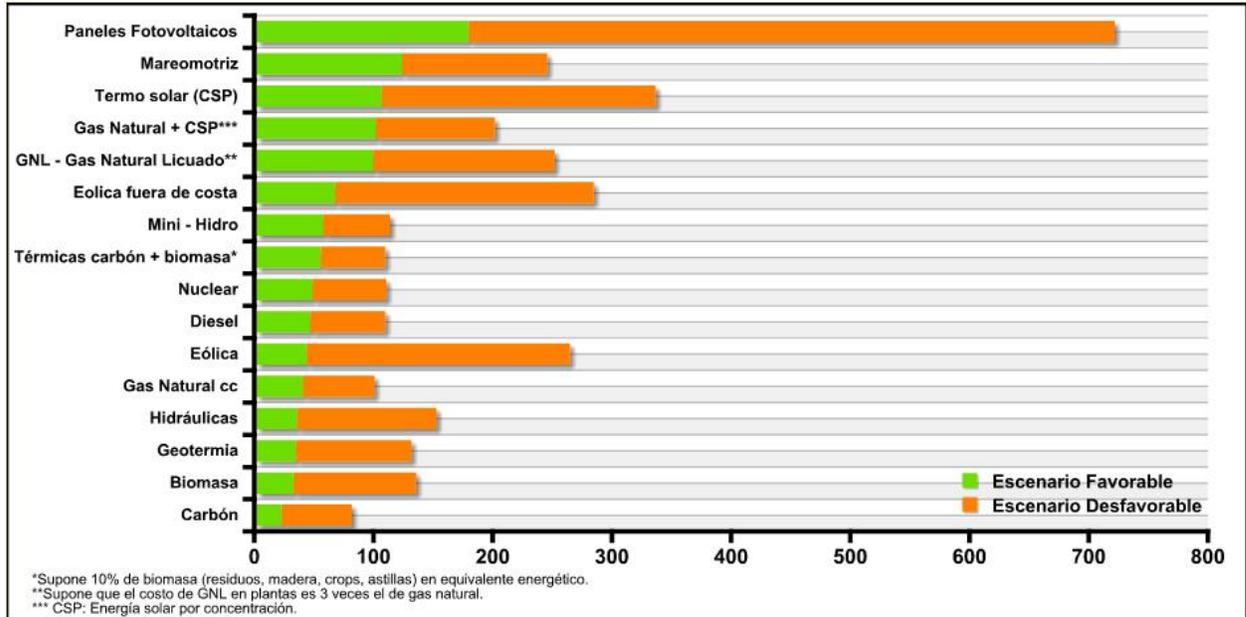
El alza observada en los precios de los combustibles fósiles ha sido uno de los principales motores para la inversión en soluciones alternativas, tanto en nuevas tecnologías y en mejoras tecnológicas, como en eficiencia energética. Para algunos países también han sido determinantes las consideraciones de seguridad energética y/o las consideraciones ambientales.

Producto de la investigación y desarrollo y de la expansión de los mercados, las nuevas tecnologías han experimentado reducciones significativas en sus costos. En contraste, las tecnologías tradicionales se han visto relativamente encarecidas por el alza generalizada del precio de materiales de construcción (en particular del acero). No obstante, en términos de costos de inversión, las tecnologías tradicionales aún son más competitivas, siendo el carbón y los ciclos combinados de gas natural las opciones de desarrollo más económicas. Al incorporar los costos de operación en los análisis, los reactores nucleares y las unidades basadas en fuentes renovables se vuelven más competitivos, si bien las tecnologías no convencionales presentan una mayor variación en sus costos en función de las características específicas de los proyectos.

A continuación se presenta un rango de costos de proyectos, de acuerdo a estimaciones de la AIE para distintas formas de generación eléctrica.

<sup>33</sup> El precio del carbón corresponde al precio FOB de carbón australiano, el precio de petróleo crudo corresponde al indicador WTI (USA) y el precio del gas natural corresponde al indicador Henry Hub (USA).

Cuadro 2-10: Rango de Costos de Nuevas Tecnologías (US\$/MWh)



Fuente: AIE (2006 a)

Los costos de tecnologías corresponden a los costos de generación estimados al año 2006 (incluyendo inversión y operación)<sup>34</sup>. Se muestra dos escenarios de precios: el escenario “favorable”, en el cual se alcanza el costo más bajo posible y el escenario “desfavorable”, en el cual el costo es el mayor que se podría alcanzar con cada tecnología.

Un punto adicional a destacar es que en el caso en que se valorizaran las emisiones relativas de carbono de cada una de estas tecnologías (a través de la implementación generalizada de mecanismos de compensaciones, por ejemplo), se vería una alteración significativa en estos costos relativos.

### 2.1.3 TENDENCIAS EMERGENTES

Las circunstancias que enfrenta el mundo en materia energética afectan de manera similar, aunque con matices, a todos los países. Temas como la seguridad del suministro, el acceso de la población o los compromisos ambientales internacionales, se suman a la necesidad de mantener el suministro de energía a precios razonables, así como un ritmo de inversiones que permita satisfacer la evolución de la demanda. Por ello, las políticas energéticas deben buscar soluciones a los nuevos problemas con el menor impacto posible sobre la eficiencia de sus sistemas.

La expansión de la base de consumo y las exigencias en materia energética están generando una enorme presión para aumentar las inversiones energéticas, en particular en energía eléctrica. Este nivel de inversiones en desarrollo energético está influyendo sobre los mercados de un número

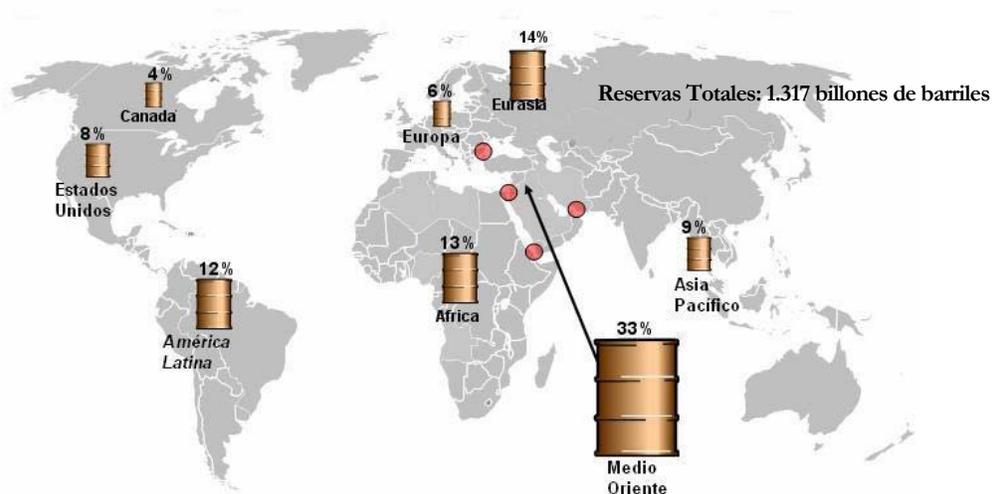
<sup>34</sup> Por lo tanto no reflejan las últimas variaciones en los precios de las materias primas y fuentes energéticas.

importante de recursos naturales, como el acero o el cobre. Se debe notar que entre China e India el aumento en la capacidad instalada eléctrica semanal es del orden de 1.500 MW<sup>35</sup>.

Esta creciente expansión de la oferta y de la demanda energética mundial genera una preocupación adicional por la seguridad energética y, particularmente, por los impactos medioambientales derivados de la generación.

La preocupación por la seguridad crece en la medida que la disponibilidad de energía se relaciona más estrechamente con condiciones de vida fundamentales de las personas. Esta preocupación no sólo se relaciona con la disponibilidad de suministro, sino también con el precio al cual es posible obtener dicho suministro: la energía debe estar física y económicamente disponible. La seguridad se ve afectada significativamente por la dispersión geográfica de las ofertas y demandas de los principales combustibles (no renovables) del mundo, lo cual tiene importantes implicancias geopolíticas. Al analizar la distribución de las reservas mundiales de petróleo, se observa que las reservas están ubicadas en localizaciones alejadas de los principales centros de consumo y adicionalmente, muchas de ellas se encuentran en zonas con importante grado de conflicto político, además del riesgo de las actividades de piratería en el transporte.

Cuadro 2-11: Distribución de Reservas de Petróleo en el Mundo (Enero 2007)



Fuente: EIA (2007)

En ese mismo sentido, situaciones como el abastecimiento de gas natural de Rusia a Alemania o el suministro de gas natural de Argentina a Chile son ejemplos de la relevancia política de los flujos energéticos y de cómo puede impactar el desarrollo de los países y las relaciones internacionales. Esto ha llevado a muchos países a buscar formas de cubrirse de los riesgos de suministro. En las declaraciones de política energética, el concepto de seguridad se ha vuelto prioritario, en algunos casos llevándolo incluso al concepto de independencia energética. Por ejemplo, en los Estados Unidos el objetivo de la independencia energética tiene una aceptación cada vez más amplia, generando un renovado interés en la energía nuclear (al igual que Francia), en la explotación de las reservas locales de hidrocarburos (incluso a costos mayores) y en aumentar recursos para la

<sup>35</sup> Como comparación, Chile tiene una potencia instalada al año 2008 del orden de 13.000 MW.

investigación y desarrollo en nuevas tecnologías. En casos como Alemania, y otros países europeos, se ha buscado una menor dependencia a través de la utilización masiva de energías renovables.

En muchos países, la preocupación por el suministro y los precios ha llevado a consolidar reservas estratégicas muy significativas. Estados Unidos mantiene la mayor reserva estratégica de petróleo (33 días equivalentes de su consumo actual). El resto de los miembros de la Agencia Internacional de Energía también mantienen reservas importantes y, en los últimos años, China e India han comenzado a generar sus propias reservas.

Al mismo tiempo, la integración energética ha comenzado a ser un elemento cada vez más significativo dentro de las soluciones energéticas, lo que tiene vastas implicancias en las relaciones entre los Estados. Como ejemplo, la Unión Europea ha puesto énfasis en la integración energética entre los países miembros, fijando objetivos mínimos de integración.

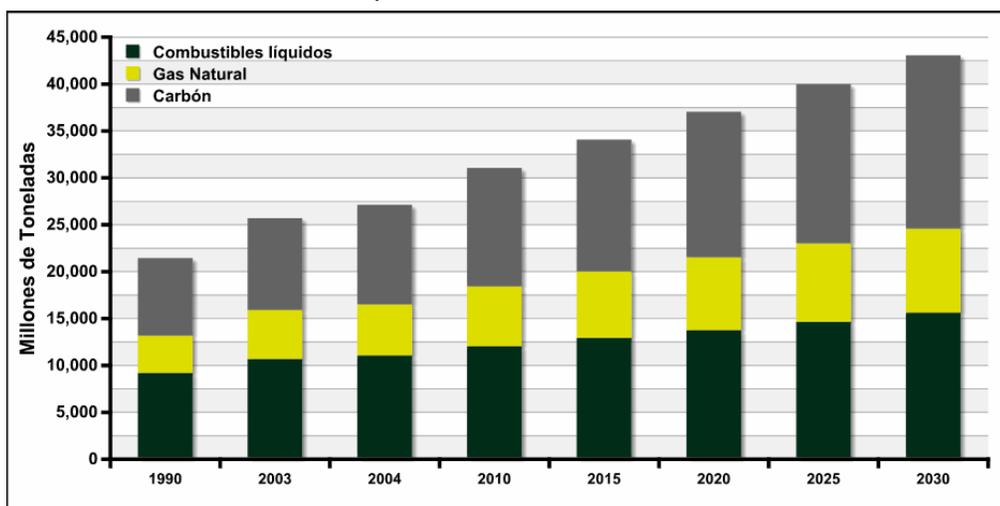
Por otro lado, la preocupación medioambiental que tomó fuerza en los años ochenta orientada principalmente en los impactos locales se ha enfocado recientemente sobre el cambio climático. Un hito clave fue el Protocolo de Kyoto de 1997<sup>36</sup>, en el marco de la Convención de las Naciones Unidas por el Cambio Climático. Éste establece compromisos cuantificables de limitación y/o reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que en su conjunto implican una reducción del 5% de las emisiones medias entre los años 2008 y 2012 tomando como referencia los niveles de 1990.

Las principales fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> son los combustibles de origen fósil, especialmente los derivados del petróleo y el carbón mineral, con una participación cercana al 80% en todo el horizonte de proyección, según se aprecia a continuación.

---

<sup>36</sup> El Protocolo entró en vigencia el año 2005, con la firma de Rusia.

Cuadro 2-12: Proyección de Emisiones de CO<sub>2</sub> en el Mundo



Fuente: EIA (2007)

De acuerdo a la AIE, de continuar las tendencias actuales, las emisiones mundiales se incrementarán en un 130% al 2050. Para reducir las emisiones del sector energético al 2050 en un 50%, con el fin de evitar efectos significativos sobre el sistema climático mundial pronosticados por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), se requerirá un conjunto de acciones de gran envergadura. Se deberá contar a la vez con un incremento significativo de la participación de las energías renovables (de todas las escalas), programas activos en materia de eficiencia energética, ampliación de la generación eléctrica con energía nuclear y el uso de tecnologías de carbón con captura y almacenamiento de carbono.

Frente a la magnitud del esfuerzo necesario y los procesos de negociación posteriores a Kyoto, han surgido riesgos específicos para los países en desarrollo en la forma de potenciales barreras comerciales, sustentadas en el contenido de carbono de las exportaciones o posibles impuestos de carbono de alcance internacional. Sin embargo, estos riesgos se ven mitigados por las oportunidades que surgen del creciente mercado de carbono que podría incrementar significativamente las tasas de retorno de muchos proyectos que aprovechan los recursos naturales, poniendo a disposición de estos una cantidad significativa de recursos. Asimismo, los países en desarrollo se pueden ver beneficiados del avance tecnológico, en particular en el uso de energías renovables, que tendrán menor costo y mayor efectividad.

Un desafío particular de los países en desarrollo es el acceso de su población a la energía. Según estimaciones de la ONU, hacia fines de 2005 la cuarta parte de la población carecía de acceso a electrificación y cerca de 2.400 millones de habitantes cocinaban y calentaban sus hogares con fuentes de energía primarias como carbón, leña, biomasa y estiércol. El acceso a la electrificación se aproxima al 90% en la mayoría de las regiones en desarrollo, con la excepción de Asia meridional, en que un 40% de los hogares cuenta con electricidad y África, donde sólo un poco más del 20% de los hogares tiene servicio eléctrico. En los próximos 25 años, si se mantienen los pronósticos actuales de la AIE, aún habrá 1.400 millones de personas sin electricidad. Para cumplir el Objetivo de Desarrollo

del Milenio<sup>37</sup> de reducir a la mitad la extrema pobreza en todo el mundo antes de 2015, 500 millones de personas más deberán tener acceso a la electricidad y 700 millones tendrán que abandonar la forma de uso actual de la biomasa hacia el 2015<sup>38</sup>.

Las tendencias actuales muestran que a pesar del aumento en los costos de las fuentes energéticas tradicionales, que se mantendrá en el futuro previsible, y pese a los impactos ambientales ya mencionados, los combustibles fósiles seguirán teniendo un rol primordial en la matriz energética de las próximas décadas. No obstante se observa un crecimiento en las inversiones en energías renovables, las cuales pasaría desde cerca de 20 mil millones de dólares en promedio entre 1995 y 2004 a unos cien mil millones de dólares en el año 2010.

Enfrentar esta evolución y sus implicancias representa un desafío significativo para el conjunto de los países. En este sentido, no se debe considerar sólo las dificultades que esta evolución conlleva, sino la importante oportunidad de cooperación entre países, tanto en el desarrollo de políticas coherentes como en el desarrollo tecnológico. En este último ámbito, se debe destacar el aumento exponencial en los recursos asignados a investigación y desarrollo en nuevas tecnologías. Se estima que los recursos mundiales asignados a I+D en el año 2000 eran inferiores a mil millones de dólares mientras que al 2006 bordeaban los siete mil millones. En particular, se han asignado recursos a biocombustibles, eólicas, energía solar y eficiencia energética<sup>39</sup>.

Los países han reconocido que enfrentar los desafíos actuales tiene un costo, por lo que es necesario la comprensión de las ventajas y desventajas de las distintas opciones y la búsqueda de mecanismos efectivos que permitan asegurar equidad, seguridad y sustentabilidad, sin afectar significativamente la competitividad de las economías. En ese contexto, la escala de los desafíos es tal que se privilegiará estrategias que permiten enfrentar varios aspectos de forma simultánea y que puedan ser costo efectivas. Así, estrategias como la eficiencia energética y la utilización de nuevas energías que permiten aprovechar la dotación de recursos renovables aumentarán el potencial de muchos países para satisfacer sus requerimientos energéticos.

En muchos sentidos, las dificultades que ha experimentado el mundo en los últimos años en su desarrollo energético, han permitido mejoras significativas en dicho desarrollo a través de una permanente búsqueda de nuevas soluciones de las cuales los países pueden aprender mutuamente.

---

<sup>37</sup> La Declaración del Milenio fue aprobada por 189 países y firmada por 147 jefes de estado y de gobierno en la Cumbre del Milenio de las Naciones Unidas celebrada en septiembre de 2000. Los Objetivos de desarrollo del Milenio (ODM) son: (i) erradicar la pobreza extrema y el hambre, (ii) lograr la enseñanza primaria universal, (iii) promover la igualdad entre los géneros y la autonomía de la mujer, (iv) reducir la mortalidad infantil, (v) mejorar la salud materna, (vi) combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades, (vii) garantizar la sostenibilidad del medio ambiente y (viii) fomentar una asociación mundial para el desarrollo.

<sup>38</sup> ONU (2007).

<sup>39</sup> NEF (2007).

## 2.2 CONTEXTO NACIONAL

### 2.2.1 ASPECTOS GENERALES

El escenario energético nacional se asemeja en algunas de sus principales características a aquellas observadas en el mundo, las que se ven amplificadas en cierta medida por el hecho de que Chile es un país en desarrollo con tasas de crecimiento significativas y con una alta dependencia de fuentes energéticas importadas.

El crecimiento económico sostenido en el marco de una economía abierta y globalizada, junto a las políticas sociales aplicadas por el Estado durante los últimos años, han incidido en exitosos resultados macroeconómicos, incluyendo tasas de crecimiento positivas y sostenidas y una inflación baja y controlada, lo que se ha traducido en un aumento significativo del ingreso por habitante de los hogares chilenos y en una disminución de los índices de pobreza de la población. En los últimos ocho años se han obtenido tasas de crecimiento cercanas al 5% promedio anual, con un PIB por habitante de US\$ 13.936 en el año 2007<sup>40</sup>, y se han mantenido niveles de inflación de 3,9%.

Chile se ha insertado de forma cada vez más estructural en la economía globalizada, con una apertura creciente al comercio internacional. Actualmente, es el país con el mayor número acuerdos internacionales de comercio e inversiones, firmados con áreas económicas que representan cerca del 90% de la población mundial. Esta orientación económica al comercio exterior ha sido determinante en el desarrollo sectorial.

En su estrategia para dinamizar su economía, Chile ha enfocado recientemente su atención sobre la innovación tecnológica. El Consejo de Innovación chileno ha realizado una serie de propuestas de política pública para la innovación tecnológica basados en tres pilares: un sistema de aprendizaje continuo de su capital humano, el fortalecimiento de una plataforma de generación, difusión y aplicación del conocimiento y, la consolidación de un sistema empresarial innovador orientado a la creación de valor como estrategia de competencia en los mercados globales.

El crecimiento económico de las últimas décadas, junto con una política social muy activa por parte del Estado, han sido los factores relevantes en mejorar el estándar de vida de la población. Esto se refleja en la fuerte disminución de la pobreza del 45,1% en 1987 al 13,7% en el año 2006. Chile fue el primer país latinoamericano en cumplir y superar las Metas del Milenio de reducción de pobreza.

Según las estadísticas de disponibilidad de servicios en la viviendas en áreas urbanas y rurales de la CEPAL, en Chile para el año 2006 el 92,9% de los hogares contaban con agua potable (99% de los urbanos y 53% de los rurales), el 82,5% contaba con alcantarillado (93,3% de los urbanos y 10,9% de los rurales) y el 99% contaba con energía eléctrica (99,7% de los urbanos y 94,3 % de los rurales)<sup>41</sup>. Esto sitúa a Chile dentro de los primeros lugares en provisión de todos los servicios en Latinoamérica, si bien existen diferencias entre el sector urbano y el rural.

---

<sup>40</sup> Estadísticas del Fondo Monetario Internacional (con paridad del poder de compra).

<sup>41</sup> CEPAL (2007).

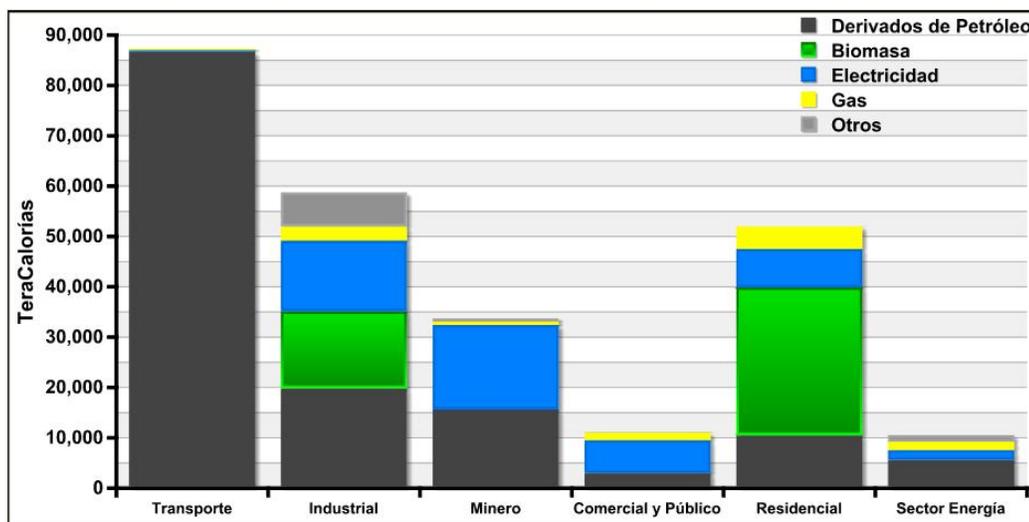
Las exigencias ambientales de la población determinan orientaciones para el crecimiento económico, las cuales se expresan en el marco de la “Ley de Bases Generales del Medio Ambiente”, promulgada en 1994. A nivel global, según la clasificación de la Convención de las Naciones Unidas de Cambio Climático, Chile es un país vulnerable al cambio climático. Como respuesta, el año 2006 se aprobó la Estrategia Nacional de Cambio Climático.

## 2.2.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

### 2.2.2.1 *Balance Nacional de Energía*

El consumo final de energía de Chile está determinado por cuatro grandes sectores<sup>42</sup>: transporte, industrial, minero y comercial-público-residencial. La distribución de este consumo para el año 2007 se presenta a continuación.

Cuadro 2-13: Consumo Final de Energía 2007



Fuente: CNE (2007)

El sector transporte es el mayor demandante de energía, con 35% del consumo final, concentrado en un 99% en los derivados del petróleo (más de un 70% entre petróleo diesel y gasolinas). Existe además un consumo eléctrico menor asociado a trenes urbanos (Metro) e interurbanos y consumo menor de gas natural asociado a un parque limitado de vehículos livianos.

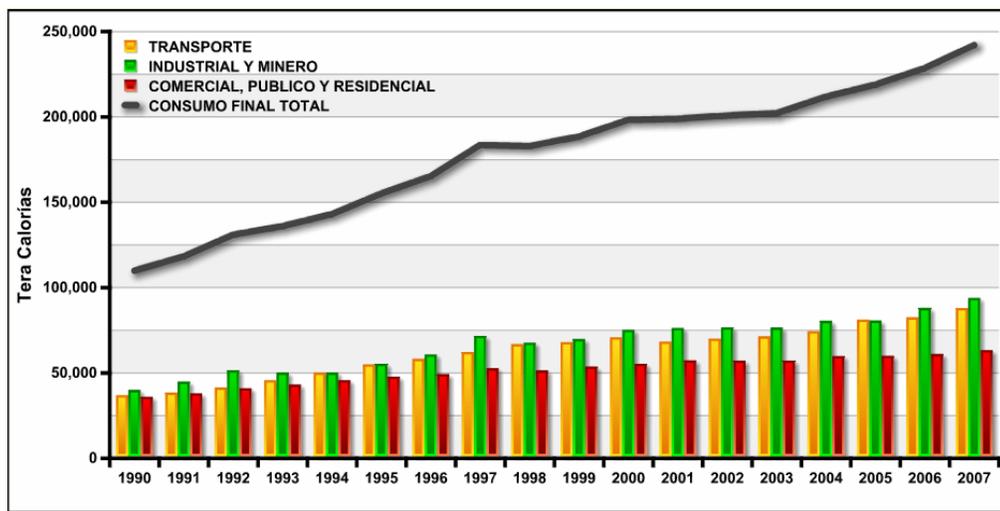
El sector comercial-público-residencial representa un 25% del consumo final de energía. La mayor fuente energética de este sector es la leña, utilizada en su gran mayoría para cocina y calefacción, la que corresponde a un 47% del consumo energético total, lo que genera problemas ambientales y de sostenibilidad en el manejo del recurso. La electricidad y los derivados del petróleo son casi igualmente importantes en la demanda final (23% y 20% respectivamente). El gas natural ha aumentado su importancia, llegando a representar el 9% del consumo final de este sector.

<sup>42</sup> Dentro del consumo final de energía, también se puede considerar un quinto sector, el sector energía, que corresponde al consumo propio de los centros de transformación de energía, y que por lo tanto también corresponde a un consumo final de energía para la operación de estos centros.

El sector industrial representa el 23% del consumo final. Este sector demanda una variedad de recursos, pero el 83% de su consumo se concentra en tres fuentes: derivados del petróleo (33%), electricidad (24%) y biomasa (26%). Finalmente, el sector minero constituye el 13% del consumo final. La electricidad es la fuente más significativa para este sector, correspondiendo al 50% del consumo total. Los derivados del petróleo, por su parte, corresponden a un 46% de este consumo.

En términos sectoriales, las participaciones se han mantenido relativamente estables a través del tiempo, según se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Cuadro 2-14: Evolución del Consumo Final por Sector Económico<sup>43</sup>



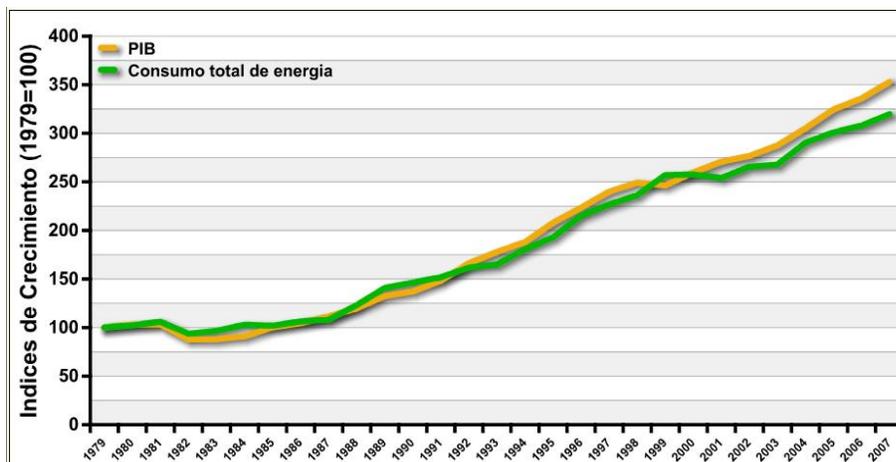
Fuente: CNE (2007)

Chile ha experimentado un crecimiento significativo del consumo energético en las últimas décadas, particularmente marcado en el sector eléctrico. El consumo energético final ha crecido en un 2,8% promedio anual en los últimos 10 años, mientras que el consumo eléctrico ha aumentado en cerca de 6% promedio anual. En efecto, la evolución de la demanda de energía ha seguido de cerca a la evolución del PIB, según se ve a continuación.

Cuadro 2-15: Evolución del Consumo Primario de Energía en relación al PIB<sup>44</sup>

<sup>43</sup> El consumo final de esta serie no considera el consumo del sector energía, que corresponde a los autoconsumos de los centros de transformación. La desagregación del consumo de los centros de transformación entre autoconsumo de energía y energía transformada, se comenzó a medir a partir del año 2004.

<sup>44</sup> En este gráfico, el consumo primario incluye la diferencia entre las importaciones y exportaciones secundarias; es decir, es equivalente al TPES.

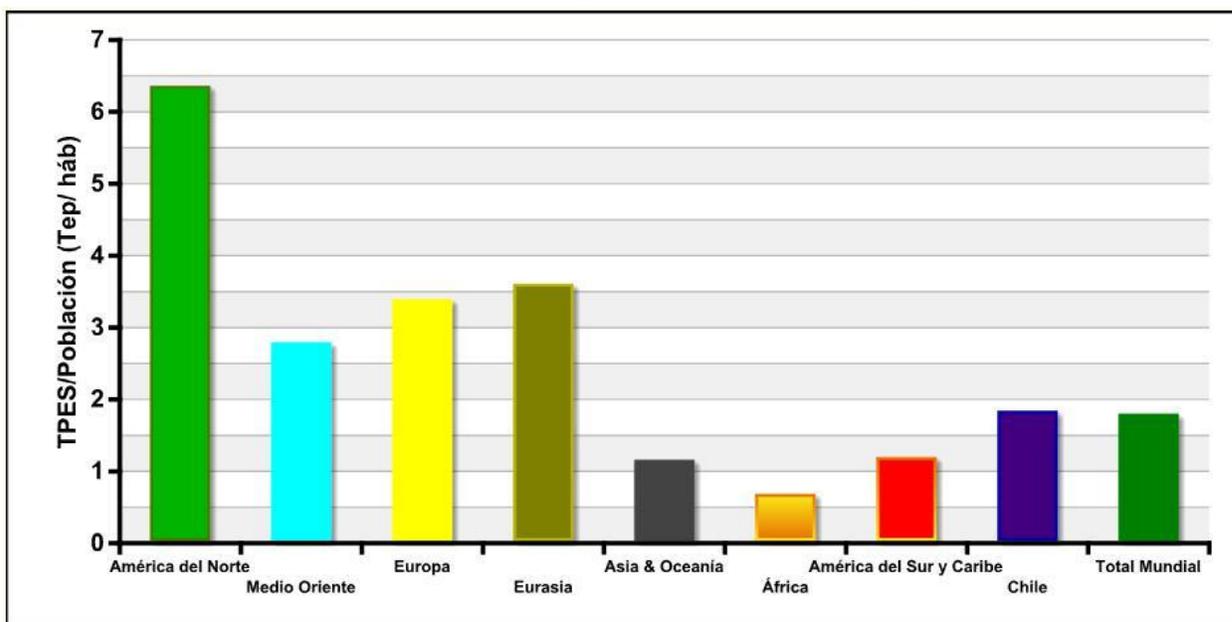


Fuente: CNE (2007) y Banco Central.

El año 2007 Chile consumió 31,4 millones de Tep, mientras que el total de países OECD consumieron 5.591 millones de Tep. Se puede decir que en promedio un país OECD consume 186,4 millones de Tep, siendo este consumo 5,9 veces el consumo de Chile. El año 2007 Chile tuvo una intensidad energética<sup>45</sup> de 0,166 Tep/mil US\$, sin embargo la intensidad promedio de los países OECD fue de 0,175 Tep/mil US\$.

Se puede observar a continuación, que el TPES por habitante en Chile es relativamente bajo comparado con regiones de mayor nivel de desarrollo económico, lo que hace prever aumentos en el consumo total a medida que el país alcance mayores niveles de ingreso. El sector eléctrico sigue la misma tendencia general.

Cuadro 2-16: Consumo de Energía Total por Habitante por Región 2006

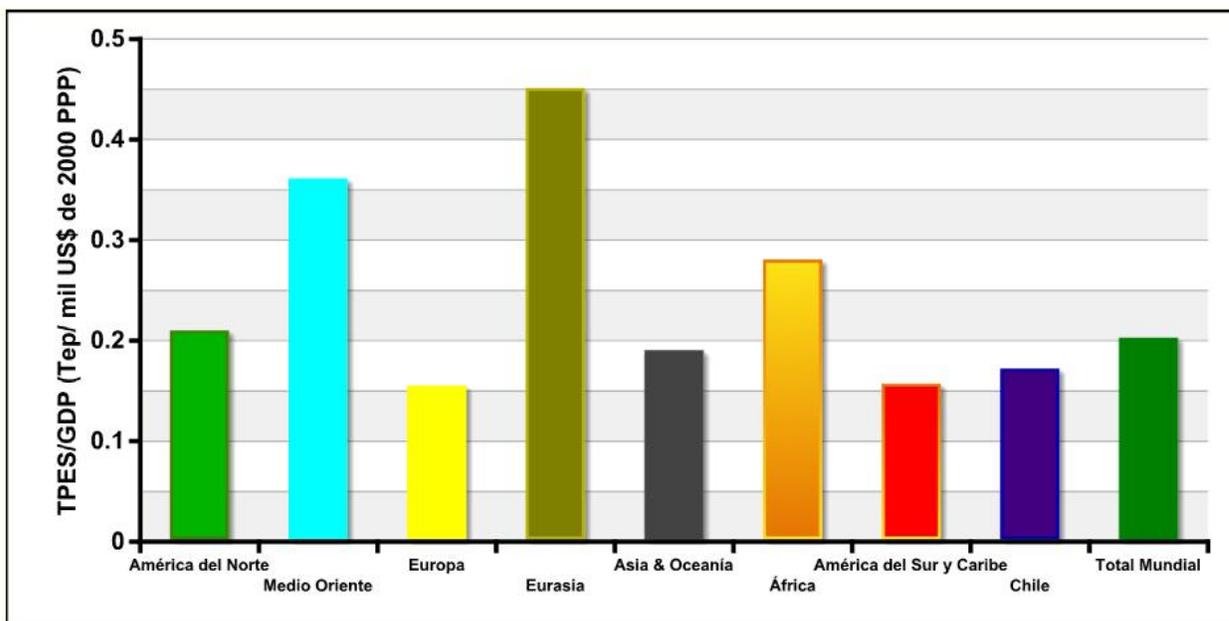


Fuente: AIE (2008 b)

<sup>45</sup> TPES/PIB medido en Tep/miles de dólares del año 2000 con paridad del poder de compra.

Al considerar la intensidad de consumo con respecto al nivel de producción económica, se puede apreciar que existe espacio para incrementar la eficiencia<sup>46</sup>, si se compara con el promedio de América Latina y Europa, como se puede ver en el siguiente gráfico:

Cuadro 2-17: Intensidad energética<sup>47</sup> por región 2006



Fuente: AIE (2008 b)

Sin embargo, el potencial real de ganancias de eficiencia dependerá de los tipos de utilización de energía y de sus características determinantes.

Considerando el consumo primario nacional sin incluir las importaciones netas secundarias<sup>48</sup>, los hidrocarburos representan más del 70% del total y, de este total, la mayor parte es importada. Chile cuenta con tres grandes energéticos nacionales: la leña/biomasa (calefacción y electricidad), que representa del orden de 50% de la energía producida en Chile con recursos locales; el agua (generación de hidroelectricidad), que representa un 24%, y el gas natural de Magallanes, que alcanza al 21% del total de producción nacional, según el promedio de los años 2005 a 2007.

Cuadro 2-18: Consumo Primario Nacional (2007)<sup>49</sup>

Fuente Energética	Consumo Bruto Primario	Participación de
-------------------	------------------------	------------------

<sup>46</sup> Las estimaciones señalan que el potencial de eficiencia de consumo final de todos los energéticos será cercano a las 100.000 Tcal para el 2020. Ver PRIEN-UCH (2008 a), PRIEN-UCH (2008 b) y UTFSM (2008).

<sup>47</sup> PIB ajustado por paridad del poder de compra.

<sup>48</sup> Es decir, considerando los consumos de los recursos naturales: petróleo crudo, gas natural, carbón, hidroelectricidad y biomasa.

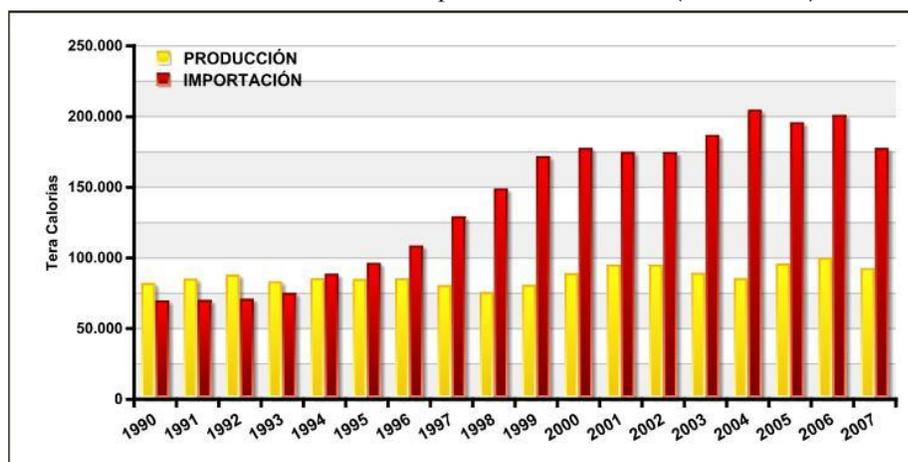
<sup>49</sup> El consumo final de energía del año 2007 fue superior al del 2006 en un 4,4%; sin embargo el consumo bruto primario disminuyó respecto al 2006. Esto se debe a que en el año 2007 se importaron directamente derivados de petróleo (cerca de 72 mil teracalorías) las cuales no se reflejan a nivel primario. CNE (2007).

	(teracalorías)	Importaciones <sup>50</sup> (%)
<b>Petróleo Crudo</b>	106.155	103,3
<b>Gas Natural</b>	42.718	60,9
<b>Carbón</b>	40.861	100,4
<b>Hidroelectricidad</b>	19.576	0
<b>Leña y Otros</b>	49.841	0
<b>TOTAL</b>	<b>259.152</b>	<b>68,2</b>

Fuente: CNE (2007)

El consumo primario nacional entre 1990 y 2006 creció a una tasa media anual del 4,6%. Durante el período 1990 – 2006 los crecimientos medios anuales de la producción, importaciones y exportaciones fueron, respectivamente, 4,8%, 13% y 12%. A partir de 1994 se observa un quiebre. La proporción creciente del consumo explicada por las importaciones aumentó el nivel de dependencia externa del país.

Cuadro 2-19: Producción e Importaciones Primarias (1990 – 2007)



Fuente: CNE (2007)

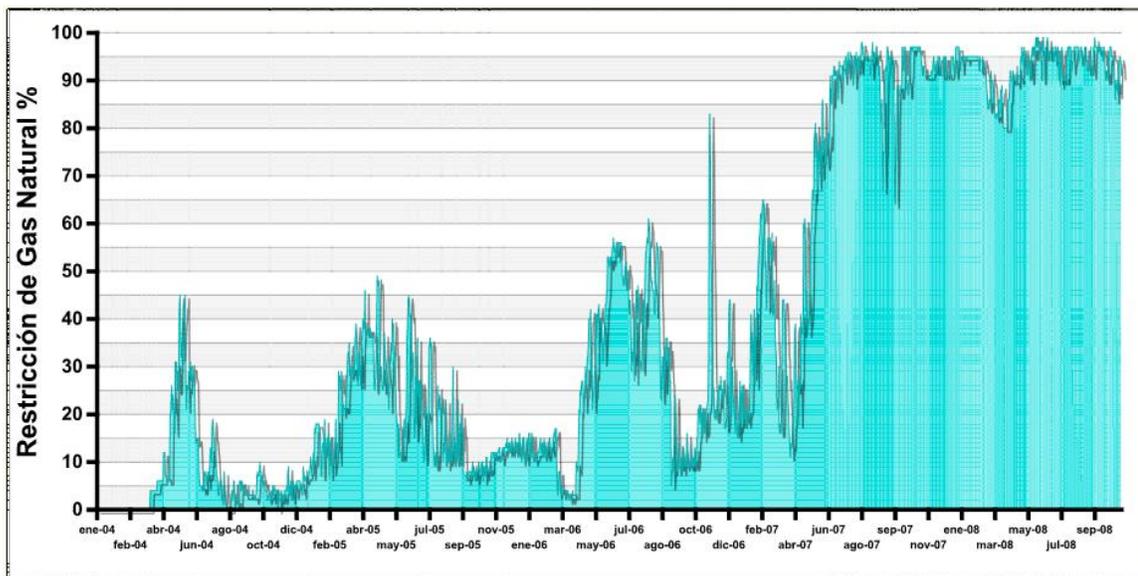
La presencia preponderante de fuentes energéticas importadas somete al país a una exposición importante no sólo por riesgo de suministro, sino también por el impacto de alzas y volatilidad de los precios internacionales.

Esta dependencia frente a fuentes externas se agrava ante la presencia de un proveedor casi exclusivo, como en el caso del gas natural que proviene en su totalidad desde Argentina. En el caso de petróleo crudo las importaciones del año 2007 (11,8 millones de m<sup>3</sup>) vinieron de Sudamérica, Angola y Turquía (65%, 15% y 14%, respectivamente), mientras que las de carbón (5,8 millones de toneladas), provinieron de cuatro grandes fuentes: Colombia, Indonesia, Australia y Canadá (34%, 26%, 22% y 11%, respectivamente).

<sup>50</sup> Las importaciones superiores al 100% indican que el nivel de importaciones supera al nivel de consumo de los energéticos, lo que se traduce en aumentos de los niveles de inventario.

A partir de la llegada de gas desde Argentina, el consumo de gas natural aumentó su participación en la matriz de consumo primario de energía desde un 9% hasta un 29% entre 1997 y 2004, sustituyendo el consumo primario de carbón, biomasa y petróleo crudo. Sin embargo, a partir del año 2005 la situación comienza a revertirse en favor del consumo del carbón, volviéndose de a poco al patrón de consumo previo a 1998, por efecto de las restricciones de envíos de gas.

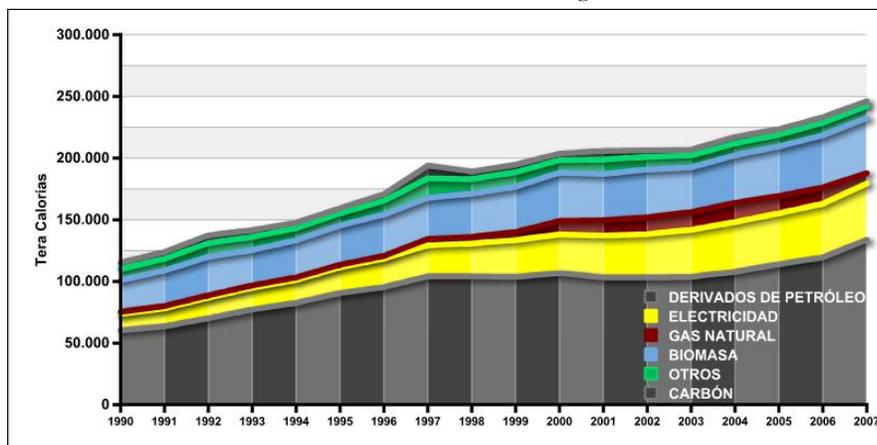
Cuadro 2-20: Evolución de la Indisponibilidad de Gas Proveniente de Argentina



Fuente: CNE (2008 a)

En lo que concierne al consumo final de energía, este creció desde 1990 hasta el año 2007 en un 4,7% promedio anual. Los derivados del petróleo, la biomasa y la electricidad representaron en promedio (en el período 2000 – 2007) cerca del 90% del consumo final.

Cuadro 2-21: Consumo Final de Energía 1990-2007

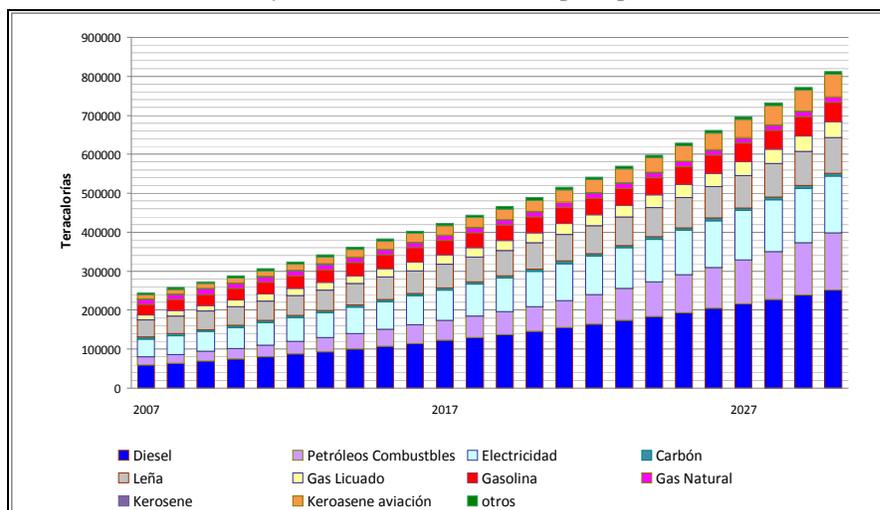


Fuente: CNE (2007)

La proyección del consumo final de energía presenta una tendencia al alza, con un aumento promedio anual de 5,4% hasta el año 2030. Durante ese período los energéticos de mayor relevancia en el consumo son el diesel, los petróleos combustibles, la electricidad y la leña, representando en conjunto entre un 69% (para el año 2007) y un 78% (para el año 2030) del total. Como se puede

observar a continuación, el consumo relativo de diesel y petróleos combustibles aumenta mientras el de electricidad y biomasa tiende a disminuir.

Cuadro 2-22: Proyección de Consumo Final por tipo de combustible

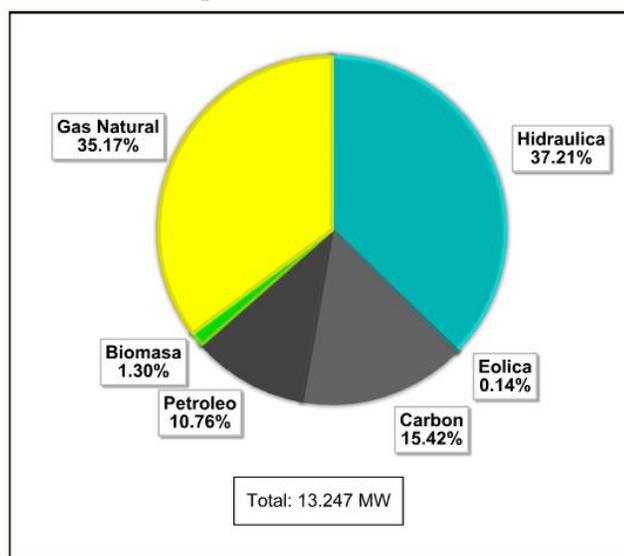


Fuente: PROGEA -UCH (2008 a)

### 2.2.2.2 Matriz Eléctrica

La capacidad instalada eléctrica chilena bordea los 13 mil MW y la generación total bruta de electricidad supera los 55 mil GWh (año 2008). Las principales tecnologías de generación son la hidroelectricidad, las plantas térmicas a carbón y las plantas térmicas “duales” (gas natural y diesel). También hay nuevas energías renovables, aunque en menor proporción. Los principales sistemas eléctricos son el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con una capacidad instalada de 9.385 MW y 3.602 MW respectivamente. Además se encuentra el Sistema de Aysén (47,8 MW) y el Sistema de Magallanes (79,6 MW).

Cuadro 2-23 Capacidad SIC + SING (diciembre 2008)



Fuente: CNE (2008 a)

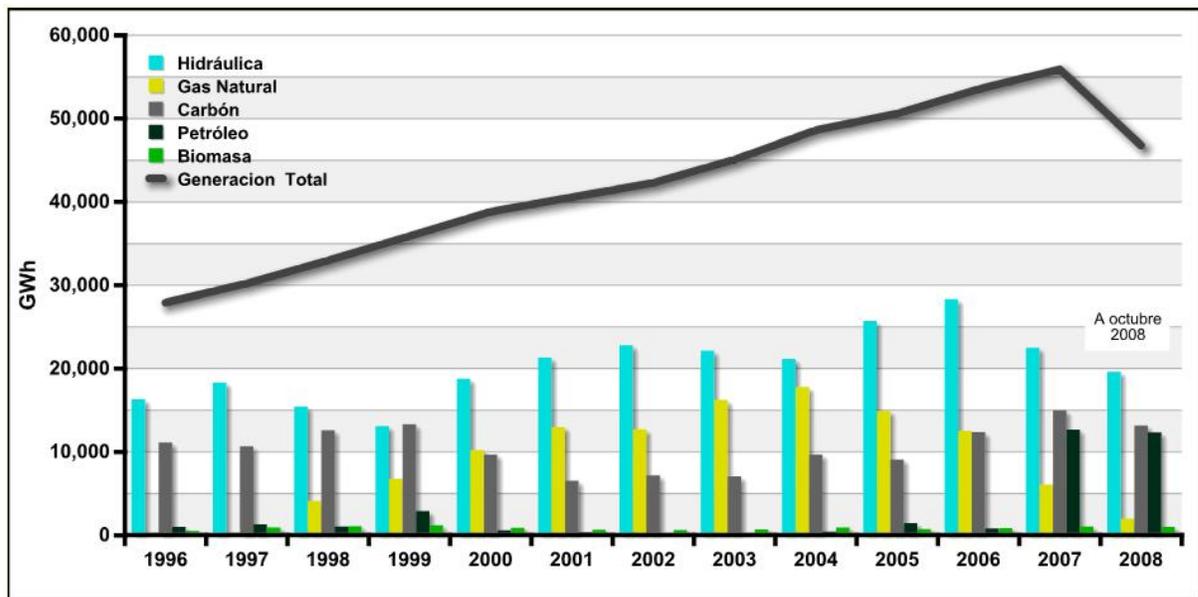
En la última década se ha observado una evolución importante en la matriz de generación eléctrica. Durante 1996 y 1997, en promedio, la generación eléctrica fue 60% hidráulica, 35% a carbón y 5% con petróleo y biomasa. La importante participación de la hidroelectricidad dentro de la generación eléctrica genera un elemento de riesgo debido a la variabilidad en las hidrologías anuales. Los antecedentes hidrológicos de las últimas décadas muestran que la capacidad de generación hídrica puede ser hasta tres veces mayor en un ciclo hidrológico lluvioso, del orden de 30.000 GWh, que en uno seco, del orden de 10.000 GWh, considerando la capacidad instalada actual.

A partir de 1998 y hasta el 2004, el gas natural sustituyó a la generación con carbón (con un peak de generación basada en gas natural el 2001). A partir del 2005, debido a los recortes en el abastecimiento de gas natural desde Argentina, la situación comenzó a revertirse y la generación basada en carbón aumentó. No obstante, la generación a gas natural no ha sido completamente sustituida, dado los tiempos requeridos para la construcción de nuevas centrales.

Para hacer frente a las restricciones de envío de gas y los años secos, se incrementó la generación con derivados de petróleo, especialmente diesel. Esto fue posible por las inversiones en “dualización” de las centrales originalmente diseñadas para funcionar en base a gas natural, el esfuerzo de distribuidoras de combustible por el tema logístico y la instalación de turbinas y motores diesel. En el 2008, contribuyó el proyecto de ley que estableció la devolución inmediata del impuesto al diesel<sup>51</sup>.

La generación con derivados de petróleo aumentó desde un 1% del total de generación eléctrica en el año 2006 a un 22% del total de generación en el año 2007 y en el mes de abril del 2008 alcanzó un record de 38,2% del total (SIC+SING).

Cuadro 2-24: Generación Eléctrica SIC + SING: 1996 – 2008

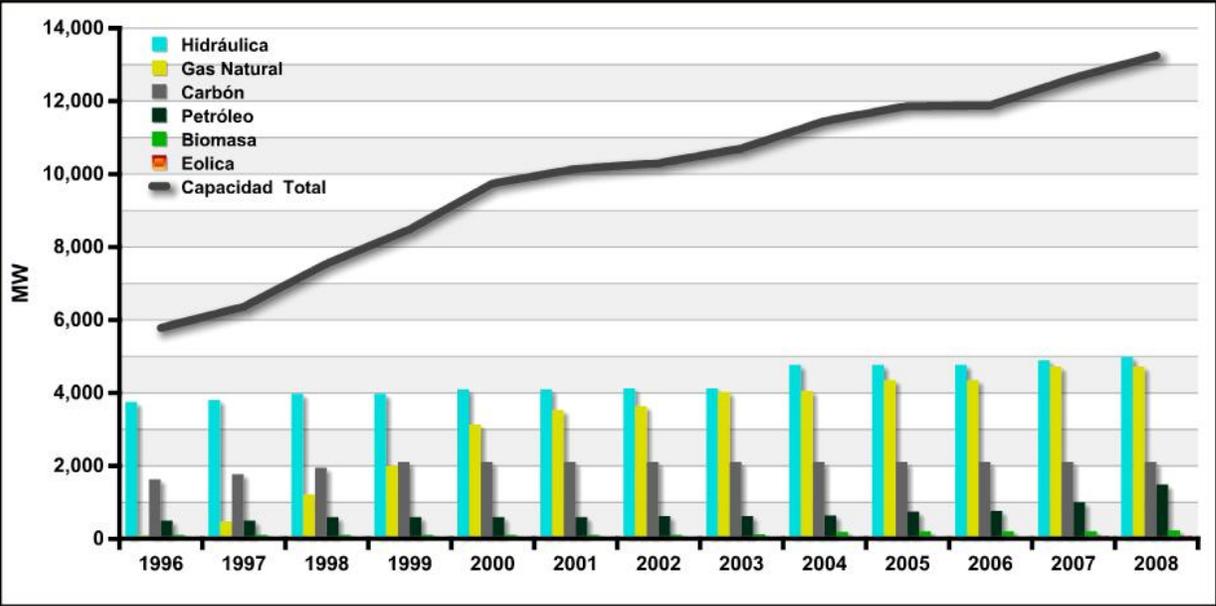


Fuente: CNE (2008a)

<sup>51</sup> Ley 20.258 (marzo de 2008): "Establece un mecanismo transitorio de devolución del impuesto específico al petróleo diesel a favor de las empresas generadoras eléctricas".

La evolución de la composición de la capacidad instalada de los sistemas SIC y SING también da cuenta del efecto gas natural que se produce entre 1998 y 2004:

Cuadro 2-25: Capacidad Instalada SIC + SING: 1996 – 2008

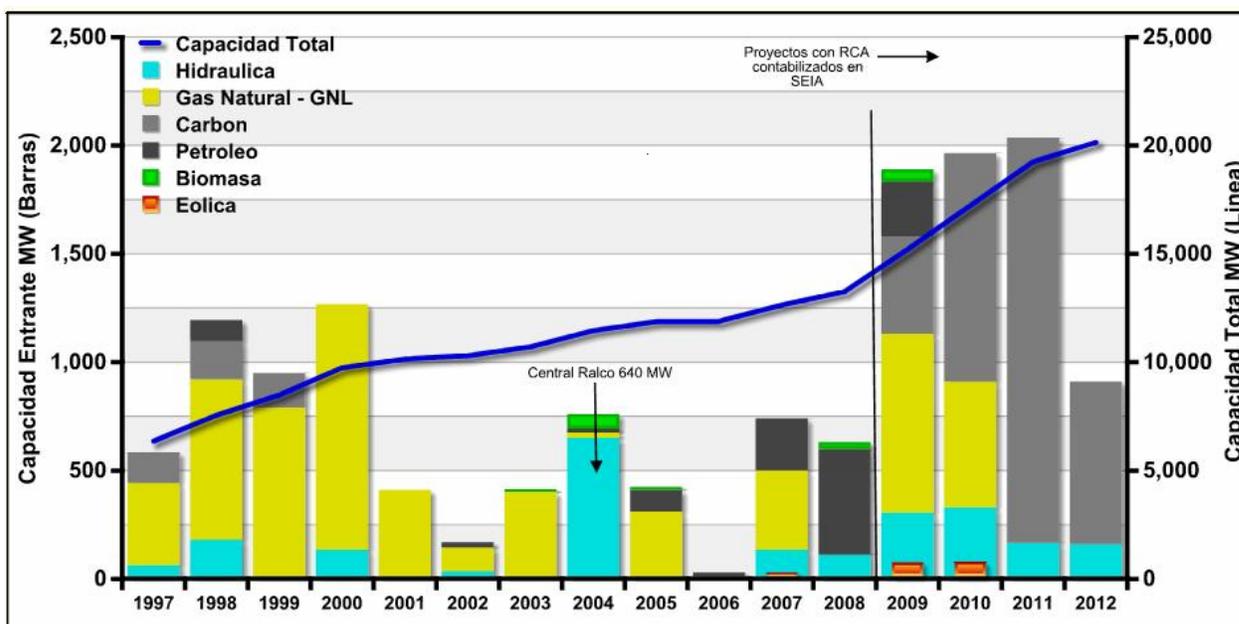


Fuente: CNE (2008 a)

En cuanto a la evolución total de la capacidad instalada, tras un período de relativamente bajo incremento de las inversiones, se ha observado un sostenido aumento de los proyectos. Considerando la cantidad de proyectos que han obtenido una resolución de calificación ambiental positiva (RCA) en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), se estima que la oferta eléctrica tendrá un aumento importante en los próximos años<sup>52</sup>. Esta situación en la evolución de los proyectos eléctricos se puede apreciar en la siguiente figura:

Cuadro 2-26: Evolución capacidad instalada SIC + SING y proyectos futuros según SEIA

<sup>52</sup> Esta proyección de la oferta eléctrica considera los proyectos que han obtenido una resolución de calificación ambiental positiva en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) a octubre de 2008, asumiendo que entran efectivamente en operación según lo especificado por el titular del proyecto. Por otra parte, si se utiliza la proyección del Plan de Obras Indicativo (POI) de Octubre de 2008, entre el año 2009 y el año 2012, entrarían en operación proyectos por un total de 3.800 MW.



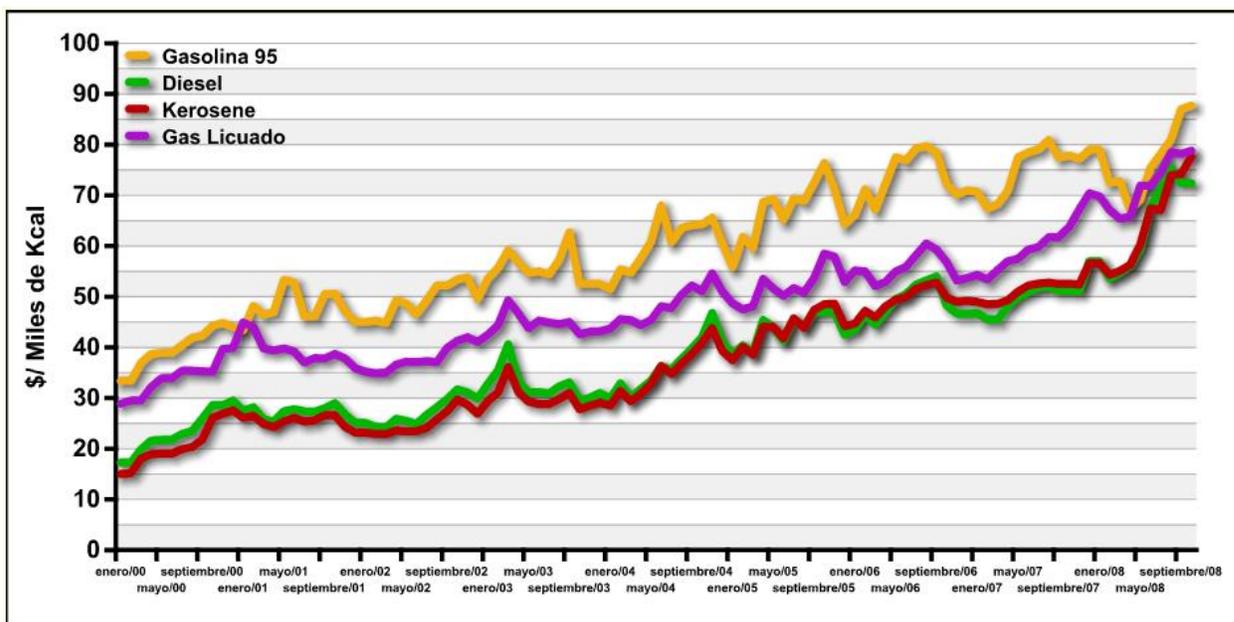
Fuente: CNE, actualizado al 2008 con datos históricos de CDEC y SEIA. Contabilización de proyectos futuros con datos de SEIA a diciembre 2008.

### 2.2.2.3 Precios

Los precios de las fuentes convencionales importadas han experimentado el impacto de las alzas y variaciones en los precios internacionales. De ese modo, la evolución de precios de los derivados del petróleo (gasolina, kerosén, diesel y gas licuado) han mostrado en el país tendencias al alza muy significativas. Tomando la Región Metropolitana como referencia, se puede observar que los precios de los cuatro combustibles tuvieron significativas tasas medias anuales de crecimiento durante el período enero 2000 a enero 2008 (de 8% para la gasolina<sup>53</sup>, 12% para el diesel, 14% para el kerosén y 9% para el gas licuado), equivalentes a aumentos reales de aproximadamente 2, 4, 5 y 3 veces, para gasolina, diesel, kerosén y gas licuado, respectivamente. Con la caída de los precios internacionales de los últimos meses, los precios internos están reaccionando a la baja.

Cuadro 2-27: Evolución de precios Gasolina, Diesel, Gas Licuado y Kerosén en la RM 2000 – 2008

<sup>53</sup> Como referencia se tomó gasolina 95.



Fuente: CNE (2008 a) y Encuesta de precios SERNAC

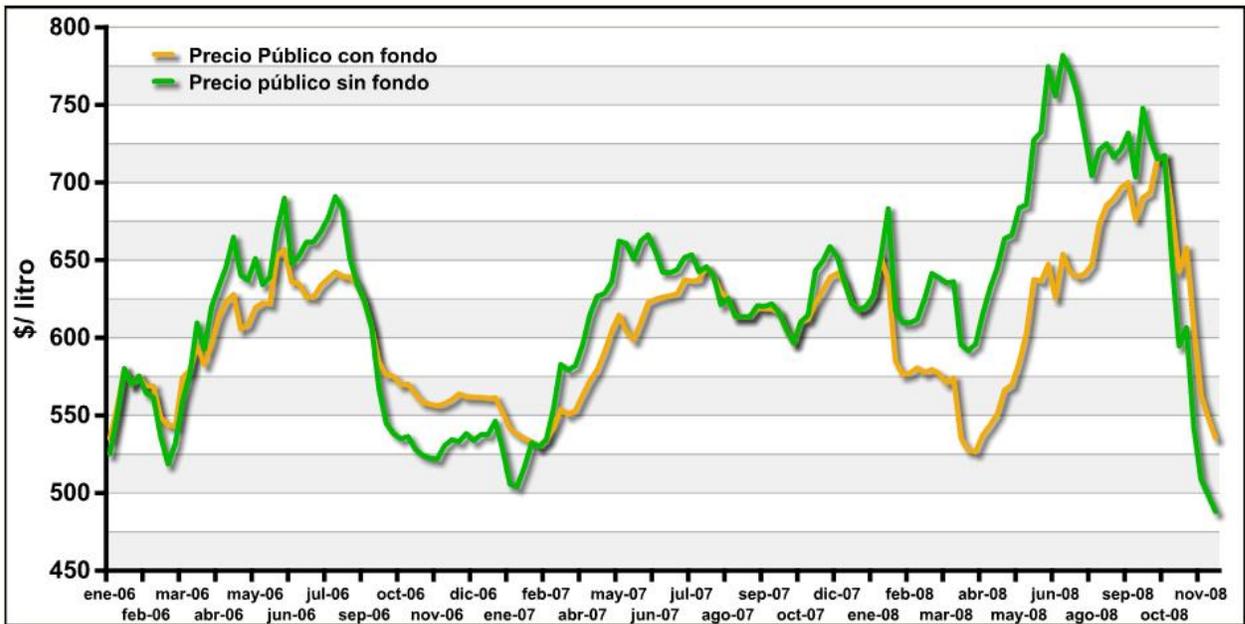
El fondo de estabilización para precios de los combustibles derivados del petróleo (FEPCO) ha permitido reducir la volatilidad de los precios internos de los combustibles, aislándolos de la volatilidad de corto plazo de los precios internacionales, aunque sin apartarse de la tendencia al alza. A comienzos del año 2006, el saldo del Fondo era cercano a los MMUS\$ 16 y hacia fines de julio del 2008 llegaba a cerca de MMUS\$ 370 debido a la inyección de recursos por MMUS\$ 760 introducidos por las ley 20.115 (MMUS\$60), la ley 20.246 (MMUS\$ 200) y la ley 20.278 (MMUS\$ 1.000)<sup>54</sup>.

A modo de ejemplo, se observa la evolución durante el año 2008 del precio interno de la gasolina<sup>55</sup> (precio público con fondo) y del precio paridad (precio público sin fondo).

Cuadro 2-28: Evolución Comparativa del Precio Interno y el Precio de Paridad de la Gasolina (2008)

<sup>54</sup> Con el respaldo de la ley 20.278, que aprueba la de inyección de recursos de MMUS\$ 1.000, a Septiembre del 2008 sólo se había inyectado MMUS\$ 500.

<sup>55</sup> Se toma como referencia la gasolina 93.

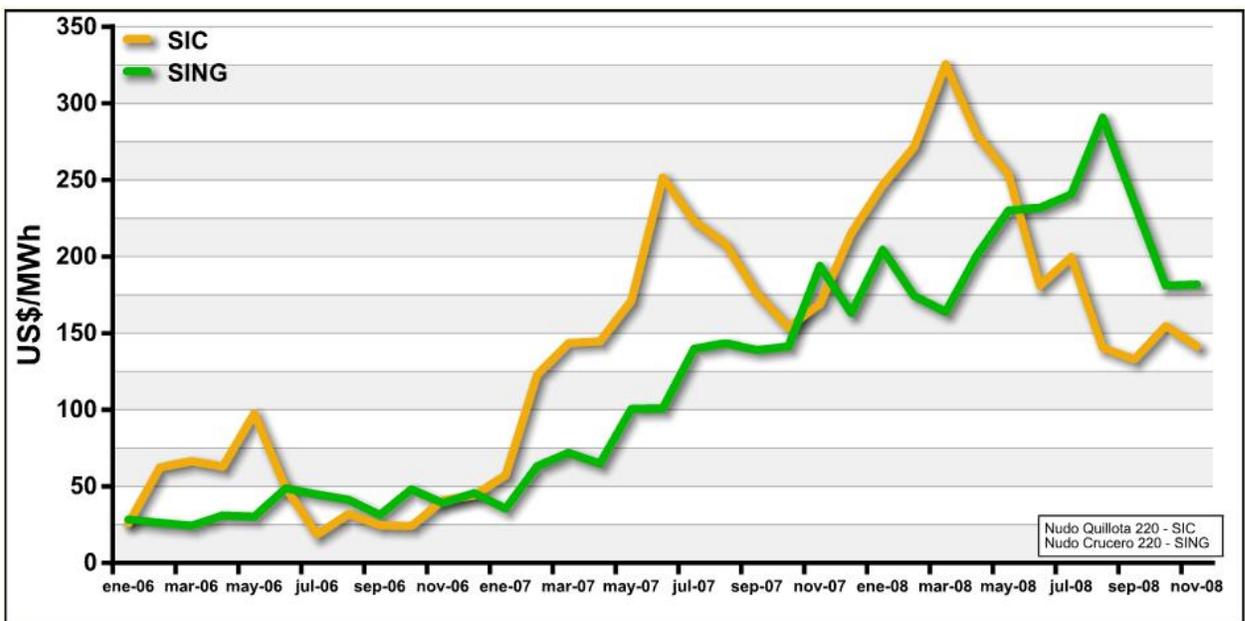


Fuente: CNE (2008 a)

En lo que concierne a los precios de la electricidad, el costo marginal eléctrico muestra también un alza significativa en los últimos años debido a la escasez relativa de agua y de gas, sumado al aumento en los precios de los energéticos primarios que los reemplazaron en la matriz de generación.

Se observa una tendencia a la baja hacia el final de período debido a la caída de precios del petróleo a lo cual se suma, en el SIC, una mayor disponibilidad de agua.

Cuadro 2-29: Costo Marginal Eléctrico (2006- 2008)



Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING (2008)

Para la mayor parte de los consumidores, la evolución de los precios eléctricos se puede asociar al del precio de nudo<sup>56</sup>. Tanto para el SIC como para el SING, la introducción del gas natural desde Argentina durante el período 1998 al 2004 llevó el precio a sus mínimos históricos, oscilando entre los 20 y 30 US\$/kWh. Posteriormente, el precio ha ido al alza, mostrando entre abril de 2004 y abril de 2008 un aumento superior a 300% en ambos sistemas.

Esta tendencia al alza ha impactado las cuentas eléctricas residenciales. Entre mayo del 2004 y mayo del 2008, una cuenta residencial ‘tipo’ (de 150kWh/mes) aumentó más de 40% en todos los sistemas. Para permitir mayor equidad ante cambios de precios, el año 2005 se creó un subsidio eléctrico, el cual ha sido entregado cada vez que se han dado alzas reales iguales o mayores a un 5% en un período igual o inferior a 6 meses. El monto total de subsidios entregados en los últimos años bordea los 25 mil millones de pesos.

#### **2.2.2.4 Aspectos Ambientales y Territoriales**

En las últimas décadas se ha observado un aumento en la preocupación por temas ambientales y por el uso del territorio, fruto de una mayor conciencia ciudadana y mayores niveles de ingreso de la población.

Esta preocupación hace cada vez más difícil desarrollar proyectos energéticos conciliando los diferentes usos del territorio. Cada proyecto requiere minimizar sus impactos ambientales y someterse a un proceso de evaluación en el cual la participación de la ciudadanía juega un papel importante.

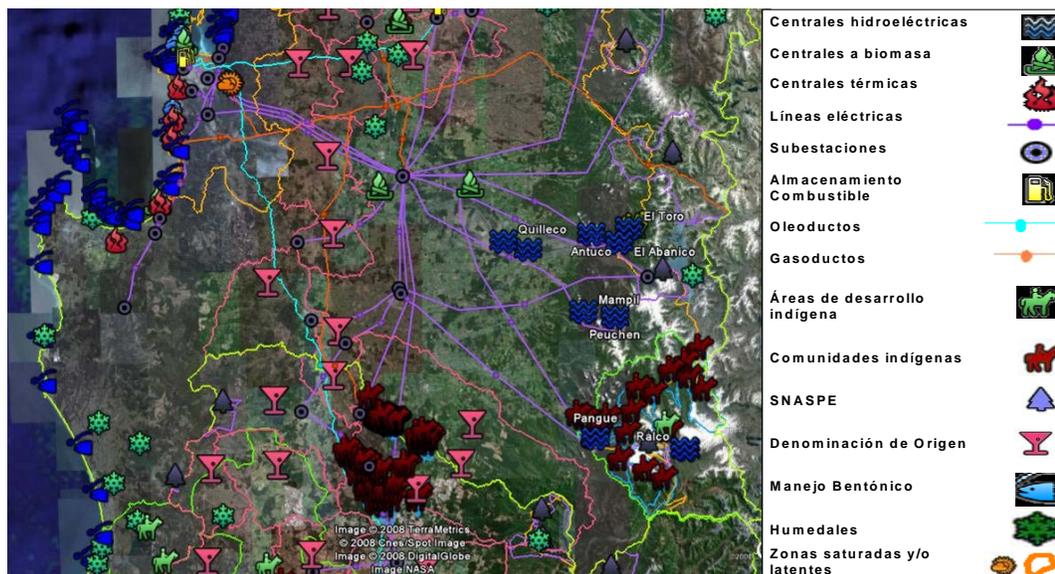
En este ámbito, se manifiesta el fenómeno de la reacción organizada de ciudadanos para enfrentar la instalación en su entorno inmediato de ciertas actividades indeseadas.

Para ejemplificar la complejidad del desarrollo energético en el marco territorial, en la siguiente imagen de una zona de la VIII región del país se observan las instalaciones energéticas y como éstas compiten con diferentes usos del territorio, como son por ejemplo las comunidades indígenas, el Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas por el Estado (SNASPE), las zonas con denominación de origen, las áreas de manejo bentónico y las zonas saturadas o latentes por contaminantes atmosféricos, entre otras.

---

<sup>56</sup> Precio fijado por la autoridad.

Cuadro 2-30: Ejemplo de Competencia por el Territorio



Fuente: OTERRA (2008)

Además de los impactos locales y territoriales, se debe reconocer la importancia de los posibles impactos en Chile causados por los cambios ambientales globales.

Por una parte, están los impactos directos del calentamiento global sobre el sector energético, los cuales son, según el panel internacional sobre cambio climático (IPCC) y estudios nacionales<sup>57</sup>, los siguientes:

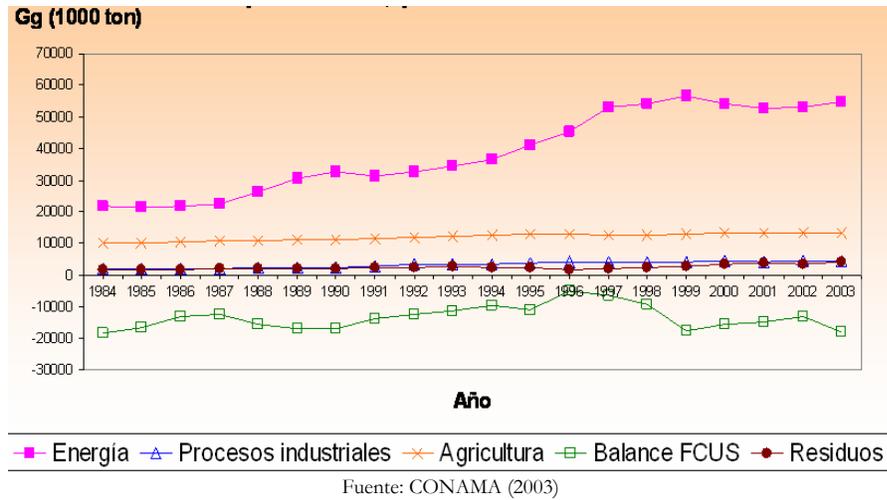
- Tendencia a la declinación en las precipitaciones en la zona centro-sur de Chile.
- Menor acumulación de nieves en las altas cordilleras.
- Mayor volatilidad en la disponibilidad hídrica en Chile Central por anomalías asociadas los fenómenos El Niño/La Niña.

Estos impactos tendrán importantes implicancias para la generación hidroeléctrica de Chile. En promedio, habrá menos cantidad de agua disponible y, por consiguiente, menor cantidad de energía. Será necesario acumular mayor cantidad de agua en los embalses para hacer frente a la menor cantidad de agua disponible en los períodos secos.

Adicionalmente a los efectos directos del cambio climático, existen posibles exigencias que podrían ser impuestas en función de las emisiones de los países, por lo que el crecimiento de las emisiones es un factor a tomar en cuenta, más aún si se considera que el sector energético es el más significativo en términos de emisiones a nivel nacional, según se ve a continuación.

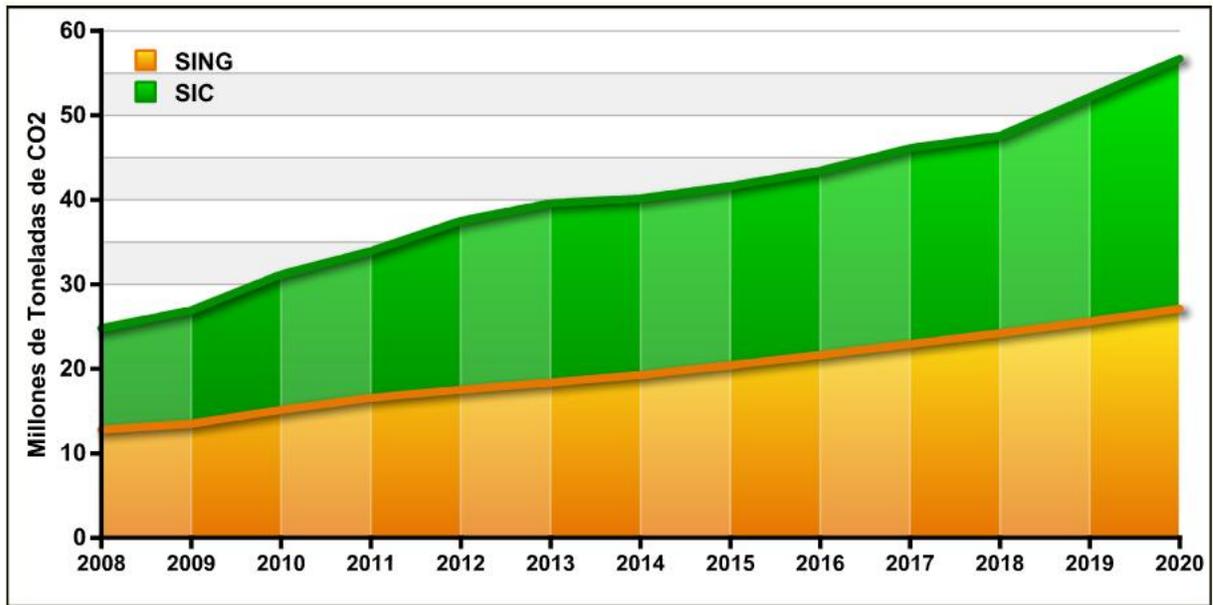
Cuadro 2-31: Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes en Chile por período (1984-2003)

<sup>57</sup> DGF-CONAMA (2006).



Si bien, desde la perspectiva de las emisiones el impacto total de Chile es marginal en el contexto global (cerca del 0,3% de las emisiones mundiales totales), se proyecta que dado el incremento en las centrales basadas en carbón al año 2050, las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector electricidad (que aporta cerca de un 30% del total de las emisiones globales) se incrementen en Chile en un 130%<sup>58</sup>.

Cuadro 2-32: Emisiones de CO<sub>2</sub> del Sector Eléctrico (SIC / SING)



<sup>58</sup> PROGEA-UCh (2008 b).

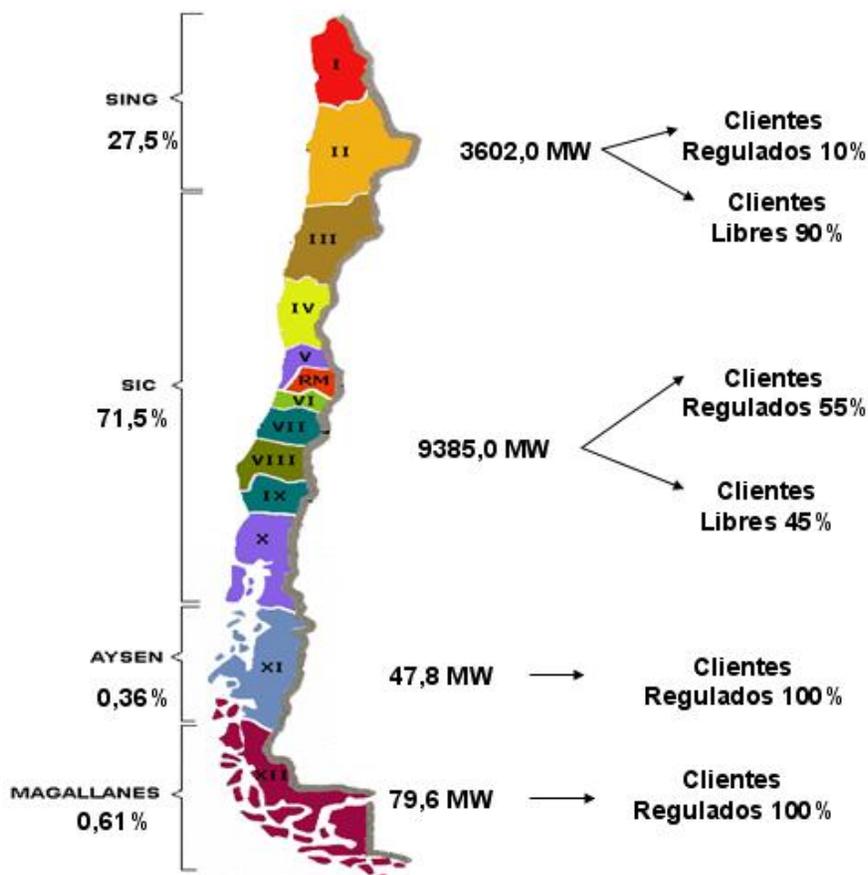
## 2.2.3 ESTRUCTURA DE MERCADOS ENERGÉTICOS

### 2.2.3.1 *El Mercado Eléctrico*

El mercado eléctrico en Chile comprende las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. Estas actividades son desarrolladas por empresas privadas, mientras el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y orientación de inversiones en generación y transmisión, esencialmente a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (SIC)<sup>59</sup>, que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región de Aysén; y, el Sistema de Magallanes, que abastece a la Región de Magallanes.

Cuadro 2-33: Capacidad Instalada Eléctrica por Sistema Interconectado (2008)



Fuente: Comisión Nacional de Energía

<sup>59</sup> El SIC entrega suministro eléctrico a más del 90% de la población.

#### 2.2.3.1.1 Segmento de Generación

El segmento de generación está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad. Se puede distinguir dos mercados en este segmento: el spot y el de contratos. El mercado spot es entre generadores eléctricos y el de contratos se establece entre generadores y grandes consumidores finales industriales (mineros y comerciales) o empresas distribuidoras.

En el SIC 35 empresas inyectan actualmente energía al sistema. Sin embargo, el mercado está altamente concentrado puesto que cerca del 90% de esta capacidad pertenece a tres grandes *holdings*: Endesa, AES Gener y Colbún. Por otro lado, en el SING operan actualmente 6 empresas, en donde dominan 3 *holdings* (AES Gener, Gas Atacama y Suez/Codelco) con cerca del 94% de la capacidad instalada total.

#### 2.2.3.1.2 Segmento de Transmisión

El segmento de transmisión está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de instalaciones destinadas al transporte de electricidad desde los generadores hasta los centros de consumo o distribución. Este segmento se caracteriza por poseer un mercado con claras economías de escala y características monopólicas. El transmisor tiene obligación de dar servicio a quien lo solicite, siendo responsabilidad de éste invertir en nuevas instalaciones o en ampliaciones de las mismas. La tarificación por el uso de las líneas del sector transmisión es regulada.

En el segmento de transmisión del SIC hacia fines del año 2007 operaban cerca de 14.500 km de líneas en el rango de los 33 a los 500 kV y participaban 20 empresas propietarias, destacándose Transelec y CGE Transmisión, con un 50% y 17% en la propiedad de las líneas instaladas, respectivamente. A la misma fecha, en el SING operaban cerca de 6.200 km de líneas en el rango de los 66 a los 345 kV y participaban 24 empresas propietarias, con 75% de esta propiedad perteneciente a Transelec Norte, Aes Gener, Codelco/Suez y Minera Escondida.

#### 2.2.3.1.3 Segmento de Distribución

El segmento de distribución está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de instalaciones destinadas a distribuir la electricidad hasta los consumidores finales localizados en zonas geográficas delimitadas. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y tarifas reguladas para el suministro a clientes “regulados”.

En el SIC actualmente operan 28 empresas que abastecen a poco más de 4,6 millones de clientes. El año 2007, cerca del 70% de las ventas a clientes correspondieron a las de Chilectra y CGE, que abastecieron a cerca del 60% de los clientes del sistema. En el SING operan actualmente 4 empresas que abastecen a cerca de 275 mil clientes, pero el grupo EMEL, conformado por 3 de las 4 empresas, tiene una participación cercana al 100% de las ventas anuales y de los clientes abastecidos.

Finalmente, en Aysén y Magallanes operan únicamente Edelayesen y Edelmag, respectivamente, participando ambas simultáneamente en los segmentos de generación, transmisión y distribución, abasteciendo a cerca de 83 mil clientes.

### 2.2.3.2 *El Mercado de Hidrocarburos*

#### 2.2.3.2.1 Combustibles Líquidos

Los yacimientos petrolíferos en Chile están concentrados en la Cuenca de Magallanes, en tres zonas con producción mixta de petróleo y gas. El volumen de producción decrece anualmente por el agotamiento de los pozos y la ausencia de nuevos yacimientos. El resto de las necesidades de crudo se satisfacen con importaciones que realiza ENAP para abastecimiento de sus refinerías. En los últimos años se ha reimpulsado la exploración y explotación de hidrocarburos, tanto directamente por ENAP como mediante la modalidad de Contratos Especiales de Operación (CEOPs) con empresas privadas<sup>60</sup>. En algunos casos, el Contratista es una asociación entre ENAP y una empresa privada.

Existe libertad de ingreso al sector refinación cumpliendo la normativa vigente de seguridad y ambiental. No obstante, las tres refinerías existentes están relacionadas directamente con ENAP. Dos de ellas son sociedades anónimas con una participación de ENAP superior al 99% y la tercera es una unidad de explotación petrolera, perteneciente a ENAP, en Magallanes. Las refinerías se ubican en la Región de Valparaíso (*Refinería Aconcagua*) con una capacidad de procesamiento primario de crudo de 16.000 m<sup>3</sup>/día, en la Región del Bío-Bío (*Refinería Bio-Bio*) con una capacidad de procesamiento primario de crudo de 18.500 m<sup>3</sup>/día, y en la región de Magallanes (*Refinería Gregorio*) con una capacidad de procesamiento primario de crudo de 2.800 m<sup>3</sup>/día. La refinación local permite cubrir entre el 75% y el 85% de las necesidades normales de productos combustibles. El año 2007, la capacidad total de destilación primaria fue de 37.800 m<sup>3</sup>/día.

La infraestructura para combustibles líquidos está constituida por plantas de almacenamiento, terminales marítimos y oleoductos. Internamente, el movimiento de productos se realiza por medio de cabotaje marítimo en los terminales ubicados en las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Bio Bio y Magallanes, y por medio de sistema de ductos que interconectan las refinerías de la Región de Valparaíso y la Región de Bío Bío con la Metropolitana, más algunas plantas de almacenamiento intermedio. El cabotaje lo realizan las mismas empresas distribuidoras de combustibles. El transporte por ducto se realiza por dos sistemas que se inician en refinerías y desembocan en una planta de almacenamiento en la Región Metropolitana (Planta de Almacenamiento de ENAP en Maipú).

Las empresas presentes en el mercado nacional de distribución son Copec, Esso<sup>61</sup>, Shell y Terpel<sup>62</sup> (con una participación de 62%, 11%, 15% y 11%, respectivamente, en la venta total). Para gas licuado las compañías presentes son Gasco, Abastible y Lipigas (que participan en un 29%, 35% y 36%, respectivamente, en la venta final de este combustible).

La comercialización final se realiza a través de las estaciones de expendio (alrededor de 1.500 en todo el país) y por venta directa en el almacenamiento de los grandes clientes (industria, minería y empresas de transporte). En el gas licuado, debido a que el mayor consumo se da en forma de cilindros en el sector residencial, las empresas cuentan con recintos de venta, y distribución puerta a

---

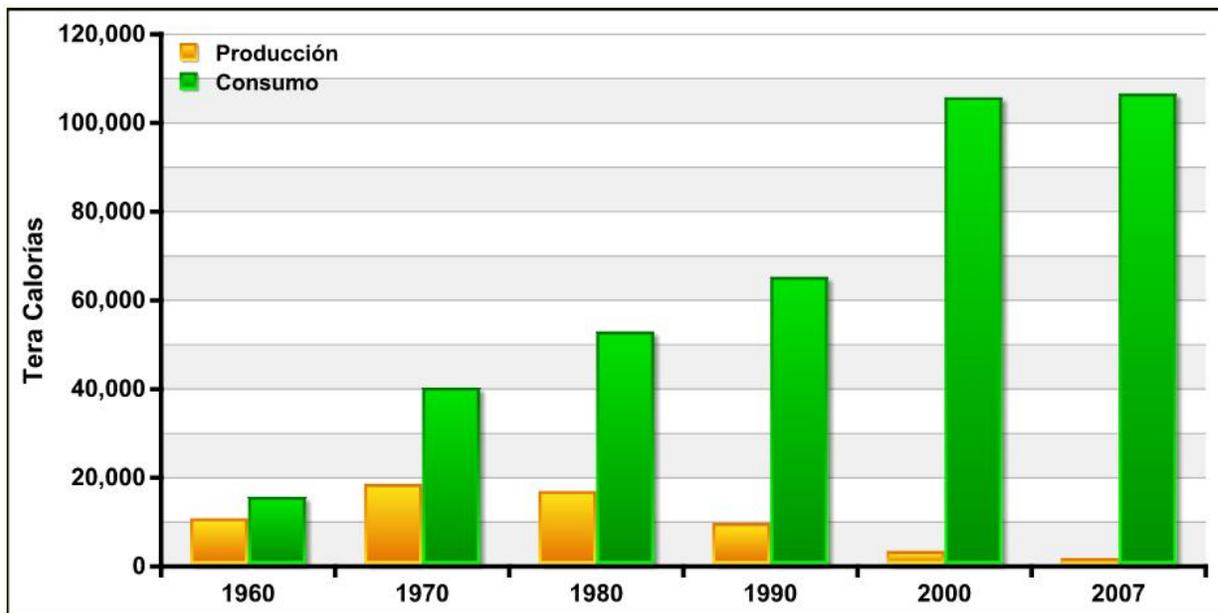
<sup>60</sup> Actualmente, bajo el CEOP con la empresa Geopark, se extrae hidrocarburos en el Bloque Fell (Magallanes).

<sup>61</sup> Recientemente adquirida por la empresa brasileña Petrobrás.

<sup>62</sup> Empresa colombiana que a principios de 2008 adquirió los activos de YPF en Chile.

puerta. El transporte por camiones lo realizan todas las compañías distribuidoras de combustibles. También se da la situación que terceros independientes adquieren el combustibles y lo transportan para su venta al consumidor final.

Cuadro 2-34: Evolución de la Producción y el Consumo Petróleo Crudo en Chile (teracalorías)



Fuente: CNE (2008 a)

#### 2.2.3.2.2 Carbón

El consumo bruto total de carbón en el país llegó a las 40.861 teracalorías el 2007. Se abastece principalmente de importaciones: sólo el 4% del aprovisionamiento de ese año provino de fuentes nacionales (regiones del Bío-Bío y de Magallanes). La actividad extractiva de carbón ha ido a la baja desde 1991, registrándose una reducción en la producción cercana al 90% entre ese último año y el 2007.

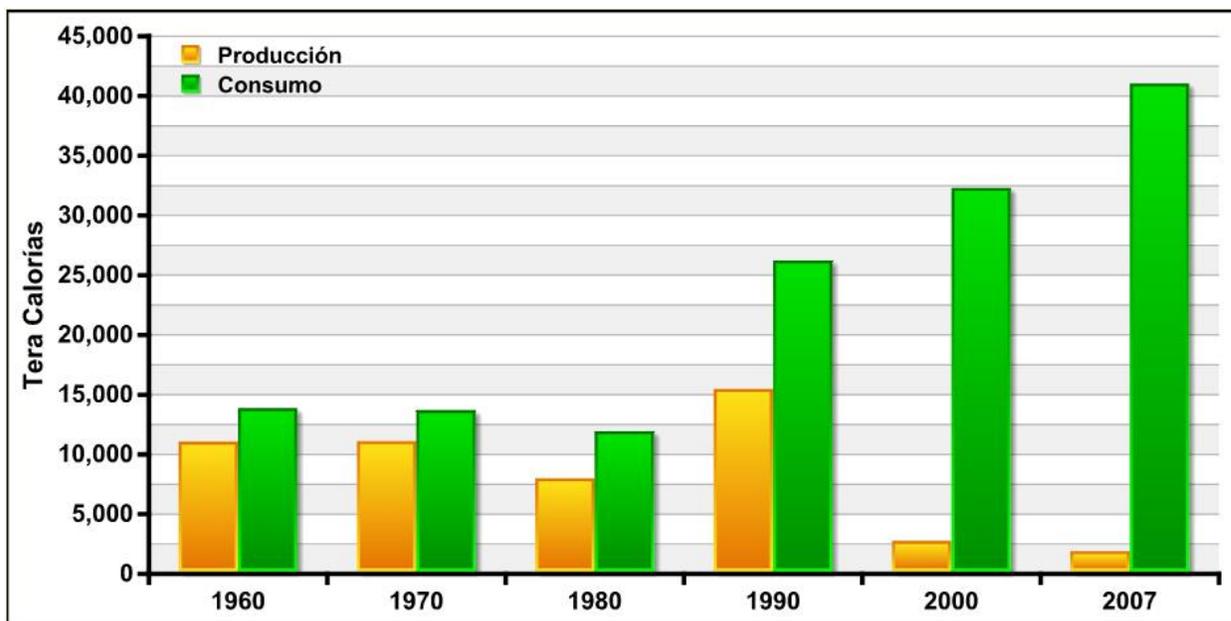
Los principales suministradores de carbón son las compañías eléctricas (82%) que lo utilizan en sus centrales generadoras, sumándoseles Catamutún<sup>63</sup> (4%), una importadora/comercializadora que abastece al sector industrial, y ENACAR<sup>64</sup>, la cual centraliza y comercializa la producción de la pequeña minería y de la minería artesanal de la región del Bío-Bío. En Magallanes opera la empresa Chabunco que comercializa su carbón a centrales eléctricas del SIC.

<sup>63</sup> Comercial Catamutún es una sociedad anónima cerrada dedicada a la comercialización e importación de carbón, y a la generación y venta de vapor industrial.

<sup>64</sup> Empresa Nacional del Carbón S.A. es una empresa que integra el Sistema de Empresas Públicas (SEP) de CORFO, y que desarrolla sus operaciones en el yacimiento minero de Lebu, este último a través de su Filial Carvile S.A.

En proyecto se encuentra la explotación de carbón (aproximadamente 4 millones de toneladas al año) en el sector de Isla Riesco, en Magallanes, a través de la empresa Sociedad Minera Isla Riesco<sup>65</sup>, que podría comenzar a operar hacia el año 2010.

Cuadro 2-35: Evolución de la Producción y el Consumo de Carbón en Chile (teracalorías)



Fuente: CNE (2008 a)

#### 2.2.3.2.3 Gas Natural

El gas natural consumido en Chile es importado desde Argentina a excepción del que se utiliza en la región de Magallanes la cual es abastecida parcialmente con producción propia. Las importaciones de gas natural desde Argentina comenzaron en 1997 gracias a la liberalización del mercado del gas natural trasandino y el Protocolo firmado en 1995.

La infraestructura básica está constituida por gasoductos en cuatro sistemas aislados: *Gas Atacama* y *Norandino* en la región de Antofagasta, *Gas Andes* en las regiones de Valparaíso y O'Higgins, *Gasoducto del Pacífico* en la región de Bío-Bío y con 3 interconexiones de ENAP en la zona de Magallanes.

Entre 1996 y 2001 el consumo de gas natural casi se cuadruplicó, desde 1.655 MMm<sup>3</sup>/año hasta 7.244 MMm<sup>3</sup>/año. De manera similar, el número de clientes creció muy rápido entre 1996 y 2001, multiplicándose casi siete veces, desde 38.852 hasta 282.429. Entre los años 2001 y 2006 el consumo creció un 30% (llegó hasta 9.808 MMm<sup>3</sup>/año el 2006), y el número de clientes también continuó creciendo, llegando a 478.126 en 2006 (más del 97% de éstos son clientes residenciales).

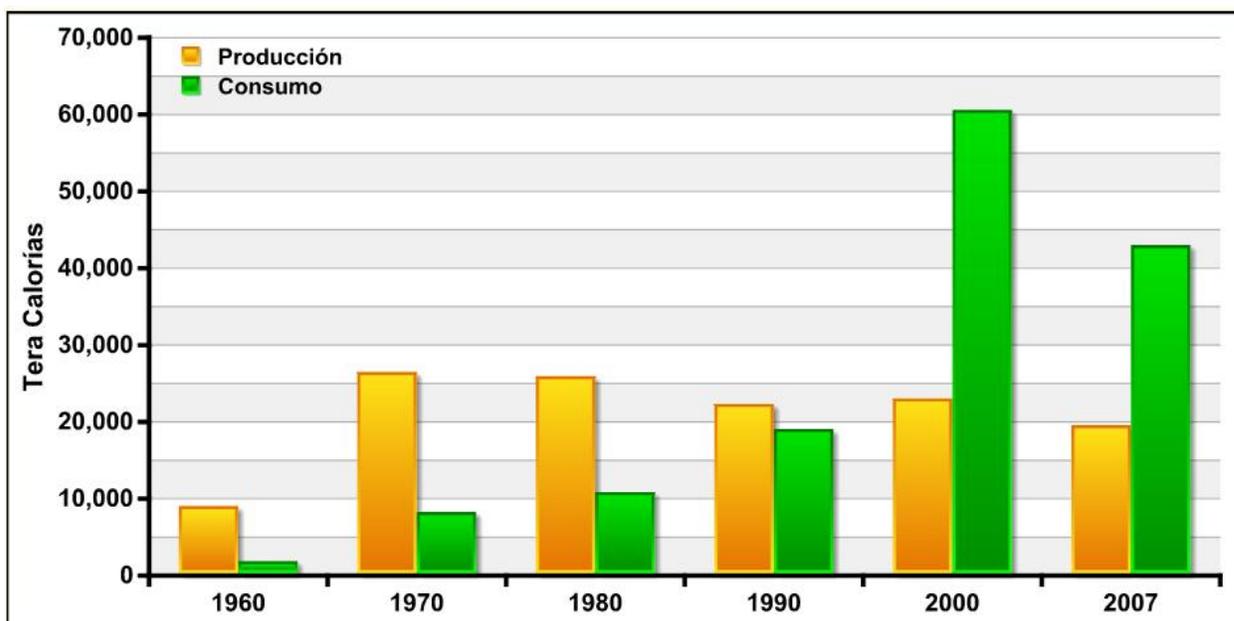
El gas natural se distribuye por las redes de siete empresas en ciudades de seis regiones: *Lipigas* en Calama; *Metrogas* en Santiago y la Sexta Región; *Gasvalpo* en el Gran Valparaíso y Sexta Región; *Energas* en el Gran Valparaíso e interior de la Quinta Región; *Gassur* en el Gran Concepción y Los

<sup>65</sup> Conformada por Copec y Ultramar.

Ángeles, *Intergas* en Chillán y Los Ángeles; y *Gasco Magallanes* en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Existen además tres comercializadoras que suministran gas a consumidores industriales: *Progas* y *Distrinor* en la Segunda Región; e *Innergy* en la Octava Región.

Las distribuidoras son de tamaños muy diversos. *Metrogas* es la más grande en número de clientes en cada una de las tres categorías (residencial, comercial e industrial), alcanzado los 338.837 clientes el 2006. *Energas*, *Gasvalpo*, *Gassur* y *Gasco Magallanes* cuentan con alrededor de 40 mil clientes por empresa, mientras que *Intergas* atiende alrededor de 5 mil clientes. Finalmente *Lipigas* tiene menos de 3 mil clientes de gas natural.

Cuadro 2-36: Evolución de la Producción y el Consumo de Gas Natural en Chile (teracalorías)



Fuente: CNE (2008a)

## 2.2.4 INSTITUCIONALIDAD PÚBLICA Y REGULACIÓN ENERGÉTICA

### 2.2.4.1 Contexto Institucional

En la rectoría, la regulación y la fiscalización del sector energético participan actualmente un conjunto de actores; a saber:

- Comisión Nacional de Energía (CNE)

Es un servicio público descentralizado encargado de “elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía”. Es dirigido por un Consejo Directivo, integrado por un representante del Presidente de la República (con rango de Ministro de Estado) y por los Ministros de Minería; Economía, Fomento y Reconstrucción; Hacienda; Defensa Nacional; Secretaría General de la Presidencia y; de Planificación.

- Ministerio de Minería

Posee competencias en la definición de políticas, planes y normas en materia de hidrocarburos, energía nuclear y geotermia.

– Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

En materia eléctrica, dicta los decretos de precios de los servicios, otorga concesiones, determina los sistemas de transporte de la energía y racionamientos, entre otras materias.

– Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Es un servicio público descentralizado cuya función es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las normas legales, reglamentarias y técnicas sobre combustibles líquidos, gas y electricidad. Está sometido a la supervigilancia del Ministerio de Economía.

– Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN)

Es un servicio público descentralizado, cuya función es el desarrollo de la ciencia y la tecnología nuclear. Se ocupa de la producción, adquisición, transferencia, transporte y uso pacífico de la energía atómica. Está sometido a la supervigilancia del Ministerio de Minería.

Esta situación origina importantes costos de coordinación y conlleva el riesgo de dilución de las responsabilidades políticas e institucionales ya que existen prioridades políticas y lineamientos estratégicos diversos. Además, la CNE no cuenta con atribuciones para impulsar políticas, las cuales recaen esencialmente en los Ministerios de Minería y Economía y, los servicios públicos sectoriales no se encuentran bajo su supervigilancia. Adicionalmente, la CNE no tiene participación formal en la institucionalidad ambiental (ni en el Consejo Directivo de la CONAMA<sup>66</sup> ni en las COREMAS<sup>67</sup>).

La CNE no ha podido cumplir plenamente su rol de rectoría porque ha estado enfocada en resolver aspectos coyunturales del sector energético y en su tarea de análisis y desarrollo de los procesos tarifarios. Ante eso, no ha podido enfocarse al desarrollo de una visión más prospectiva y de largo plazo para el sector energético, que permita elaborar y ejecutar estrategias que posibiliten enfrentar los desafíos del área de manera oportuna, eficaz y eficiente.

En el funcionamiento interno de la CNE también se han identificado complejidades importantes. En particular, el Consejo Directivo, si bien permite un cierto contrapeso de distintas visiones en torno a un tema transversal para el desarrollo nacional, al no contar con especialización de los Secretarios de Estado, carece de la eficacia necesaria en su acción. Además, no existe una autoridad regional que pueda representar al sector, especialmente en la ejecución de programas y la coordinación intersectorial, por lo que ha sido necesario operar a través de las Secretarías Regionales Ministeriales (SEREMIS) de Minería o de Economía.

## **2.2.4.2 Regulación**

### **2.2.4.2.1 Sector Eléctrico**

---

<sup>66</sup> Institución del Estado cuya misión es velar por el derecho de la ciudadanía a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

<sup>67</sup> Comisiones que se reúnen periódicamente para coordinar la gestión ambiental en cada región, como sucede con la calificación ambiental de los proyectos o actividades sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

El modelo regulatorio del Sector Eléctrico asume que las inversiones se desarrollan a partir de la iniciativa de privados como respuesta a las señales económicas que entrega el mercado y las regulaciones establecidas por la autoridad.

Los precios de referencia del sector son fijados dos veces al año<sup>68</sup>. En la actualidad el Ministerio de Economía dicta los decretos tarifarios de los distintos segmentos y los decretos de expansión de la transmisión troncal, y un Panel de Expertos dirime las discrepancias entre las empresas del sector eléctrico y entre éstas y la CNE.

Todo usuario final paga tanto por la energía total que consume como por la potencia que demanda en las horas de máxima exigencia de capacidad del parque generador. La normativa establece un sistema de precios regulado para los consumidores de menos de 2.000 kW de potencia conectada (opcional para aquellos clientes entre 500 y 2.000 kW de potencia conectada), que incluye a clientes residenciales, comerciales y pequeña y mediana industria. Para el segmento de consumidores con potencia conectada igual o superior a la señalada, que incluye a los grandes clientes industriales y mineros, se ha establecido la libertad de precios. En este segmento existen contratos a precios libres, suscritos directamente entre los generadores y los grandes clientes industriales, y contratos a precios regulados, suscritos entre los generadores y las empresas distribuidoras para el abastecimiento de los clientes regulados abastecidos por estas últimas.

El modelo del sector, creado hace más de dos décadas y pionero en el mundo en términos de liberalización, permitió el desarrollo de la industria, con ajustes y perfeccionamientos menores durante su aplicación. Después de más de dos décadas de aplicación, durante los años 2004 y 2005 se implementaron reformas estructurales orientadas a perfeccionar la regulación de los segmentos de generación y transmisión. En este contexto, las modificaciones realizadas a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) durante 2004 (Ley 19.940) y 2005 (Ley 20.018) constituyen hitos relevantes.

A través de la primera reforma se corrigió el mecanismo de pago a los sistemas de transmisión eléctricos, asegurándose las inversiones de expansión de este sector. Por medio de la segunda reforma se establecieron licitaciones abiertas a distribuidoras eléctricas para los requerimientos de suministro para clientes regulados, con precios estabilizados en el largo plazo, que empezarían a operar a partir de 2010. Este nuevo mecanismo permite eliminar la incertidumbre del precio de la energía en el largo plazo, facilitando así el desarrollo de inversiones en este sector.

El procedimiento legal de determinación de los precios regulados<sup>69</sup> a nivel de generación (de fijación semestral) dispuso originalmente que los precios a fijar no pudieran presentar una diferencia de más de 10% con respecto al precio promedio observado en el segmento no regulado durante el semestre anterior<sup>70</sup>.

---

<sup>68</sup> Adicionalmente, se actualiza vía indexaciones referidas al precio medio de mercado para el precio de la energía y precio del dólar, IPC (Índice de precios al consumidor - Chile), IPM (Índice de Precios al por Mayor - Chile), PPI (Producer Price Index - USA) y Tasa arancelaria de Chile para el precio de la potencia.

<sup>69</sup> Denominados *precios de nudo*, existiendo un *precio de nudo de la energía* y un *precio de nudo de la potencia de punta*.

<sup>70</sup> Este porcentaje fue posteriormente reducido a un 5% según las disposiciones de la Ley 19.940. Una modificación adicional, en la Ley 20.018, introdujo un factor de aceleración de dicho porcentaje en la medida que la desviación de precios entre el precio de nudo teórico y el precio medio libre fuese muy grande. Así, en el caso que dicha diferencia

Las tarifas que enfrentan los clientes regulados de las distribuidoras se componen de los precios de generación, transmisión y de los valores agregados por costos de distribución.

### **Generación**

La normativa vigente no exige una concesión ni un permiso especial para la instalación de unidades de generación ni de sus obras anexas. Para la instalación de centrales generadoras se debe cumplir con las autorizaciones a que está sujeta cualquier instalación industrial, incluidos los permisos ambientales correspondientes. A partir de las disposiciones de la Ley 19.940<sup>71</sup> se faculta a la autoridad para establecer ciertos requisitos técnicos a las centrales para su interconexión al sistema eléctrico, con el propósito de lograr consistencia con el estándar de seguridad y calidad de servicio que la misma norma exige a la operación del sistema eléctrico.

La regulación chilena establece que en el mercado de corto plazo, o *spot*, toda la energía producida sea vendida al *costo marginal de corto plazo*; es decir, al costo variable en el cuál se incurre al abastecer una unidad de demanda adicional de energía cuando el sistema se encuentra en un punto óptimo de operación.

El ingreso por venta de energía a costo marginal es complementado con un ingreso por capacidad, remunerado a todas las unidades de acuerdo a su respectiva *potencia firme*. Esta potencia, que se valoriza al *precio de la potencia de punta*, constituye un ingreso anual fijo. El precio de la potencia de punta se determina como la anualidad del costo de inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento por unidad de potencia instalada de la unidad despachada normalmente para abastecer la demanda en las horas de demanda máxima.

La coordinación de la operación de las unidades generadoras e instalaciones de transmisión interconectadas en un sistema eléctrico es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), institución privada conformada por representantes de los generadores, transmisores y grandes clientes. El CDEC de un sistema planifica, decide y coordina centralizadamente la operación de las unidades de generación, independientemente de la propiedad de éstas y de las características de los respectivos contratos, teniendo como único objetivo minimizar los costos globales de la operación, sujeto al cumplimiento de las disposiciones de calidad y seguridad de servicio.

La regulación chilena supone que todos los contratos de suministro entre las empresas de generación y sus clientes, distribuidoras o grandes clientes, son *contratos financieros*. Por esto, no existe necesariamente un vínculo entre la producción de un agente y sus volúmenes comercializados, lo cual da origen a un mercado *spot*. El propietario de cualquier unidad de generación, independiente del tamaño de ésta, tiene derecho a vender toda su producción al mercado spot de corto plazo al conectarse al sistema eléctrico. Adicionalmente, puede suscribir contratos de suministro de largo plazo con empresas distribuidoras y/o con grandes clientes industriales.

Dado lo anterior, si en un momento dado las unidades de generación del comercializador no producen (ya sea por fallas o por instrucción del CDEC), o producen una cantidad de energía menor a la que demanda el contrato en un momento determinado, el comercializador debe cumplir su

---

supere 80% (positivo o negativo), la banda de precios en la que debe encontrarse el precio de nudo se ajusta en un 30% (positivo o negativo).

<sup>71</sup> De marzo de 2004.

compromiso comercial de entrega, comprando el faltante en el mercado *spot* al precio de corto plazo —marginal— vigente. En el caso contrario, si por decisión del CDEC las unidades de generación de un comercializador determinado producen una cantidad superior a su demanda contratada, el excedente se vende automáticamente en el mercado *spot*.

### ***Transmisión***

Las instalaciones de transmisión interconectadas a un sistema eléctrico son clasificadas actualmente<sup>72</sup> en tres categorías: las que conforman el *Sistema Troncal*, o de uso común; las que conforman los sistemas de *Subtransmisión*, que abastecen las zonas de distribución; y las que constituyen los sistemas *Adicionales*, de uso restringido al servicio de pocos clientes no sometidos a regulación de precios.

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define a las dos primeras como segmentos de servicio público, con acceso abierto y obligación de servicio. Los Sistemas Adicionales, si bien no son calificados como un segmento de servicio público, se entienden de acceso abierto siempre que utilicen bienes nacionales de uso público y dispongan de capacidad remanente.

Las instalaciones de transmisión, cualquiera sea su función en el sistema eléctrico, pueden constituirse como instalaciones concesionadas o no concesionadas. En el primer caso, se facilita todas las tramitaciones administrativas requeridas para su puesta en servicio. La obligación de proporcionar el servicio de transmisión surge de su calificación como instalaciones “troncales” o de “subtransmisión”, decretada actualmente por el Ministerio de Economía conforme los requisitos que prevé la ley. En el caso de las instalaciones adicionales, se mantiene la obligación de acceso abierto para aquéllas que opten por constituirse bajo una concesión y/o utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, siempre que dispongan de capacidad remanente.

Las empresas de transmisión en el sistema troncal, identificadas en el estudio y en el decreto que fija las tarifas de transmisión como responsables de realizar las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal, tienen la obligación legal de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo a lo indicado en la ley. Estas empresas deben licitar la construcción de las obras a empresas calificadas a través de licitaciones públicas, abiertas, transparentes y auditables por la SEC.

La componente de precios de transmisión corresponde al peaje por el uso de las instalaciones de transmisión troncal, descontado el pago por uso que realizan las generadoras que inyectan energía al sistema a través de estas instalaciones, y al peaje por el uso de las instalaciones de subtransmisión que se extienden desde el sistema de transmisión troncal hasta el ingreso al sistema de distribución de la concesionaria.

### ***Distribución***

El establecimiento, operación y explotación de instalaciones de distribución de electricidad dentro de una zona determinada, puede realizarse sólo mediante Concesión de Servicio Público. Esta puede ser provisional, en cuyo caso se solicita directamente a la SEC, o definitiva, en cuyo caso debe ser solicitada al Presidente de la República por intermedio del Ministro de Economía. La concesión provisional tiene por objeto permitir el estudio de los proyectos de las obras de aprovechamiento de

---

<sup>72</sup> La Ley 19.940 (2004) modificó sustancialmente el marco normativo del segmento de transmisión, efectuando distinciones conforme la funcionalidad y objetivos constitutivos de cada instalación de transporte.

la concesión definitiva, y no constituye un requisito para obtener la concesión definitiva ni tampoco obliga a solicitar esta última. La concesión definitiva tiene por objeto el establecimiento, operación y explotación de las instalaciones de servicio público de distribución y tienen un plazo indefinido. No obstante, las operaciones de distribución que sean consideradas de servicio público, tales como las destinadas al alumbrado público, no requieren solicitar previamente una concesión.

La LGSE no otorga exclusividad de establecimiento, operación y explotación al distribuidor que obtuvo una concesión y expresamente permite que un nuevo distribuidor interesado solicite y obtenga una nueva concesión en parte o la totalidad del territorio ya concesionado, con las mismas obligaciones y derechos que se otorgaron al concesionario establecido.

Una de las principales obligaciones de las empresas distribuidoras concesionarias es dar servicio o suministro a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, o permitir que se conecten a ella a través de líneas propias o de terceros. Por ello, la LGSE obliga actualmente a las concesionarias de distribución a disponer permanentemente de contratos de suministro de energía que les permitan satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos 3 años.

La Ley 20.018 estableció que las empresas distribuidoras adjudiquen sus contratos de suministro futuro de energía a las generadoras que, en licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias, transparentes y competitivas en precios, ofrezcan abastecerlas al menor precio. Las distribuidoras deberán traspasar directamente a sus clientes regulados finales el precio promedio de adjudicación de sus contratos, en lugar del precio nudo fijado por la autoridad.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es el reconocimiento y pago a la empresa distribuidora de sus costos inversión, operación, pérdidas y mantenimiento y, sus gastos de administración, facturación y atención al usuario. El VAD se determina para periodos de cuatro años.

#### 2.2.4.2.2 Sector Hidrocarburos

La Constitución Política de Chile establece que el Estado tiene el dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de los depósitos de carbón e hidrocarburos y las demás sustancias fósiles. En particular, señala que las sustancias contenidas en los depósitos de hidrocarburos no son objeto de concesión de exploración y/o explotación y, por lo tanto, podrán ejecutarse directamente por el Estado o por sus empresas, o por medio de concesiones administrativas o de contratos especiales de operación petrolera (CEOP), con los requisitos y bajo las condiciones que el Presidente de la República fije, para cada caso, por decreto supremo.

La regulación nacional establece la libertad de emprendimiento en refinación, distribución, comercialización, almacenamiento y transporte de hidrocarburos, líquidos y gaseosos. A su vez, existe libertad para importar y exportar hidrocarburos en sus distintas formas. En materia de transporte y distribución de gas existe una regulación que otorga concesiones para estas actividades, las que son indefinidas y no exclusivas.

En materia de especificación y calidad, la regulación técnica exige que los combustibles líquidos y gaseosos comercializados en el país cumplan con requisitos mínimos de calidad, que en general resultan más exigentes que el promedio a nivel internacional.

En el mercado de combustibles líquidos no existe regulación de precios por parte del Estado. Éstos se rigen por sus cotizaciones internacionales a través de la paridad de importación e internamente por el mercado local. La CNE determina semanalmente: los precios de paridad de los combustibles<sup>73</sup> y los precios de referencia para los mismos combustibles. La determinación de precios de paridad y referencia no constituye una fijación tarifaria y sólo se realiza para definir los créditos o impuestos que se aplicarán con cargo o a beneficio del fondo para efectos de estabilización.

El FEPP fue creado en 1991 producto de la Crisis del Golfo. Posteriormente se creó el FEPCO para mejorar el mecanismo de estabilización. Los precios de referencia de los combustibles consideran las expectativas de los precios y/o la evolución de éstos. Con este precio de referencia se estima una banda de precios de referencia para cada producto afecto al FEPCO (diesel, gasolinas, kerosén y gas licuado<sup>74</sup>), mientras que el FEPP afecta los petróleos combustibles.

Este sistema opera de manera tal que si el precio del combustible está por sobre la banda, el fondo aporta recursos disminuyendo el precio de venta y si está por debajo de la banda el fondo recauda recursos por medio de impuestos.

El transporte y distribución de gas de red requieren una concesión, la que otorga derechos al concesionario y exige la continuidad de suministro. En el caso de las empresas de transporte de gas de red, éstas tienen la obligación de dar acceso abierto a su capacidad remanente disponible. Con la excepción de la región de Magallanes, las empresas distribuidoras de gas natural son libres para elegir sus tarifas; sin embargo la Ley del Gas faculta al Tribunal de la Libre Competencia para que le solicite al Ministerio de Economía que regule las tarifas pagadas por aquellos usuarios que consumen menos de 100 Giga joules, si durante un año dado la rentabilidad de una distribuidora supera en más de cinco puntos a su tasa de costo de capital. Por último, la ley obliga a que todos los consumidores de características similares paguen el mismo precio.

#### 2.2.4.2.3 Medio Ambiente

El tema ambiental es un aspecto transversal de regulación que tiene impacto sobre el desarrollo energético. La institucionalidad ambiental vigente se organiza en torno a la Comisión Nacional del Medio Ambiente, CONAMA<sup>75</sup>, institución del Estado que tiene como misión velar por el derecho de la ciudadanía a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

La Ley de Bases sobre el Medio Ambiente<sup>76</sup>, establece un marco dentro del cual se da un proceso ordenador de la normativa ambiental existente y futura. Dicha ley no pretende cubrir todas las

---

<sup>73</sup> Ley 19.030 (Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo-FEPP) y ley 20.063 (Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles-FEPCO) y sus modificaciones.

<sup>74</sup> Se incorporará el GNL, de acuerdo al proyecto de ley que actualmente está siendo tramitado en el Congreso Nacional.

<sup>75</sup> Esta estructura se encuentra en proceso de modificación sustantiva proponiéndose un Ministerio de Medio Ambiente.

<sup>76</sup> Ley 19.300 (1994).

materias que se relacionan con el medio ambiente, sino ordenar la generación y funcionamiento de la normativa.

Un marco regulador básico para el desarrollo de los proyectos energéticos es el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que establece que todos los proyectos de inversión o las modificaciones de proyectos deben someterse a una evaluación ambiental y podrán iniciar su construcción sólo si, como resultado de la evaluación, hayan obtenido una calificación favorable. Dentro del listado de proyectos que deben someterse al SEIA, se incluye las siguientes categorías:

- Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones
- Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW.
- Terminales marítimos de combustibles.
- Proyectos de desarrollo minero incluidos carbón, petróleo y gas, prospecciones y explotaciones.
- Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos.
- Producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas.
- Ejecución de obras, programas o actividades en parques nacionales, reservas nacionales, monumentos nacionales, reservas de zonas vírgenes, santuarios de la naturaleza, parques marinos, reservas marinas o en cualesquier otra área colocada bajo protección oficial, en los casos en que la legislación respectiva lo permita.

Por otra parte existe un conjunto de normas y regulaciones ambientales sectoriales que deben cumplir los proyectos del sector, incluyendo entre ellas normas de calidad de aire para los principales contaminantes atmosféricos, normas destinadas a la protección de la biodiversidad, caudales ecológicos, entre otras.

En el ámbito internacional – ambiental, Chile ha suscrito la mayoría de los protocolos y acuerdos internacionales que buscan proteger al medio ambiente, destacándose entre ellos, por su relevancia para el sector energético, la Convención de Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto.

## **3 HACIA UNA NUEVA POLÍTICA ENERGÉTICA**

### **3.1 LOS GRANDES DESAFÍOS ACTUALES**

El sector energético chileno, como el del mundo, enfrenta un escenario de complejidad creciente ante la re proliferación de nuevas exigencias y condicionantes. La experiencia de las últimas décadas, en particular las dificultades y la incertidumbre experimentadas en años recientes, exigen analizar y enfrentar el conjunto de desafíos de manera articulada y coherente, con la necesaria anticipación y suficiente flexibilidad como para adaptarse a circunstancias cambiantes.

En el contexto de una economía globalizada, en el cual las actividades en el mundo son cada vez más interdependientes, con expectativas y exigencias sociales en permanente evolución, los desafíos energéticos ya no se restringen a sus impactos sobre la competitividad sectorial o sobre los servicios individuales que presta, sino que se vinculan con la competitividad global de nuestra economía y su desarrollo social integral. Por ello, dentro de los objetivos globales de la política se valora no sólo la eficiencia técnica y económica, sino también la seguridad, la sustentabilidad y la equidad.

Las condiciones actuales del desarrollo de Chile determinan un conjunto de desafíos específicos que deberán enfrentarse en los próximos años para que el sector energético sea un pilar del desarrollo nacional de largo plazo. En efecto, en los últimos años, la dificultad para hacer frente a los desafíos energéticos ha resultado una amenaza para el proceso de desarrollo, llegando en ciertos períodos a colocar al país en situaciones críticas.

Los desafíos deben enfrentarse a través de un conjunto de lineamientos que no sólo permitan evitar crisis de corto plazo, sino que además le entreguen al país los elementos para un desarrollo energético sólido de largo plazo.

Un desafío fundamental es contar con la energía suficiente para cubrir los requerimientos de crecimiento económico del país. Un país como Chile, con un crecimiento económico vigoroso y sostenido y que aspira a tasas de crecimiento aún mayores, debe garantizar el incremento necesario en el suministro energético. Todas las actividades económicas del país requieren de energía, por lo que no contar con ella sería un freno al crecimiento. Asimismo, debe considerarse que la demanda energética de las actividades sociales crece con el ingreso nacional, por lo que asegurar la disponibilidad energética, en particular de energía eléctrica, es crucial para la sociedad.

No obstante lo anterior, no debe considerarse cualquier aumento de la demanda energética como algo ineluctable. En el proceso de desarrollo es posible lograr mejoramientos significativos en la eficiencia del uso energético, reduciendo la demanda a lo estrictamente necesario. Se ha visto que la tasa de crecimiento del consumo energético está fuertemente relacionada con la evolución del producto nacional, por lo que separar ambas tendencias podría significar un gran aporte al país. El desafío de minimizar la demanda hasta lo estrictamente necesario implica reconocer que la provisión de los recursos energéticos tiene un costo, por lo que reducir las instalaciones necesarias para el mismo nivel de desarrollo, implica menores costos económicos y también puede implicar menores costos globales a la sociedad.

La experiencia internacional muestra que ante un crecimiento económico y desarrollo social como el que han caracterizado a nuestro país, la eficiencia energética no es suficiente para suplir integralmente

las necesidades futuras, por lo que se requerirá importantes inversiones en aprovisionamiento. Ante esta realidad, es necesario analizar las características de la matriz de fuentes y proveedores que podrán aportar a las necesidades del país. En la actualidad buena parte de la demanda energética es cubierta por combustibles fósiles, fundamentalmente de proveedores externos —a menudo en número muy limitado— generando una vulnerabilidad para el proceso de desarrollo, no sólo por el potencial corte de suministro sino también por el sometimiento a las fluctuaciones de los precios. De igual modo, la concentración significativa en ciertas fuentes domésticas, como la hidroelectricidad, también han sometido al país a riesgos importantes ante fenómenos climáticos (los cuales podrían agravarse en los próximos años en función de los cambios climáticos que comienzan a vislumbrarse). Reducir estos riesgos implica enfrentar el desafío de incrementar la diversificación tanto de las fuentes de energía como de los proveedores de ésta, aprovechando todos los recursos disponibles.

No obstante la importancia de diversificar nuestra matriz energética, es esencial que la elección de fuentes, tecnologías y proveedores no deje de considerar la competitividad de nuestra economía. En el proceso de provisión energética, en particular ante el encarecimiento de algunas de las fuentes principales de energía que sustentan nuestro desarrollo, mantener una estructura competitiva es esencial para que la actividad económica pueda desarrollarse de manera vigorosa. Esto es particularmente relevante dado que algunos de nuestros principales competidores en los mercados internacionales disponen de recursos energéticos fósiles en relativa abundancia.

En paralelo, lograr que el desarrollo energético se realice en condiciones de equidad seguirá siendo un gran desafío de largo plazo. El acceso de los sectores más pobres, especialmente los rurales, a la energía necesaria para su desarrollo, es esencial para cumplir con el objetivo de desarrollo nacional equitativo, al igual que una coherente distribución de los costos y beneficios entre los diferentes grupos del país. Adicionalmente, es esencial enfrentar el impacto que tienen sobre las familias de menores recursos los eventuales aumentos en los precios de la energía para minimizar los impactos distributivos.

Se debe velar porque las opciones de generación energética seleccionadas minimicen los impactos sobre el medio ambiente local y sobre el territorio (el cual tiene múltiples usos alternativos). El necesario aumento de las inversiones en provisión energética impacta a una sociedad local cada vez más atenta a los proyectos que alteran su territorio o ambiente. Dado que todas las opciones de generación tienen consecuencias sobre el medio ambiente y compiten por el uso del territorio, existe el riesgo de que el desarrollo energético sea un foco de conflicto. En efecto, si bien los proyectos tienen beneficios nacionales también generan costos locales, enfrentando los intereses de las comunidades con los intereses del país. Por ello, un desafío adicional para la política energética es conciliar estos intereses, formalizando los requerimientos generales de un proyecto energético tanto desde la perspectiva ambiental como de desarrollo local, clarificando a la vez el escenario para las inversiones.

En la actualidad, no sólo deben tomarse en cuenta los impactos locales, se requiere considerar también los impactos globales y el desafío que de ahí se deriva. Este desafío tiene dos aspectos: enfrentar los riesgos que se derivarán del cambio climático en términos de su impacto sobre nuestra capacidad de generación energética y enfrentar los riesgos derivados de ciertas medidas que pueden promoverse para enfrentar el calentamiento global. En términos del impacto del cambio climático, Chile enfrentará un aporte hidrológico menor y con una mayor variabilidad en la zona centro-sur del país además de una menor acumulación de nieve en las altas montañas, lo que afectará a la capacidad hidroeléctrica instalada actual. En término de las negociaciones destinadas a establecer un nuevo

régimen para el período “posterior” al Protocolo de Kyoto, éstas deberán enfrentarse de modo de aportar a la mitigación del cambio climático de acuerdo con un principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas, velando porque no se impongan restricciones desmedidas.

Debe destacarse que en el ámbito internacional no existen sólo riesgos a considerar sino también oportunidades importantes, de varios tipos por lo cual se le plantea a Chile el desafío de aprovecharlas adecuadamente y de manera oportuna.

Las negociaciones internacionales en materia de cambio climático han abierto posibilidades financieras, tales como el mecanismo de desarrollo limpio y otros que podrían desarrollarse en el futuro, que pueden aumentar la rentabilidad de ciertos proyectos nacionales. Además, el desarrollo tecnológico acelerado del mundo en los últimos años abre la posibilidad de incorporar con relativa rapidez nuevas tecnologías que permitan un uso más eficiente de la energía y aprovechar la significativa dotación chilena de recursos naturales. Asimismo, la complementariedad y las sinergias en el uso y generación de energía dentro de la región podría ser una oportunidad de reducir incertidumbre y costos si se avanza en la integración energética sin aumentar la dependencia externa y resguardando la seguridad jurídica de esta integración. Finalmente, la similitud que se ha observado con varios desafíos energéticos mundiales, abre la oportunidad de aprovechar la experiencia sobre políticas públicas acumulada en países e instituciones internacionales.

Se debe destacar que la capacidad de actuar sobre los temas ya señalados requiere contar con una institucionalidad, organizaciones y regulaciones, con las condiciones reales para ello. Por ello, es fundamental lograr un ordenamiento institucional que permita al país disponer de una visión sistémica, certera y coherente de largo plazo. Esta visión debe expresarse en la forma de una política explícita de largo plazo diseñada para ser revisada y actualizada en función de las circunstancias cambiantes así como en la capacidad de acción a través de una autoridad única. Estas instituciones deberán estar en condiciones de tener una sólida capacidad de análisis y de situarse más allá de la contingencia, con la capacidad de asumir un rol más activo cuando la respuesta de los agentes del mercado no es suficiente u oportuna. Al mismo tiempo, se debe buscar que los mercados funcionen de manera eficiente, conciliando los estímulos a la competencia con las regulaciones necesarias.

Finalmente, todas las consideraciones de largo plazo no deben hacer olvidar que es necesario estar preparados para enfrentar situaciones críticas de suministro y de precios a fin de entregar respuestas oportunas a contingencias y a sus impactos de corto plazo. Si bien se puede avanzar en la reducción de todos los riesgos, siempre es posible que estos se materialicen, con mayor o menor fuerza, por lo que se requiere una preparación adecuada.

El conjunto de desafíos presentados muestra la magnitud y la complejidad de la tarea de lograr un desarrollo energético que cumpla con las expectativas de la sociedad. Las estrategias utilizadas hasta ahora para abordarlos no permitieron hacerles frente de manera decisiva, lo que condujo al país en los últimos años hacia situaciones de una complejidad crítica. Por ello, sólo en la medida que la situación actual se enfrente con una mirada comprensiva que vaya más allá de la contingencia y se haga cargo verdaderamente de los desafíos existentes, se logrará tener respuestas definitivas. De ese modo, no sólo se logrará superar la crisis reciente, sino que se habrá sentado las bases para un desarrollo energético futuro que sea un verdadero pilar de nuestro desarrollo nacional. Por ello, todos los desafíos concretos planteados pueden resumirse en un gran desafío: convertir a la crisis actual en una oportunidad de lograr un desarrollo energético suficiente, eficiente, seguro, equitativo y sustentable.

## 3.2 LÍNEAS ESTRATÉGICAS

### 3.2.1 MARCO GENERAL

La política energética implementada en Chile se enmarca en una política general de desarrollo económico y social que concibe a la libre iniciativa e inversión privada como un eje central, velando por la eficiencia en la asignación de recursos a través del fomento a la libre competencia, junto con un Estado que juega un papel subsidiario esencial.

El rol regulador y subsidiario del Estado<sup>77</sup> se establece a través de un marco normativo para el desenvolvimiento de la iniciativa privada que fomenta una mayor competencia cuando es posible y que corrige eventuales fallas de mercado. En general, la regulación busca ser transparente, eficiente y estable, de forma de generar reglas del juego que faciliten la inversión privada con las características esperadas, evitando normas que distorsionen los precios, de modo que tanto las decisiones de producción como las de consumo sean socialmente eficientes.

El Estado ha fortalecido las políticas sociales y subsidiarias que protegen a los sectores menos favorecidos y el acceso a los servicios básicos de los sectores más rezagados y vulnerables de su población y, en general, ha promovido un desarrollo más equitativo. Asimismo, ha fortalecido las instituciones y normas ambientales de modo de lograr un desarrollo que sea no sólo económica y socialmente sostenible, sino también medioambientalmente sustentable.

Las iniciativas de política energética de los últimos años han buscado coherencia con el desarrollo nacional, desarrollado acciones sistémicas y coherentes que responden a una visión integrada para alcanzar los grandes objetivos que la orientan: suficiencia, eficiencia, seguridad, sustentabilidad y equidad. El sector energético nacional ha enfrentado fuertes impactos en los últimos años, extrayendo lecciones de los cambios en el contexto nacional e internacional y construyendo sobre las fortalezas de las políticas existentes, para incorporar nuevas variables y consideraciones. Es decir, las nuevas líneas estratégicas de política energética buscan preservar los logros consolidados, corrigiendo aquellos aspectos en los que el modelo tradicional no entregó respuestas adecuadas u oportunas. En consecuencia, las estrategias se construyen sobre una política enfocada a la provisión de energía a bajo costo, complementando los resultados exitosos para enfrentar de mejor manera las amenazas y oportunidades que conforman el desafío energético actual.

Las líneas estratégicas buscan enfrentar el conjunto de los desafíos presentados, los cuales están estrechamente interrelacionados, de manera que se aprovechen las sinergias entre ellas y así avanzar en los diversos objetivos coordinadamente, articulándolas de modo de lograr resultados coherentes. Por lo tanto, aún cuando las acciones que se derivan de estas líneas estratégicas son múltiples y diversas, ellas se relacionan de manera orgánica para garantizar su efectividad.

---

<sup>77</sup> La Constitución señala que son roles esenciales del Estado, los siguientes:

- Proveer bienes públicos esenciales para el funcionamiento de la sociedad (v.gr.: administración de justicia).
- Promover la equidad y la igualdad de oportunidades.
- Facilitar la operación eficiente y competitiva de los mercados.

### 3.2.2 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL

La base para cualquier política se encuentra en las instituciones adecuadas. Para que las políticas puedan ser implementadas de manera articulada y coherente, se requiere un marco en el cual actuarán a través de las organizaciones y normativas legales. Por ello, una línea esencial de la política consiste en hacer frente al desafío de diseñar el marco institucional, incluyendo las organizaciones, que permitan actuar sobre los mercados de manera efectiva, y fortalecer a estos organismos con los recursos y capacidades que les permitan operar eficientemente.

En las últimas décadas muchos países del mundo, incluyendo Chile, han optado por modelos económicos en los cuales el sector privado tiene una participación central en la provisión de servicios básicos y el Estado interviene básicamente a través de la regulación. Esto requiere estructuras encargadas de formular políticas de desarrollo y de ejercer la rectoría del sector a través de acciones acordes con esta realidad, las cuales pueden resumirse en cuatro grandes tareas:

- Formulación y evaluación de políticas públicas (orientaciones, planes, programas y decisiones sobre el establecimiento y aplicación de normas jurídicas) que determinarán el marco global de la actividad.
- Formulación de normas específicas (“regulación técnico - económica”) referidas a precios o tarifas, calidad en el ejercicio de la actividad o condiciones de acceso a las redes monopólicas.
- Fiscalización del cumplimiento de las normas y la aplicación de sanciones
- Resolución de conflictos entre agentes privados, o entre éstos y el Estado.

La actual estructura institucional no responde a las necesidades crecientes de mayor coordinación en la asignación de responsabilidades institucionales, de coherencia entre responsabilidades y atribuciones, de mayor focalización en la generación de políticas públicas sectoriales y de unificación en la supervigilancia de los distintos órganos con competencias en el sector. El diseño de la actual institucionalidad, así como sus recursos y capacidades, provienen de un contexto político, social y económico radicalmente diferente por lo que no responden a los requerimientos de análisis de largo plazo y acción sobre los ámbitos de mayor importancia para enfrentar los desafíos actuales.

#### 3.2.2.1 *Proyecto de Ley de Creación del Ministerio de Energía*

La principal estrategia de política en materia institucional ha consistido en proponer nuevas instituciones que reordenen el sector<sup>78</sup>, estableciendo una separación de funciones entre la elaboración de políticas, la regulación técnico-económica y la fiscalización, así como los mecanismos formales de coordinación con la política medio ambiental y articulación en el nivel regional. Para ello, se propone centralizar las funciones de elaboración, proposición y evaluación de política pública energética en el futuro Ministerio de Energía y separar de éste las funciones relacionadas con la ejecución de la política (implementación de planes, programas, regulación técnica, fiscalización). La experiencia internacional muestra una tendencia creciente a la conformación de redes de organismos gubernamentales de distinto nivel articuladas a estructuras no gubernamentales. Para cada ámbito de decisión se produce así una configuración adaptada a dicho ámbito.

---

<sup>78</sup> Boletín 5766-08 (ingresó a trámite legislativo en marzo de 2008).

La proposición institucional incluye:

- *Separación de funciones.* Todas las competencias en materias de formulación de políticas, normas legales y reglamentarias, planes y programas son encomendadas a un Ministerio de Energía, el cual tendrá a su cargo la rectoría del sector energético del país. Las funciones relativas a la regulación técnica - económica del sector (análisis de tarifas y determinación de normas técnicas y de calidad) se mantienen en la competencia de la Comisión Nacional de Energía.
- *Coordinación sectorial e integración de las regiones.* La Dirección Superior del Ministerio corresponderá al Ministro de Energía. La administración interna y la coordinación de los servicios públicos sectoriales le corresponderá al Subsecretario de Energía. En el ámbito regional, se consideró necesario contar con una presencia institucional, de acuerdo a los efectivos requerimientos de coordinación y ejecución en el ámbito energético. Por ello, se propone la creación de Secretarías Regionales Ministeriales de Energía.
- *Coordinación de la política medioambiental y la política energética.* El Ministro de Energía se incorpora al Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente y los Secretarios Regionales Ministeriales de Energía se integran a las Comisiones Regionales del Medio Ambiente. Esto permitirá incluir formalmente las visiones del sector energético por medio de mecanismos que funcionan en la institucionalidad ambiental vigente.
- *Coherencia sectorial de la acción de los servicios públicos del sector.* Se ordena el sector conforme a la estructura que contempla la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, por lo que la definición de las políticas, planes y normas del sector le corresponderá al Ministerio de Energía, y los Servicios Públicos sectoriales serán supervigilados por éste. Así, se relacionarán con el Presidente de la República a través del Ministerio de Energía: la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía Nuclear.
- *Fortalecimiento de la capacidad de regulación.* La CNE será un servicio público descentralizado, encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Los procedimientos para la regulación de tarifas se mantienen de acuerdo a la normativa vigente. Los informes son evacuados por la CNE y las tarifas se determinan mediante decreto conjunto del Ministerio de Energía y Economía.
- *CNE técnica e independiente.* Con el propósito de cumplir con la exigencia de especialidad técnica e independencia de intereses privados y políticos de corto plazo, tanto el Secretario Ejecutivo como los cargos de segundo nivel jerárquico serán concursados bajo el mecanismo contemplado para la alta dirección pública.
- *Recursos humanos.* Con el propósito de asegurar las competencias de sus funcionarios, se garantizará remuneraciones competitivas con el sector privado, de manera de poder atraer y retener los profesionales calificados que la función requiere.

### **3.2.2.2 Reforzamiento de Capacidad de Gestión**

#### **3.2.2.2.1 Ajustes Organizacionales y Presupuestarios**

Si bien la nueva institucionalidad del Ministerio de Energía no se encuentra formalizada por ley, se ha avanzado desde el año 2007 en un conjunto de acciones que permiten a la actual CNE cumplir algunos de los roles asignados en el nuevo diseño. En particular, se ha llevado a cabo ajustes presupuestarios y organizacionales con el propósito de permitir una mirada integral al tema energético y mejorar su capacidad de análisis y de generación e implementación de políticas públicas.

El presupuesto para el funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía (sin contar los programas específicos) aumentó entre el año 2007 y el 2008 desde unos 3.000 millones de pesos hasta más de 6.500 millones. Para el año 2009 se dispondrá de un presupuesto cercano a los 6.800 millones. Este aumento entregó el sustento para el reforzamiento de las áreas internas en términos de personal y capacidades.

En el año 2007 se creó un área de estudios, cuyo objetivo principal es promover y articular propuestas de política pública energética sobre la base del análisis y de herramientas cuantitativas, y que dispuso de más de 750 millones de pesos para realizar estudios durante el año 2008. Esto permitió a la CNE desarrollar su capacidad en materia estadística y prospectiva, incorporar nuevas temáticas a su análisis —tales como el rol de la biomasa, la investigación y desarrollo, y el potencial de la energía nuclear de potencia— e incorporar a agentes interesados al debate energético a través de una serie de conferencias de amplia difusión.

En el año 2008 se culminó el traspaso del Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) desde el Ministerio de Economía para apoyar una mirada integral al problema energético. Para llevar a cabo sus funciones, el PPEE dispuso este año de un presupuesto cercano a los 6.500 millones de pesos, el cual aumentará sustantivamente, a cerca de 19.500 millones de pesos, en el 2009.

También en el 2008 se creó el Programa de Apoyo al Desarrollo de Energía Renovables No Convencionales, para apoyar la eliminación de barreras que limitan el desarrollo y fomento de proyectos basados en estas tecnologías. Su presupuesto fue cercano a los 2.500 millones de pesos el primer año y aumentará a más de 4.100 millones en el año 2009 para incorporar dos nuevas líneas de trabajo: el diseño e implementación de un centro sobre energías renovables y la energización de escuelas y postas rurales usando ERNC.

Asimismo, en este año comenzó a operar el Grupo Consultivo del Ministro de Energía sobre núcleo electricidad, que actúa como asesor en el análisis de la posible incorporación de la energía nuclear de potencia en la matriz eléctrica chilena. Este grupo incluye a representantes de tres instituciones públicas (Defensa, Relaciones Exteriores y Medio Ambiente) y a tres científicos que participaron en el grupo de estudio de núcleo electricidad nombrado por la Presidenta el año 2007. Se ha conformado también un grupo de trabajo que incorpora a funcionarios de la CNE y la CCHEN para apoyar el desarrollo de los estudios en esta materia, así como la coordinación de la cooperación con la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA).

A partir de enero 2009, comienza la publicación de una serie de estudios energéticos derivados de los estudios realizados en la Comisión Nacional de Energía. Esta serie de estudios será un aporte al debate público sobre temas energéticos, enriqueciendo el análisis técnico y las políticas públicas.

Por último, como en todos los Ministerios y Servicios Públicos del país se trabaja en la creación de una “unidad” indígena que vele por la incorporación de esta temática en todas sus actividades.

#### 3.2.2.2.2 Desarrollo de Estructuras Complementarias

La capacidad de gestión de la CNE y del futuro Ministerio de Energía se verá reforzada en algunos temas específicos —eficiencia energética y energías renovables— que requieren de una acción más rápida y coordinada de los diversos agentes, por medio de la creación de estructuras diseñadas especialmente para responder a dichos temas. Hay dos iniciativas que se encuentra en fase de diseño para comenzar a operar a partir del año 2009: la Agencia Chilena de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables.

La Agencia Chilena de Eficiencia Energética será una organización de carácter público-privado, que se enfocará en la implementación de proyectos y en asesorar el diseño de políticas sobre eficiencia energética a partir de la experiencia práctica (*bottom-up*). De ese modo, se hará más eficaz la implementación de políticas de eficiencia energética, estableciendo una separación de funciones que deja la generación de políticas en el ámbito Ministerial.

El Centro de Energías Renovables tendrá por principal objetivo servir de “antena” tecnológica que permita aprovechar el desarrollo tecnológico mundial, identificando los desarrollos en tecnologías limpias y las mejores prácticas sobre energías renovables en el mundo, sistematizando y difundiendo esa información en el país, catalizando de ese modo su desarrollo y fomento.

El Centro puede colaborar en identificar una red de centros de países desarrollados que están fomentando y produciendo tecnologías en energías limpias, y facilitar vínculos o convenios con entidades de investigación, innovación y desarrollo interesadas en el país. Asimismo, puede revisar la evolución de instrumentos de política pública en este ámbito, generar información pública y catastros sistematizados de recursos naturales disponibles en Chile y, finalmente, identificar barreras que enfrentan para su introducción este tipo de tecnologías y generar propuestas para su eliminación.

Se ha considerado como parte del rol del Centro, para el cual se está destinando unos 2 millones de dólares para su primer año de operación (2009), la posibilidad de actuar como punto focal o regional de iniciativas de otros países con alto grado de avance en el fomento de energías renovables, tales como Alemania, España, EEUU o Canadá. Al respecto, se ha revisado con particular interés los casos de la International Renewable Energy Agency (IRENA), liderada por Alemania, el World Council for Renewable Energy (WREA) y la Agencia Europea de Centros en Energía Renovable (EUREC).

### **3.2.2.3 Fortalecimiento de Relaciones Internacionales**

La inserción de Chile en el contexto internacional y el reconocimiento de la importancia de los organismos internacionales en la comprensión y la regulación de procesos económicos y sociales cada vez más globalizados, definen la búsqueda de una participación activa en organizaciones internacionales pertinentes.

Esta participación es también un aporte global a la política, al permitir identificar las mejores prácticas en diferentes contextos, así como experiencias exitosas y fallidas, lo cual puede tener especial relevancia en algunos de los temas de la política pública en los que existe un menor nivel de experiencia (seguridad, sustentabilidad, equidad), aportando un punto de referencia sobre el cual construir las políticas e institucionalidad propias.

El Estado debe articular adecuadamente su participación en instituciones internacionales, de manera de añadir al acervo de conocimiento público y difundir entre los agentes pertinentes la información que sea útil para mejorar la toma de decisiones, tanto pública como privada. En ese sentido, se ha

establecido una relación más estrecha con actores importantes como la Agencia Internacional de Energía (AIE), la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA) y la Cooperación Económica Asia Pacífico (APEC) en materia de análisis de las políticas energéticas chilenas. Se ha podido contar con la presencia de expertos de estas agencias en diversas actividades, pero se debe destacar sobre todo el comienzo de un estudio en profundidad de la situación energética y de la política energética chilena que realizará la AIE entre noviembre de 2008 y junio de 2009, y una revisión de nuestra situación de eficiencia energética que realizará la APEC.

Chile ha demostrado su participación activa en instituciones internacionales relacionadas con la energía a través del apoyo, desde un primer momento, a la iniciativa de la República Federal de Alemania para la creación de la International Renewable Energy Agency (IRENA), como un mecanismo efectivo para promover el desarrollo mundial de tecnologías basadas en fuentes renovables. En la actualidad, esta institución ha alcanzado el apoyo de suficientes estados como para ser fundada oficialmente a comienzos del año 2009.

Chile también participa activamente en las instancias regionales en las que se analizan, coordinan y diseñan políticas energéticas, como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el Grupo de Expertos de Energía de la Unión de Naciones del Sur (UNASUR), la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), la Asociación Iberoamericana de Reguladores de la Energía (ARIAE) y el Subgrupo de Trabajo de Energía del MERCOSUR. Chile participa además en el Energy Working Group de APEC.

### **3.2.3 PROMOCIÓN Y FOMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA**

En un contexto de demanda creciente por energía cuyas fuentes de producción están sujetas a exigencias cada vez mayores de sustentabilidad ambiental y de restricciones sobre el uso de los recursos y el territorio, no basta con el enfoque tradicional de aumentar la oferta de energía para hacer frente a las necesidades. Se hace indispensable en Chile consolidar el uso eficiente de la energía como un objetivo estratégico del desarrollo sustentable, como se ha visto en los países desarrollados, de modo de hacer frente al desafío de mantener la demanda en el mínimo necesario para nuestras necesidades.

La eficiencia energética, entendida como la cantidad de energía mínima necesaria para producir una unidad de actividad económica o para satisfacer las necesidades de la población (iluminación, calefacción, movilidad, etc.) manteniendo un determinado nivel de servicio o confort<sup>79</sup>, permite:

- reducir la extracción, generación, importación, transformación, transmisión y distribución de energía, con el consiguiente impacto positivo tanto en el ámbito ambiental, de seguridad energética y en el uso alternativo de recursos escasos de inversión;

---

<sup>79</sup> Debe notarse que en ciertos contextos es posible implementar estrategias de eficiencia energética que, simultáneamente, reducen el consumo energético y aumentan el confort de las personas. Por ejemplo, la temperatura media de los hogares en el invierno en Chile es del orden de 15°C, mientras que el estándar en Europa es de 20°C en el día y 17°C en la noche, por lo que por medio de mejoras en el aislamiento de viviendas es posible aumentar el confort de los hogares reduciendo el consumo. Ver CNE & GTZ (2007 b).

- reducir los costos de producción e impactos ambientales asociados al uso de la energía, haciendo un uso más eficiente de los recursos y, por ende, mejorando la competitividad del país;
- reducir el gasto en energía, especialmente de los sectores de bajos ingresos para los cuales dicho gasto suele ser un porcentaje elevado de su presupuesto<sup>80</sup> y, a la vez, aumentar su calidad de vida, cooperando con la equidad del desarrollo energético.

Las razones recién expuestas explican por qué el uso eficiente de la energía ha sido incorporado en las políticas de muchos países desde hace varias décadas, pues es una oportunidad de aumentar seguridad y eficiencia reduciendo impactos. Estas políticas permitieron el “desacoplamiento” entre el consumo de energía y el PIB en muchos países desarrollados a partir de la primera crisis del petróleo hace más de treinta años<sup>81</sup>, generando una experiencia internacional acumulada que representa para Chile una oportunidad de incorporar las mejores prácticas, políticas y tecnologías actuales.

La experiencia internacional muestra que si bien con el crecimiento económico habrá un inevitable aumento de la demanda energética, es posible lograr que este aumento sea proporcionalmente menor al crecimiento económico. En Chile, sin embargo, pese a que diversos estudios señalan que existe un importante potencial de eficiencia energética<sup>82</sup>, la demanda energética aún crece de manera muy similar al producto.

La eficiencia energética no se materializa necesariamente cuando la tecnología está disponible y su incorporación es rentable. Aún cuando los precios reflejen los costos reales de la energía, esto no es suficiente para la adopción de la eficiencia energética, pues existen importantes fallas de mercado y barreras a su introducción.

Los equipos de uso eficiente, las medidas de gestión y la capacidad técnica adecuada no siempre están disponibles en el mercado, pero, aún si lo estuvieran, muchos usuarios no los incorporarían porque desconocen su existencia, no tienen la información técnica necesaria para tomar una decisión o, simplemente, porque no están conscientes de las oportunidades derivadas de la eficiencia energética. Más aún, incluso con la información necesaria, muchos agentes no incorporan medidas de eficiencia energética pues consideran que los ahorros no justifican la inversión, o exigen a la eficiencia energética períodos de recuperación de capital más cortos o tasas internas de retorno mucho mayores que a las inversiones relacionadas con su negocio. Este desconocimiento, junto a la dificultad para obtener financiamiento para este tipo de inversiones, atentan contra la incorporación del uso eficiente de la energía, privilegiando una menor inversión inicial y no un menor costo total a lo largo del ciclo de vida del producto.

---

<sup>80</sup> Los antecedentes disponibles (MIDEPLAN (2006)) muestran que el gasto en energía es mucho mayor para el quintil de más bajos ingresos (donde alcanza más del 15% del gasto) que para el quintil de más altos ingresos (donde representa alrededor del 2% del gasto).

<sup>81</sup> La Agencia Internacional de Energía (AIE (2007 b) estima que el consumo mundial sería hoy cerca de un 50% mayor si no se hubiera implementado políticas de eficiencia energética.

<sup>82</sup> PRIEN-UCh (2008 a), PRIEN-UCh (2008 b) y PRIEN-UCh (2008 c).

Además, existe un problema por las diferencias entre los objetivos y la información de las partes que participan en ciertos mercados<sup>83</sup>. En el sector de la edificación, por ejemplo, generalmente quienes construyen no son quienes habitan los inmuebles, por lo que los primeros tienen pocos incentivos para invertir en mejorar la eficiencia energética. Igual situación ocurre con los propietarios de inmuebles que los ofrecen en arriendo. Algo similar ocurre con los automóviles y artefactos, en que los fabricantes saben que la mayor parte de los consumidores privilegia el precio y otras variables frente a la eficiencia energética, por lo que, en general, no incorporan medidas que reduzcan el consumo de energía en la extensión que permite el actual avance tecnológico.

Las fallas y barreras existentes justifican el rol del Estado para promover el uso eficiente de la energía, lo que ha sido reconocido incluso por los países más liberales en materia económica. En Chile, se ha definido cuatro líneas de acción para avanzar en esta dirección; a saber:

- establecer las bases institucionales para la eficiencia energética;
- desarrollar el conocimiento adecuado para la toma de decisiones;
- fomentar la eficiencia energética en todos los sectores;
- regular los mercados, en particular el eléctrico, para incentivar la eficiencia.

La base institucional para la implementación de todas las acciones de eficiencia energética ha sido el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), cuya misión es consolidar el uso eficiente como una fuente de energía, contribuyendo así al desarrollo energético sustentable de Chile. Este programa, creado en el año 2005 al alero del Ministerio de Economía, comenzó su incorporación a la Comisión Nacional de Energía en el año 2007 y se incorporó plenamente el 2008 con un fuerte aumento presupuestario que continuará el 2009. Esta institucionalidad público-privada refleja la necesaria cercanía a los agentes privados en la implementación de las políticas para hacerlas más eficaces.

La experiencia positiva del PPEE ha servido de base para el diseño de la futura institucionalidad propuesta, incorporando también la experiencia internacional y los desafíos que la institucionalidad de eficiencia enfrentará en el futuro. Para ello, se ha considerado esencial distinguir entre la función de definición de política sobre eficiencia, que quedaría radicada en el Ministerio de Energía, y la de implementación, que sería ejercida a través de una Agencia de Eficiencia Energética, con participación público-privada que permitiría aprovechar las sinergias existentes entre la industria energética y las políticas públicas en dicha área.

Esta institucionalidad establece como marco de acción un principio general de costo-efectividad de las medidas. Hasta el momento, las medidas implementadas resultan evidentemente costo efectivas, pero se requiere profundizar en el análisis de información para poder avanzar hacia un plan de acción de largo plazo, que pueda mantener a través del tiempo una priorización adecuada de las opciones disponibles. Durante el 2009 se diseñará el Plan de Acción en Eficiencia Energética 2010-2020, el cual detallará los objetivos, líneas de acción, programas, herramientas de evaluación y financiamiento correspondiente, orientando las acciones en eficiencia energética durante la próxima década. Para sustentar el plan se ha programado un conjunto de encuestas de uso final con el apoyo de asesoría expertas de instituciones como el *Lawrence Berkeley National Laboratory* y se realizará una revisión de las

---

<sup>83</sup> Conocido como “el problema del principal y el agente”. Ver, por ejemplo, AIE (2007 b)

medidas de eficiencia energética por un grupo de expertos de la APEC junto a otros estudios específicos. Como resultado del análisis se podrá definir una priorización de largo plazo de las medidas en función de su costo relativo y de su aporte a la reducción de la demanda.

Una parte significativa de las medidas tomadas hasta el momento buscan aumentar el conocimiento de la ciudadanía sobre la importancia, el potencial y las opciones concretas en eficiencia energética. Este conocimiento permite que las personas y organizaciones puedan efectivamente incorporar el valor de la eficiencia dentro de sus decisiones. Para ello se han realizado diversas campañas de difusión sobre ahorro y eficiencia energética, con el propósito de crear conciencia en la población respecto de las ventajas de utilizar racionalmente la energía. Para el año 2009 se debe destacar el ciclo de 12 capítulos sobre energía que se transmitirá a través de un nuevo programa de Televisión Nacional y las cápsulas con mensajes de eficiencia que transmitirá el Canal 13, además de una campaña para la conducción eficiente de vehículos pesados, con la cual se espera reducir entre un 5% y 10% el consumo de combustible de las flotas participantes.

En el ámbito de la educación escolar, que permite establecer cambios de hábitos duraderos en la población, se ha realizado y apoyado una serie de actividades e iniciativas. Junto a CONAMA se ha elaborado planes con el propósito de incluir a la eficiencia energética en el currículum escolar de Enseñanza Media, destacándose la Guía de Apoyo Docente para Enseñanza Media. También se han realizado charlas de sensibilización dirigidas a estudiantes de este segmento. El año 2009 se fomentará la realización de talleres y presentación de películas sobre eficiencia energética.

En la educación técnica y universitaria se apoyó iniciativas impulsadas por el sector privado, premiando proyectos de eficiencia energética en Liceos Técnicos y tesis de pregrado en distintas carreras universitarias (los proyectos ganadores incluyeron desde la sociología hasta la construcción). Además, junto al Ministerio de Educación, el PPEE impulsó la línea temática de eficiencia en el Fondo de Desarrollo Institucional dirigido a estudiantes de las universidades del Consejo de Rectores para impulsar el desarrollo de proyectos universitarios.

Para crear conciencia en la ciudadanía, el Estado puede jugar un papel esencial a través de acciones con un efecto demostrativo y de ejemplo para el resto de los actores.

En el nivel del Gobierno central se entregó una directiva al sistema de compras públicas del Estado (Chile Compra) para incorporar criterios de eficiencia energética. Asimismo, se implementó un Programa de Mejoramiento de la Eficiencia Energética en Edificios Públicos, que a la fecha ha realizado dieciséis diagnósticos energéticos, más un proyecto integral de eficiencia energética en el Palacio de La Moneda y otros cuatro edificios emblemáticos<sup>84</sup>. Durante 2009, se contempla agregar otros cuatro edificios públicos a este Programa, que además busca potenciar el desarrollo del mercado de la eficiencia energética.

Para el nivel de los Gobiernos locales, se ha desarrollado un Reglamento de Alumbrado Público en conjunto con la SEC, que incorporará criterios de eficiencia energética y estará finalizado durante el primer semestre de 2009. Asimismo, durante el 2009 se dará inicio a una iniciativa de asistencia técnica para el alumbrado público municipal y a una red de encargados de eficiencia energética.

---

<sup>84</sup> El Congreso Nacional, la Contraloría General de La República, la Corte Suprema y el Ministerio Público.

Dentro de los servicios públicos se está realizando una experiencia piloto en los hospitales públicos Luis Calvo Mackenna y Padre Alberto Hurtado con apoyo de la cooperación alemana. A través de esta experiencia se espera contar con un modelo de contrato que servirá para replicar esta iniciativa en otros hospitales, públicos y privados.

La implementación por parte de los usuarios de acciones orientadas a la eficiencia energética requiere de información técnica disponible para la ciudadanía que sea comprensible y de fácil acceso para orientar adecuadamente sus decisiones. En ese sentido, se debe destacar el etiquetado de productos que comenzó con los refrigeradores y ampolletas, y está en desarrollo el etiquetado de viviendas, motores y vehículos, junto con el estudio de los siguientes artefactos a etiquetar.

En lo que concierne al fomento de la eficiencia energética, se ha tomado medidas en un conjunto de sectores.

Entre las medidas más importantes se cuenta el Programa Nacional de Recambio de Ampolletas, mediante el cual se entrega ampolletas eficientes a hogares del 40% más vulnerable del país<sup>85</sup>. Durante el año 2008 este programa logró recambiar algo más de un millón de ampolletas en todo Chile<sup>86</sup>. El año 2009 se mantendrá este programa hasta lograr el recambio de unas 2,8 millones de ampolletas. Este Programa será el primer proyecto público con reducción verificada de emisiones de gases de efecto invernadero. En el sector residencial se está implementado un Programa de Incentivo al Reacondicionamiento Térmico de Viviendas Existentes, por medio del cual se espera reacondicionar 10 mil viviendas en los años 2009-2010, y el Programa Piloto de Mejoramiento de Estándares en Vivienda Social Nueva para 400 viviendas, el cual se implementará el año 2009.

En el sector industrial se ha estimado potenciales de eficiencia energética de entre 0, 5% y 2,9% anual. Por ello, a fines del año 2006 se lanzó al mercado el instrumento CORFO de Pre Inversión en Eficiencia Energética (PIEE), que consiste en un cofinanciamiento para consultorías energéticas, que entrega hasta un 70% de cobertura con un tope de 300 UF, orientado a empresas productivas que demuestren ventas netas anuales de hasta un millón de UF<sup>87</sup>. En julio de 2008, CORFO y el PPEE lanzaron la línea de financiamiento para proyectos de EE, con tasa de crédito preferencial (la menor de entre todas las líneas de financiamiento intermediadas por CORFO), períodos de exención de hasta 18 meses y de pago de entre 2 y 12 años. Se crea también un fondo de 400 millones de dólares para la creación de instrumentos de garantía asociados a proyectos de eficiencia energética (y también de energías renovables no convencionales), que estará operativo a partir de 2009.

Otra iniciativa orientada a la industria es el Programa de Incentivo a la Introducción de Motores Eléctricos Eficientes, el cual consiste en la entrega de un subsidio que permite cubrir el diferencial de precios entre un motor estándar y uno eficiente. Asociado a este subsidio se implementará una línea de asistencia técnica para sistemas motrices industriales, potenciando los ahorros asociados a la utilización de motores eficientes a través de la optimización del sistema en el cual operan.

---

<sup>85</sup> Se estima que con el recambio de 3 millones de ampolletas se lograría una reducción de demanda anual equivalente a 205 MW; es decir, aproximadamente un 10% del consumo de Santiago o un 50% del consumo de Concepción.

<sup>86</sup> Debe destacarse que el recambio total en el país será mayor, pues muchas familias y organizaciones realizaron los cambios sin el apoyo del programa, aunque en parte impulsados por las campañas de información realizadas.

<sup>87</sup> Desde el año 2007 hasta fines del 2008 se ha evaluado alrededor de 150 de estos proyectos.

Para el sector transporte, que representa más de un tercio del consumo final actual de energía se está trabajando en varias iniciativas.

Para los vehículos livianos, que representan el mayor consumo de combustible (casi 3 millones de m<sup>3</sup> anuales de gasolina), se implementó un incentivo para los autos híbridos. Para los vehículos interurbanos de carga, que son el segundo mayor grupo consumidor de combustible (cerca de 1,5 millones de m<sup>3</sup> anuales de diesel), se trabaja en la implementación de un conjunto de iniciativas. Se elaboró, en conjunto con la Subsecretaría de Transporte, un manual para operadores del transporte de carga con el objeto de disminuir las ineficiencias y se encuentra en desarrollo un proyecto piloto de asistencia técnica que ayude a los operadores a internalizar los conceptos de eficiencia energética y percibir los beneficios económicos de su aplicación. Se espera incentivar también la renovación de flotas, lo que no sólo significará una importante reducción del consumo de combustible, sino que también permitirá mejorar las condiciones ambientales y de seguridad.

A partir del año 2009 se desarrollará una línea de asistencia técnica permanente para el sector, que comprenderá tres ámbitos de acción: gestión eficiente de flotas, asistencia técnica en la operación y conducción eficiente. Las iniciativas de asistencia técnica se articularán a través de un Centro de Asistencia Técnica en Eficiencia Energética que será puesto en marcha durante el año 2009 con el financiamiento del Global Environmental Facility (GEF), por un monto de 2 millones de dólares.

En el ámbito regulatorio, se ha buscado establecer los incentivos adecuados para que todos los agentes incorporen la eficiencia energética en sus decisiones.

Dentro del proyecto de institucionalidad se estableció la facultad de incorporar estándares mínimos de rendimiento energético<sup>88</sup> que orienten las acciones individuales y las políticas hacia aquellas tecnologías más eficientes. Dicha propuesta se complementa con la iniciativa parlamentaria que busca la introducción de dichos estándares para ampolletas a partir del año 2009.

En el sector vivienda existe un potencial particularmente destacable pero a menudo desaprovechado por las divergencias de intereses entre usuarios y constructores. Por ello, al igual que en resto del mundo se ha implementado nuevos estándares para la construcción (2007) y se trabaja para que dichos estándares se actualicen periódicamente, para lo cual se implementará proyectos piloto.

En el sector eléctrico, la regulación mundial se orienta cada vez más a introducir incentivos para que las distribuidoras incorporen dentro de su modelo de negocio a la eficiencia energética. Ello requiere cambios regulatorios que se encuentran en estudio con el propósito de evaluar su conveniencia para Chile, para lo cual se ha contado con el apoyo de expertos internacionales de California e Italia<sup>89</sup>. En ambos países se ha avanzado en el desacoplamiento entre los ingresos de las empresas distribuidoras y la provisión de energía (en Kwh), en el establecimiento de metas de reducción en la intensidad de uso energético sujeto a significativos premios y castigos, y en la introducción de un cargo porcentual en la cuenta eléctrica para financiar actividades de eficiencia energética de las empresas distribuidoras. En Italia además se ha creado un sistema de certificados “blancos” que permiten transar las reducciones de consumo de electricidad y de gas.

---

<sup>88</sup> MEPS, por su sigla en inglés: *Minimum Energy Performance Standards*.

<sup>89</sup> Al respecto, ver GOTTSTEIN (2008) y PAVAN (2008).

Si bien aún queda mucho espacio para mejoras, se ha logrado en el año 2008 un resultado excepcional en términos de reducción de la demanda eléctrica<sup>90</sup>, fenómeno que no ocurría desde 1982 (cuando el producto cayó alrededor de 13%). Se ha mostrado además que la eficiencia energética es un mecanismo costo efectivo para lograr resultados; la sola introducción de ampollitas de bajo consumo puede reducir entre 8% y 10% el consumo eléctrico promedio de una familia.

El trabajo realizado ha mostrado el potencial de desacoplamiento entre demanda energética y crecimiento económico en nuestra economía, con lo que en el futuro es esperable que se pueda lograr impactos significativos con la aplicación continua de las medias señaladas y otras que puedan colaborar en el esfuerzo de eficiencia. De ese modo, algunas estimaciones sugieren que es posible que la eficiencia energética pueda suplir el 20% de nuestros requerimientos energéticos adicionales al 2020, convirtiéndose en un componente fundamental del desarrollo energético de largo plazo.

Desde el punto de vista de los requerimientos eléctricos del país, las proyecciones indican que al año 2020, sin eficiencia energética, sería necesario contar con una capacidad instalada adicional de más de 14.500 MW. La reducción de 20% en el consumo adicional del período 2008-2020 implicará disminuir los requerimientos de capacidad instalada adicional en 1.600 MW (algo más de 11% del total).

### **3.2.4 OPTIMIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA**

#### **3.2.4.1 *Apoyo a la Concreción de Inversiones Competitivas***

La eficiencia energética cumple una función importante en la satisfacción de las necesidades del país. Sin embargo, la observación comparativa de las situaciones de Chile con países de mayor nivel de desarrollo muestra que, aun cuando se implemente decidida y eficazmente una política de eficiencia energética, el aumento del consumo energético, en particular dentro del sector eléctrico, es una consecuencia inevitable del crecimiento económico. Por ello, aún si se logra una intensidad energética menor a medida que crezca el PIB, el crecimiento del ingreso *per capita* traerá aparejado un mayor consumo *per capita* de energía. En consecuencia, es esencial asegurar que las inversiones necesarias para satisfacer los requerimientos del crecimiento económico estarán disponibles oportunamente. Para cumplir con estos desafíos, se ha desarrollado un conjunto de acciones, en particular dentro del sector eléctrico, en materias regulatorias e institucionales.

El apoyo a las inversiones permite mejorar la seguridad de largo plazo, pues garantiza que el volumen de inversiones necesarias para sustentar el crecimiento económico y las otras necesidades de la sociedad se realicen efectivamente, tendiendo a apoyar también precios menores en el largo plazo. Adicionalmente, se debe velar porque las inversiones efectivas sean aquellas que apoyen, a través de bajos costos, la competitividad de nuestro país.

Para enfrentar estos desafíos, es esencial que el Estado ayude a reducir la incertidumbre para los inversionistas y los costos de transacción de los proyectos. Asimismo, se debe contar con una regulación en la cual los precios reflejen los costos asociados, que entregue estabilidad para el largo

---

<sup>90</sup> El consumo eléctrico en el SIC entre marzo y noviembre del año 2008 fue 1,6% menor al del mismo período en el año 2007.

plazo y que estimule mercados energéticos más competitivos, ampliando el número de actores y mejorando su funcionamiento.

En el sector eléctrico, las reformas introducidas a la Ley General de Servicios Eléctricos durante el año 2004 y 2005 (Leyes Cortas I y II)<sup>91</sup>, permitieron mejorar los incentivos para la inversión.

Las señales de precios posteriores a las reformas, tanto en el mercado spot como en el regulado, entregaron certidumbre a los agentes privados del sector eléctrico. Las inversiones en el segmento de generación se han visto apoyadas por estas acciones regulatorias. A la fecha, se encuentra contratado el 75 % del suministro requerido por las empresas distribuidoras del SIC para el año 2010. En el caso del SING, se encuentra en proceso de licitación el suministro requerido a partir del año 2012. En la misma línea, se enmarca la propuesta de modificación de las bases de licitación con el fin de reducir el riesgo en el período 2010-2011 ante la eventualidad de un año con pocas precipitaciones, evitando que los procesos de licitación sean declarados desiertos o que los precios resultantes para el resto del período del contrato sean excesivos.

Más recientemente, se estableció una ley de energías renovables no convencionales<sup>92</sup> para incentivar su ingreso a los sistemas eléctricos y una ley para asegurar la recuperación inmediata (vigente hasta marzo del 2011) del impuesto específico al diesel utilizado por empresas generadoras<sup>93</sup>.

Se debe consignar también la oportuna adaptación del precio de la energía a las nuevas condiciones de oferta/demanda y a los cambios en los precios de los insumos de generación, así como la estabilidad y certidumbre del precio de la potencia, esta última, principal señal de inversión para los promotores de proyectos de emergencia o capacidad de respaldo.

En el segmento de transmisión las principales acciones para apoyar las concreción de inversiones son el primer proceso de valorización y expansión de sistema de transmisión troncal, la regulación para el desarrollo de procesos de licitación de nuevas obras de transmisión troncal, el primer proceso de valorización y expansión de sistemas de subtransmisión, y la valorización, expansión y tarificación de sistemas medianos.

En el segmento de distribución se presentó indicaciones para perfeccionar el proyecto de ley que mejora los procesos tarifarios<sup>94</sup>. Asimismo, están siendo analizados los marcos regulatorios de California e Italia para ver la factibilidad y conveniencia de introducir mecanismos para incentivar a las empresas distribuidoras a que efectúen acciones pro-eficiencia energética.

En general, se ha fortalecido la regulación técnico económica del sector a través de una serie de reglamentos, tales como el reglamento para transferencias de potencia entre empresas generadoras<sup>95</sup>,

---

<sup>91</sup> Ley 19.949 (marzo de 2004) y ley 20.018 (mayo de 2005).

<sup>92</sup> Ley 20.257 (abril de 2008).

<sup>93</sup> Ley 20.258 (marzo de 2008).

<sup>94</sup> Boletín 5.511-03 (julio de 2008).

<sup>95</sup> Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos. Decreto Supremo 62, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (junio de 2006).

el reglamento de licitaciones de suministro de distribuidoras<sup>96</sup>, el reglamento para registro público de administradores provisionales<sup>97</sup>, el reglamento para tarificación de servicios asociados al suministro de electricidad<sup>98</sup>, el reglamento para estructura, funcionamiento y financiamiento del CDEC<sup>99</sup> y el reglamento para planes de seguridad<sup>100</sup>.

Adicionalmente, el Estado ha desarrollado una política de agilización de trámites administrativos que permite, sin reducir los estándares exigidos, los proyectos energéticos puedan tener procesos de evaluación más expeditos, en particular en temas ambientales. Con ese propósito, se ha efectuado un análisis técnico de ciertos temas significativos en algunos proyectos que permiten mejorar su evaluación y definir con precisión la necesidad de proponer eventuales modificaciones que puedan significar mejoras a los proyectos<sup>101</sup>.

Otras acciones de apoyo a las inversiones han sido dadas por estudios específicos, tales como el catastro de zonas factibles para instalaciones de turbinas de emergencia y el catastro de zonas potenciales para la instalación de complejos termoeléctricos<sup>102</sup>.

En lo que concierne a los combustibles, el crecimiento de la economía nacional y del consumo exige fortalecer los sistemas de logística para asegurar el adecuado suministro en los centros de consumo. Se ha invertido en nuevos terminales de combustibles y se ha incrementado la capacidad de almacenamiento, de transporte por ductos y por camiones para responder al crecimiento del consumo. El año 2008 se enfrentó un crecimiento del consumo de combustibles, que en el caso del diesel fue sin precedentes. Esta situación también exigió grandes esfuerzos de coordinación entre las empresas del sector energía, pero también una buena coordinación entre el sector público y privado.

Los resultados de las políticas en términos de inversión son categóricos. Las inversiones proyectadas en el ámbito energético para el período entre el 2008 y el 2012 suman del orden de 27 mil millones de dólares, lo que representa en torno al 43% del total estimado de grandes inversiones del

---

<sup>96</sup> Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica. Decreto Supremo 4, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (abril de 2008).

<sup>97</sup> Reglamento del artículo 146° tercero de la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporado por la ley 20.220, sobre requisitos y condiciones para integrar el registro público de administradores provisionales. Decreto Supremo 2, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (febrero de 2008).

<sup>98</sup> Reglamento para la fijación de precios de los servicios no consistentes en suministro de energía. Decreto Supremo 341, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (marzo de 2008).

<sup>99</sup> Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los centros de despacho económico de carga. Decreto Supremo 291, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (agosto de 2008).

<sup>100</sup> Reglamento para el requerimiento de planes de seguridad de abastecimiento a centros de despacho económico de carga. Decreto Supremo 97, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (diciembre de 2008).

<sup>101</sup> Entre estos estudios destacan el diagnóstico y estrategia para la protección del *Gaviotín Chico*, en relación con los proyectos termoeléctricos en Mejillones (UdeA (2008)), la auditoría internacional al estudio de impacto ambiental del proyecto geotérmico de perforación profunda en la zona El Tatío (PES (2008)) y el análisis del impacto sistémico en el medio marino de la operación simultánea de tres centrales en la costa de la Comuna de la Higuera (UCN (2008)).

<sup>102</sup> APPLUS (2007) y DEUMAN (2007).

período<sup>103</sup>. En el sector eléctrico, en los años 2007 y 2008 se instaló cerca de 1.300 MW de potencia y en los últimos tres años se ha aprobado en el SEIA proyectos por cerca de 9.200 MW de capacidad instalada. Más aún, los proyectos actualmente en evaluación dentro del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) bordean los 10.500 MW de capacidad adicional.

Se debe destacar también el avance en este período de ciertos proyectos emblemáticos para el país, tales como la planta de gas natural licuado en Quintero, el Complejo Industrial Coker de ENAP<sup>104</sup>, la planta de respaldo de gas natural en Peñalolén y los nuevos estanques de petróleo en Mejillones.

Resulta evidente que las iniciativas de política han sido eficaces para lograr resultados en términos de inversión en oferta energética, en particular eléctrica. Con estas inversiones no sólo se supera la crisis actual, sino además se garantiza una disponibilidad suficiente para los requerimientos de la próxima década. No obstante, se requiere también analizar las características de estas inversiones, de modo que no signifiquen mayores niveles de riesgo —por ejemplo, al aumentar la dependencia de alguna fuente o proveedor particular— o dificultades en el ámbito ambiental o territorial. Por ello, la combinación de tipos de fuentes, proveedores y orígenes de la energía juega también un papel central en la política.

#### **3.2.4.2 *Diversificación de Fuentes y Proveedores***

La suficiencia en la provisión total de energía debe ser equilibrada con una composición que permita manejar los riesgos e impactos asociados. En la actualidad, la composición de nuestra matriz nos expone a riesgos de suministro y costos, además de los riesgos asociados al cambio climático y al problema de impactos locales<sup>105</sup>.

La experiencia mundial tiende a mostrar que la optimización de la matriz energética, desde el punto de vista de su seguridad, implica utilizar adecuadamente todas las fuentes posibles y compatibles con las condiciones locales. Por ello, la política pública se orienta a maximizar la diversificación en todos los ámbitos: fuentes, proveedores y origen del aprovisionamiento<sup>106</sup>, buscando siempre contar con la complementariedad que proteja de diversos tipos de eventos. Para ello, se debe incentivar esta diversificación global en los proyectos e intervenir cuando no hay una acción privada oportuna.

El Estado puede tener un papel central para apoyar la diversificación, desarrollando la información necesaria que equilibre el conocimiento sobre diversas opciones, reduciendo el riesgo para los agentes privados en todos los tipos de fuentes y tecnologías, y asegurando que la regulación incentive

---

<sup>103</sup> CBC (2008).

<sup>104</sup> Permitirá procesar crudos más pesados provenientes de países como Brasil y Ecuador, lo cual posibilitará además incrementar la producción nacional de diesel en 16%; de gas licuado de petróleo en 15% y de gasolina en 6%, produciendo también gas de refinería, kerosén y carbón de petróleo.

<sup>105</sup> En el ámbito eléctrico, por ejemplo, se debe destacar el significativo aumento de centrales térmicas basadas en carbón, las cuales tienden a concentrar en exceso la matriz energética del SING. En el caso del SIC, las centrales a carbón son complementadas por el desarrollo de otro tipo de proyectos.

<sup>106</sup> En este marco, resultan de particular importancia los recursos de origen nacional, menos expuestos a riesgos de suministro y a la volatilidad de precios. Asimismo, en varios tipos de recursos naturales renovables Chile tiene una dotación importante, lo que sumado al desarrollo tecnológico actual permite que su aprovechamiento pueda implicar también un potencial de reducción de costos y, a menudo, menores impactos ambientales.

a cada opción en función de sus características, de modo que puedan competir en igualdad de condiciones. Asimismo, el Estado puede emprender ciertos proyectos específicos o intervenir directamente cuando se genera un valor al país por la diversificación que los privados no generarían por sí solos, ya sea por las características de los costos o la dificultad de capturar los beneficios sociales. En ciertos ámbitos la experiencia es esencial, por lo que atraer inversión externa reduciendo el riesgo y proveyendo información atractiva sobre el potencial disponible resulta vital.

En el largo plazo, el Estado puede también apoyar la diversificación, facilitando la transferencia tecnológica y apoyando los esfuerzos de investigación, desarrollo e innovación local. Aún cuando se opte por incorporar tecnología desarrollada fuera de Chile, es siempre necesario identificar y promover las opciones más adecuadas para nuestro país y las eventuales adecuaciones que permitirán que la fuente o tecnología sea mejor adaptada para incorporarse a la matriz nacional.

#### 3.2.4.2.1 Hidrocarburos

Chile es fuertemente dependiente de combustibles fósiles, los cuales constituyen el 70% del consumo primario, esencialmente de origen externo. En algunos casos, esta dependencia externa se concentra casi exclusivamente en un proveedor. En ese marco, una mayor diversificación de las fuentes y de proveedores de abastecimiento puede ser especialmente significativa para aumentar la seguridad energética, tanto desde el punto de vista del suministro como del costo.

Para lograr esta diversificación, el país debe buscar, paralelamente, un aumento en la producción nacional de diversas fuentes nacionales y en la cantidad de proveedores y fuentes posibles para aquella fracción que continúe siendo de origen externo. Asimismo, se debe diversificar las fuentes utilizables de energía para poder articular desde la demanda una matriz más flexible. Como complemento, es necesario también expandir la capacidad de almacenamiento para dar mayor seguridad al uso de las diversas fuentes.

Respecto del petróleo y gas natural, se ha fortalecido el trabajo de exploración y explotación pues, si bien hace varias décadas no se realizan descubrimientos mayores, se estima que aún existe un potencial de recursos no despreciable<sup>107</sup>. Se promueve acciones en tres niveles —público, mixto y privado— con el propósito de maximizar los resultados potenciales y reducir los plazos para alcanzar resultados.

La Empresa Nacional del Petróleo ha explorado directamente más de catorce pozos en los últimos dos años y más de tres mil kilómetros cuadrados, con sísmica 3D<sup>108</sup>. Además, se ha estimulado la celebración de Contratos Especiales de Operación (CEOPs), para explorar y explotar hidrocarburos. Los CEOPs permiten a los privados (nacionales o extranjeros), en forma autónoma, o en asociación con ENAP, realizar labores de exploración, recibiendo posteriormente una retribución en hidrocarburos en caso de éxito exploratorio y posterior explotación. A través de los CEOPs se ha buscado promocionar sobre todo la exploración de gas natural, especialmente con la participación de empresas extranjeras, considerando la experiencia y capacidades técnicas que estas poseen. En la actualidad hay trece CEOPs vigentes, principalmente en la región de Magallanes, nueve de las cuales

---

<sup>107</sup> Según los antecedentes disponibles en la CNE, al 2007 las reservas probadas eran de 16.750 millones de metros cúbicos de gas natural y cerca de 1.400.000 metros cúbicos de petróleo crudo.

<sup>108</sup> Esto representa más del 50% del total de exploraciones 3D realizadas a través de los años.

fueron licitadas recientemente<sup>109</sup>, con compromisos de inversión en exploración del orden de los 250 millones de dólares.

Como resultado de estos esfuerzos exploratorios, se dispone actualmente de un conjunto de nuevos yacimientos de gas natural y de petróleo, aportando aproximadamente 750 mil metros cúbicos diarios de gas y unos 7 mil barriles de petróleo mensuales a la producción nacional.

Con el propósito de incrementar la actividad exploratoria privada en petróleo, se están implementando tres medidas. Las primeras dos apuntan a aumentar la información disponible de manera de atraer al país a empresas con experiencia, mientras que la tercera segunda facilita el proceso de postulación y otorgamiento de los CEOPs. La primera de las medidas consiste en un programa multi-cliente de levantamiento de información geológica costa afuera en la cuenca pacífico. En este programa, una empresa privada especializada en exploración *offshore* asume el riesgo exploratorio de una parte o toda la cuenca *offshore* de Chile, bajo el compromiso del Estado de realizar una serie de rondas licitatorias en las cuales la empresa que haya realizado la exploración proveerá la información a los participantes.

Como complemento, se ha propuesto la creación de un banco de datos petrolero nacional con la información generada durante la exploración de contratos vigentes o directamente por el Estado, optimizando el almacenamiento, mantención y distribución de los datos crudos generados. En tercer lugar, se ha propuesto establecer un procedimiento expedito y más claro para la tramitación de los CEOPs con el propósito de facilitar la suscripción de éstos y otorgar certeza a las empresas.

Para el desarrollo del potencial nacional de carbón<sup>110</sup>, se contempla facilitar al máximo la explotación de las cuantiosas reservas ubicadas en Isla Riesco, al norte de Punta Arenas, adjudicando concesiones mineras tanto en arriendo como en opción de compra. El año 2007 la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) realizó una licitación sobre tres concesiones mineras en este sector y adjudicó dos a un Consorcio formado por COPEC y ULTRAMAR, las cuales han iniciado el proceso de evaluación ambiental para desarrollar el terminal marítimo en el lugar. Al concretarse estas iniciativas privadas, se estima que la dependencia externa del carbón se reduciría desde un 96% del año 2007 a un 64% en el año 2012.

Como complemento al desarrollo de los recursos nacionales, se ha hecho esfuerzos para tener acceso a más fuentes y proveedores internacionales.

Los proyectos y el desarrollo de terminales para recibir y regasificar gas natural licuado permitirán más opciones de aprovisionamiento y reducir la dependencia de un proveedor generada por la introducción del gas natural en la matriz energética de la zona norte, centro y sur a fines de los años noventa. Si bien inicialmente se dispuso de una opción económica y abundante, ante las restricciones en el abastecimiento, el Estado tomó la iniciativa de impulsar decididamente (a través de ENAP y

---

<sup>109</sup> Cabe señalar que la modificación legal (Ley 20.219, septiembre de 2007) que igualó el tratamiento de las regalías al Fondo de Desarrollo de Magallanes de las empresas signatarias de los CEOPs al de ENAP fue esencial para asegurar la viabilidad política de la expansión del mecanismo de los CEOPs en la Región de Magallanes.

<sup>110</sup> La explotación de carbón fue significativa en la primera mitad del siglo XX pero declinó con rapidez en la segunda mitad. No obstante, hay aún reservas que podrían ser significativas. Las estimaciones recopiladas por la CNE indican que las reservas probadas y probables alcanzan a 700 millones de toneladas, con más del 90% en Isla Riesco.

CODELCO) la diversificación de la oferta de gas natural. Los terminales propuestos, en Quintero y Mejillones, han tenido avances significativos que permitirían su puesta en marcha durante los años 2009 y 2010, respectivamente.

Las inversiones en instalaciones del Complejo Coker para procesar crudos más pesados, permitirán el suministro de una mayor variedad de crudo y, por ende, de distintos orígenes<sup>111</sup>.

Se debe destacar la participación de actores privados en todos los proyectos industriales liderados por empresas estatales<sup>112</sup> orientados a la seguridad energética, lo que demuestra que estos proyectos son, además, razonables desde el punto de vista estrictamente financiero.

En la diversificación en el uso se destaca que las empresas generadoras eléctricas hayan realizado las inversiones que hoy permiten contar con toda la capacidad instalada a gas natural en condiciones de operar con diesel (salvo en Magallanes). También se debe resaltar la disponibilidad de respaldo para la red residencial y comercial, la cual se completó en Santiago por medio de la instalación de la planta de propano-aire en la comuna de Peñalolén.

En lo que respecta a la capacidad de almacenamiento, se espera que continúe en aumento en los próximos años. En los últimos años, la empresa COPEC ha aumentado su capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos en las zonas centro y sur de Chile y, recientemente, se ha dado inicio a un proyecto para triplicar la capacidad de almacenamiento en Mejillones. Por otra parte, se aumentó la capacidad de almacenamiento propuesta en la planta de GNL de Quintero para disponer de mayores márgenes de seguridad.

#### 3.2.4.2.2 Biocombustibles

Durante las próximas décadas, se estima que los combustibles fósiles líquidos continuarán siendo el eje de la energía en el sector transporte, lo cual genera una fuerte dependencia de proveedores externos. De este modo, un sector esencial del país está expuesto a la volatilidad y eventual aumento del precio del petróleo y de sus derivados. Adicionalmente, la utilización de combustibles fósiles en el transporte tiene importantes impactos ambientales al nivel local y global.

Los biocombustibles representan una alternativa a los combustibles fósiles líquidos, esencialmente para el parque vehicular, aunque también puedan tener aplicaciones en ciertas áreas industriales. La introducción de bioetanol en lugar de gasolina y de biodiesel en lugar de petróleo diesel, permitiría reducir las emisiones negativas al ambiente (sobre todo material particulado y dióxido de carbono), bajar la dependencia externa, en el caso de disponer de producción local, y reducir la exposición a la volatilidad de precios, además de abrir la posibilidad de menores precios.

---

<sup>111</sup> En paralelo, se propende a que el Estado suscriba acuerdos comerciales con países proveedores de combustibles a efecto de evitar la desviación de comercio producto de diferencias arancelarias y así disponer de las opciones más competitivas.

<sup>112</sup> En el caso del Complejo COKER, participan también las empresas Foster Wheeler, Ferrostal y Técnicas Reunidas; en la planta de GNL de Quintero, ENAP está asociada con BG Group, ENDESA y METROGAS, mientras que en Mejillones CODELCO está asociada con SUEZ Energy.

En la actualidad, en Chile no hay un uso relevante de biocombustibles, lo que sí está ocurriendo en varios países (Brasil, Estados Unidos, Francia, Suecia y Alemania, por ejemplo). En ese marco, existe la oportunidad de obtener beneficios de los biocombustibles a través de la importación desde mercados cercanos y de gran desarrollo como Brasil, con precios muy competitivos. Además, existe un espacio importante para el desarrollo local de biocombustibles aprovechando los recursos naturales disponibles en Chile así como los avances tecnológicos de los últimos años.

Para avanzar en la incorporación de los biocombustibles se requiere cumplir un conjunto de etapas regulatorias, técnicas e institucionales.

Una etapa esencial fue la autorización de comercialización<sup>113</sup> de mezclas de bioetanol con gasolina y de biodiesel con petróleo diesel compuestas en un 5% del biocombustible, lo cual permite utilizarlos sin necesidad de hacer ajustes a los vehículos. La implementación de esta norma, incluyendo la definición de procedimientos de certificación y de comercialización, requiere una institución fiscalizadora capaz de supervisar su aplicación; por ello se ingresó al parlamento un proyecto de ley, actualmente en discusión, para entregar a la SEC las atribuciones de fiscalización en la materia<sup>114</sup>.

Para apoyar la incorporación en los mercados, se estableció un incentivo tributario a la utilización de biocombustibles, eximiéndolos del impuesto que se aplica a los derivados del petróleo en el transporte<sup>115</sup>. Un complemento ha sido el acuerdo establecido con Brasil para la importación y pruebas de biocombustibles.

Dado que se autoriza y fomenta el uso de biocombustibles en ciertas condiciones, se requiere mayor información que permita evaluar los alcances e implicancias de las normativas propuestas así como posibles ajustes pertinentes. ENAP, en coordinación con diversos organismos públicos vinculados a la materia, está avanzando en tal sentido, analizando los impactos ambientales efectivos de la mezcla propuesta y las mejores características de la gasolina para mezclar<sup>116</sup>. Asimismo, se está analizando las posibles necesidades en términos de modificación en la logística de distribución de los combustibles.

Junto a estos análisis básicos, se requiere potenciar la investigación y el desarrollo tecnológico para evaluar y posibilitar un desarrollo de la producción nacional en el largo plazo, pues, dadas las condiciones y tipos de recursos disponibles en Chile, se puede vislumbrar un potencial significativo de producción de biocombustibles de segunda generación<sup>117</sup>. Este potencial está concentrado especialmente en material lignocelulósico y en algas, además de algunos cultivos exóticos (como la *jatropha* o la higuera). Si bien hay importantes avances en la materia a nivel mundial, será necesario llevar a cabo adaptaciones y optimizar los procesos de producción, en función de las características de nuestros recursos naturales y de las condiciones específicas de Chile.

---

<sup>113</sup> Decreto Supremo 11, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (enero 2008).

<sup>114</sup> Boletín 6088-05, inició trámite legislativo en septiembre 2008.

<sup>115</sup> Resolución 30 (abril del 2007) del Servicio de Impuestos Internos.

<sup>116</sup> Cabe mencionar también las pruebas que está realizando CODELCO en términos del impacto de su utilización en ciertas maquinarias que se utilizan en la minería subterránea.

<sup>117</sup> Se refiere a biocombustibles que se produce a partir de biomasa que no tiene uso alimenticio.

Por lo anterior, además de los esfuerzos normales de investigación y desarrollo apoyados por entidades como CONICYT, se implementó el año 2008 un concurso financiado por CORFO para la conformación de consorcios de investigación en biocombustibles a partir de biomasa forestal. Este concurso fue apoyado por recursos públicos de unos 4 mil millones de pesos, aporte sin precedentes en Chile para actividades de investigación y desarrollo. Como resultado, se apoyó dos consorcios en los que participan las principales empresas forestales y algunas de las principales universidades del país, con una inversión total de unos 7 mil millones de pesos. Los consorcios se pondrán en marcha el 2009 y tendrán un plazo de 5 años para presentar soluciones tecnológicas innovadoras que alcancen altos niveles de impacto en la obtención de biocombustibles de segunda generación.

Adicionalmente, con el propósito de expandir la base de conocimiento y difundir las mejores prácticas en el desarrollo y uso de biocombustibles, se han organizado giras técnicas a Estados Unidos, Brasil y Alemania, que han permitido interiorizarse de los últimos avances tecnológicos. Asimismo, se han realizado estudios sobre el potencial de la biomasa para producción de biocombustibles y se ha organizado, en conjunto con instituciones públicas y privadas, seminarios y talleres especializados en Chile, en los cuales han participado expertos de primer nivel internacional<sup>118</sup>.

Desde la perspectiva institucional, los biocombustibles tienen implicancias intersectoriales. Por ello, para coordinar las acciones concretas, planes, políticas y medidas para el desarrollo de la cadena de valor de los Biocombustibles y demás actividades relativas a la implementación de estos nuevos combustibles en el mercado nacional, a mediados del 2008 se creó la Comisión Asesora Interministerial en materia de Biocombustibles en Chile<sup>119</sup>.

Las acciones señaladas se dan en un contexto en el que se comienza a observar el desarrollo de biocombustibles de primera generación a partir de productos tales como grasas animales o producción marginal de cultivos tradicionales (raps). Además, se observa el desarrollo de proyectos piloto y de grupos de investigación y trabajo conjunto de universidades y empresas. En la medida que se mantenga este nivel de interés y desarrollo, se puede vislumbrar una creciente incorporación de esta opción al mercado de los combustibles líquidos. En efecto, los antecedentes técnicos y económicos disponibles hasta el momento, sugieren que los biocombustibles podrían alcanzar a cubrir hasta un 10% del consumo de los vehículos motorizados terrestres al año 2020, aportando mayor diversidad a la matriz energética.

#### 3.2.4.2.3 Biomasa - Leña

La biomasa en Chile tiene un rol significativo dentro de la matriz energética chilena. Esta utilización está fuertemente centrada en el uso para energía térmica de los hogares generada partir de la leña, si bien la biomasa para generación eléctrica también representa un aporte<sup>120</sup>. De acuerdo con los antecedentes disponibles del balance de energía, la leña es el tercer recurso energético más usado en

---

<sup>118</sup> Primer seminario internacional sobre biocombustibles Jatropha 2008 (organizado por la CNE en conjunto con la Universidad de Chile) durante el cual se constituyó la red latinoamericana de investigación de la Jatropha.

<sup>119</sup> Decreto 128, Ministerio de Minería (agosto de 2008).

<sup>120</sup> El aporte al SIC es inferior al 2%, pero debe tomarse en cuenta que una parte significativa de la generación es utilizada directamente por las empresas y no ingresa al sistema.

Chile. Diversas fuentes estiman que la leña aporta más del 90% de la calefacción de la zona sur del país y además genera un flujo estimado de 115 mil millones de pesos anuales<sup>121</sup>, moviendo economías locales y campesinas.

El uso de la leña permite una diversificación de las fuentes energéticas totales y reduce la dependencia de fuentes importadas con riesgo de suministro y volatilidad de precios, si bien la concentración del sector residencial en esta fuente de energía, sobre todo los estratos más pobres, implica también riesgos.

En lo inmediato, la forma de generación y utilización de este combustible tiene impactos ambientales significativos. Por una parte, el uso de leña húmeda y con combustión ineficiente es catalogado como responsable de la contaminación atmosférica de una parte importante de las localidades del sur de Chile, transformándose en un problema de salud pública. Además, genera impacto en la contaminación intradomiciliaria de los hogares que utilizan tecnologías menos avanzadas<sup>122</sup>. Por otra parte, su extracción informal, sin planes de manejo ni consideraciones de sustentabilidad, ha tenido por resultado una presión sobre el bosque nativo.

Si bien los impactos ambientales del uso de la leña y sobre los recursos naturales son significativos, se debe notar que no existe un sustituto asequible y competitivo para ésta y que su uso es parte de la cultura tradicional de buena parte de la zona sur del país. Por ello, la opción de prohibir su utilización como forma de evitar los impactos negativos no sólo limitaría las opciones disponibles para la energía residencial, sino además resultaría socialmente perjudicial.

El desarrollo de largo plazo de la leña exige conciliar su uso con las restricciones ambientales y de los recursos. Para ello, una primera etapa consiste en elaborar una regulación adecuada para el uso de la leña. Con ese propósito se está elaborando un proyecto de ley que le da a la SEC las atribuciones de fiscalización sobre el uso del combustible, estableciendo la obligatoriedad de certificación tanto de los artefactos que la utilizan, como del combustible en sí mismo (esencialmente en cuanto a su porcentaje de humedad).

Como complemento a esta regulación, son importantes las acciones de otros agentes públicos y privados en la supervisión de la cadena de comercialización de la leña, de modo que su extracción, al igual que su uso, sean sustentables. En ese sentido, la nueva ley de bosque nativo, que contempla un sistema de incentivos para la preservación y manejo de estos bosques<sup>123</sup>, puede abrir la oportunidad para una gestión sustentable de la leña que agregue valor a su utilización.

La leña puede ser una oportunidad para Chile, pues es un recurso natural renovable capaz de aportar de manera significativa una fuente competitiva a la matriz energética. Los avances tecnológicos permiten reducir los impactos ambientales y aumentar la eficiencia de la combustión a leña y ciertos desarrollos industriales de la materia prima, como los *pellets*, ya comienzan a mostrar avances en Chile

---

<sup>121</sup> Ver, por ejemplo Buschel, Hernández y Lobos (2003).

<sup>122</sup> Se estima que hay cerca de 200 mil artefactos de calefacción con alto impacto intradomiciliario (braseros y salamandras). Al respecto ver CNE (2008 b).

<sup>123</sup> Ley 20.283 (Julio del 2008).

para potenciar formas alternativas de uso. Por ello, la opción de avanzar hacia una utilización sustentable la leña resulta promisoría.

En ese contexto, se está realizando un conjunto de estudios que permitan caracterizar con mayor precisión la situación de la generación, intercambio y uso de este combustible, para enfocar propuestas de políticas públicas específicas. Entre otros aspectos, se está estudiando opciones de aprovisionamiento y opciones técnicas de utilización. En particular, se estudia el potencial de nuevas formas de organización del mercado para el uso de leña de calefacción (eventualmente aplicables a la biomasa en general), tales como la calefacción distrital, considerando sus ventajas y requerimientos técnicos, impactos y modelos de negocios que permitan su ingreso.

La leña es la principal, pero no la única, fuente energética de biomasa disponible en Chile. En octubre comenzó a operar una planta de biogás para producir gas de ciudad a partir de aguas servidas destinado al consumo residencial en Santiago. Esta planta puede aportar hasta el 4% del consumo diario de gas de los hogares capitalinos. Adicionalmente, en el mes de marzo comenzarán a operar los primeros motores de generación eléctrica en base al biogás producido en un vertedero de la región metropolitana.

Con el propósito de estimular la introducción de más opciones de generación basadas en biomasa se ha hecho un esfuerzo por desarrollar una base de información pública para reducir los costos y la incertidumbre de las potenciales inversiones basadas en biomasa, entre los que se cuenta la evaluación del potencial de generación de biogás a partir de biomasa y de la disponibilidad de residuos de la industria de la madera aprovechables energéticamente, así como un estudio sobre el potencial de generación eléctrica de residuos del manejo y cosecha forestal<sup>124</sup>

#### 3.2.4.2.4 Solar Térmica

La disponibilidad de energía solar es una gran oportunidad para proveer una alternativa adicional para suplir las necesidades térmicas de los hogares, aportando a la diversificación, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y, por lo tanto, la dependencia externa y la exposición a la volatilidad de los precios, así como los impactos ambientales asociados a su uso.

En Chile la energía solar es una fuente de energía abundante en gran parte del territorio y, en muchos lugares, se dispone de un nivel de radiación solar excepcional<sup>125</sup> que le permite ser altamente competitiva, con lo que puede ayudar a proveer agua caliente a una parte importante de la población, incluyendo a aquella porción que hoy día no tiene acceso<sup>126</sup>. Algunos estudios indican que, en la mayor parte del territorio, el valor del ahorro en la provisión de agua caliente supera ampliamente los costos de los equipos<sup>127</sup>, haciéndolos rentable incluso desde el punto de vista netamente privado.

---

<sup>124</sup> CNE & GTZ (2007 a), CNE & GTZ (2008 a) y CNE, GTZ & INFOR (2007).

<sup>125</sup> Los antecedentes disponibles (CNE, PNUD, UTFSM (2008)) muestran que al norte de la región de Valparaíso hay una radiación solar promedio por sobre los 5 KWh/m<sup>2</sup>/día, con zonas excepcionales en el ámbito mundial como el desierto de Atacama, que alcanza los 5,6 KWh/m<sup>2</sup>/día.

<sup>126</sup> Según el último censo, INE (2003), sólo el 57% de los hogares chilenos posee un medio de producción de agua caliente sanitaria.

<sup>127</sup> Ver, por ejemplo, Transenergie, PNUD & CNE (2006 a)

Para materializar este potencial de mercado en plazos más reducidos es necesario hacer frente a las diversas barreras que impiden su materialización, entre las cuales se cuentan problemas de información y de costos.

Un primer elemento a considerar es la necesidad de establecer una base de demanda de largo plazo que esté en condiciones de aprovechar estas oportunidades. Dado que las instalaciones de los paneles solares térmicos son realizadas en inmuebles individuales, se requiere que los usuarios potenciales tengan garantías de la utilidad de la tecnología a través de sistemas de certificación. Esto evitará el potencial desprestigio de la tecnología ante instalaciones de baja calidad, garantizando un flujo de usuarios de largo plazo. También es un aporte disponer de estándares mínimos de calidad de estos equipos, para garantizar que se hace un aprovechamiento efectivo de los recursos disponibles y que se maximiza la rentabilidad económica de las instalaciones. Adicionalmente, se requiere mostrar, con resultados concretos, la seguridad de los colectores desde el punto de vista de la provisión que realizan. En todos estos ámbitos existen líneas de trabajo para entregar los instrumentos y regulaciones adecuadas, en las cuales el aporte de la cooperación internacional, en particular del Global Environmental Facility (GEF), ha sido de gran importancia.

Por el lado de la oferta, se requiere aumentar la disponibilidad de equipos y de instaladores capacitados para profundizar el mercado y poder ofrecer más alternativas adaptadas a las situaciones particulares de las viviendas. Se cuenta ya con instituciones de educación técnica que están incorporando los colectores solares dentro de su formación de instaladores (INACAP).

Los proyectos demostrativos juegan un rol importante para promover el mercado, mostrándoles a demandantes y oferentes el funcionamiento efectivo de los sistemas. En la actualidad ya existen una serie de instalaciones solares térmicas en instituciones públicas y privadas, como escuelas, edificios institucionales, empresas productivas y también en algunos nuevos edificios residenciales.

Finalmente, un incentivo que acelerará la incorporación masiva de los colectores solares térmicos en la matriz energética es el proyecto de ley que otorga un crédito tributario a la instalación de colectores solares térmicos en viviendas nuevas<sup>128</sup>. El beneficio propone que las viviendas de hasta 2.000 UF sean beneficiadas con un 100% de franquicia tributaria, disminuyendo progresivamente el crédito hasta llegar a 0 en viviendas de más de 4.500 UF. Junto al beneficio tributario se establecen normas técnicas y un sistema de certificación. Esta es una propuesta de apoyo que busca dar un impulso para que se desarrolle el mercado, se capaciten instaladores y se establezca un sistema de certificación. El incentivo tributario es transitorio (cinco años) porque una vez que se logre los objetivos propuestos, la rentabilidad privada de la instalación de esta tecnología debiera asegurar la sustentabilidad del mercado sin necesidad de incentivos fiscales.

#### 3.2.4.2.5 Hidroelectricidad Convencional

El recurso hídrico es uno de los principales recursos energéticos de Chile (específicamente para generación eléctrica y en particular en el área del Sistema Interconectado Central), lo cual se debe a las características geográficas del país, que permite importantes alturas de caída en distancias geográficas relativamente cortas. Esto lleva a que los costos hidroeléctricos sean competitivos tanto

---

<sup>128</sup> Boletín 6174-05 (ingresado a tramitación en octubre de 2008).

en grandes como pequeños proyectos. Adicionalmente se trata de una tecnología sobre la cual existe un alto nivel de conocimiento en el país, lo que minimiza los costos de desarrollo.

Existe aún un potencial importante para generación eléctrica a través de proyectos hídricos convencionales. Algunas estimaciones indican que este potencial podría alcanzar del orden de 20 mil MW de capacidad instalada<sup>129</sup>. El aporte de la generación hídrica al sistema eléctrico es de gran importancia pues se trata de una generación que no tiene un impacto climático significativo a escala global cuando se le compara con fuentes de generación alternativas (por ejemplo, carbón o incluso gas natural). Además, se trata de un recurso nacional que aporta, desde esa perspectiva, a la seguridad del sistema reduciendo algunos riesgos de suministros y la exposición a la volatilidad de los precios de los combustibles que Chile importa para la generación eléctrica. No obstante, como se ha ya se ha señalado, la variabilidad hidrológica implica también un cierto riesgo de suministro para la matriz eléctrica.

Por ello, la política energética considera esencial lograr el mayor aprovechamiento racional del potencial hidroeléctrico del país, tomando en cuenta las implicancias sobre la seguridad del sistema además de las consideraciones ambientales pertinentes respecto a los impactos locales.

Desde la perspectiva de la seguridad energética, el desarrollo futuro de la hidroelectricidad debe considerar los cambios significativos en el régimen hidrológico que se espera en el país como resultado del cambio climático. Según los análisis del panel internacional de expertos y los estudios nacionales complementarios<sup>130</sup>, tres efectos serán relevantes para la orientación estratégica de la generación hidroeléctrica en el país. El primero de ellos será la reducción en el promedio de la pluviometría en la zona centro-sur (al norte de Chiloé). El segundo efecto será la menor acumulación de nieve en la alta cordillera. El último efecto será la mayor frecuencia de los fenómenos del “Niño” y la “Niña”, lo cual implicará una mayor variabilidad hidrológica en la zona centro-sur del país.

Esta evolución climática muestra la necesidad de aumentar la capacidad de embalse con potencial de regulación anual e interanual, con el propósito de permitir una acumulación de energía (y del recurso hídrico en general) acorde con las nuevas condiciones meteorológicas. Asimismo, la realización de proyectos hidroeléctricos en aquellas zonas del país en la cual la disponibilidad del recurso sea mayor y la variabilidad menor, se impone como un imperativo energético fundamental. Por ello, en la medida que se cumpla adecuadamente con las normas ambientales y territoriales, se hace evidente que la generación hidroeléctrica al sur del Canal de Chacao debería incrementarse para aprovechar adecuadamente el recurso y mantener niveles de seguridad adecuados.

En los últimos tres años se han aprobado proyectos hidroeléctricos por una potencia total de casi 900 MW. Actualmente hay proyectos en proceso de Evaluación de Impacto Ambiental por más de 10.500 MW, de los cuales más de 3.700 MW son proyectos hidroeléctricos. Se destacan 2.750 MW en la zona de Aysén ingresados el segundo semestre del 2008. También cabe mencionar el anuncio del ingreso al sistema en esa misma zona de un nuevo proyecto por más de 1.000 MW para el primer semestre del próximo año.

---

<sup>129</sup> Si se considera los proyectos que han ingresado al SEIA en los últimos años más otras iniciativas concretas que están siendo estudiadas por empresas generadoras, ya se tiene una disponibilidad de proyecto por 10.500 MW.

<sup>130</sup> IPCC (2008) y PROGEA-UCH (2008 b).

De acuerdo con las proyecciones realizadas utilizando el modelo de optimización del plan de obras indicativo de la CNE, entre los años 2008 y 2020, del orden de 34% de la expansión de los sistemas SIC y SING sería cubierta por proyectos hidroeléctricos convencionales (algo más de 4.400 MW de un total de casi de 13 mil MW a ser instalados)<sup>131</sup>.

#### 3.2.4.2.6 Electricidad con Fuentes No Convencionales<sup>132</sup>

La generación eléctrica con energías renovables no convencionales es una herramienta que permite apoyar tanto el aumento de la oferta requerida (con recursos que pueden resultar competitivos), como a la seguridad energética y al cumplimiento de objetivos ambientales y de equidad. En ese sentido, es una herramienta de política de particular valor.

Las tecnologías no convencionales permiten incorporar a la matriz de generación eléctrica nacional fuentes de energía primaria autóctonas y tecnologías de generación con altos grados de desarrollo y confiabilidad. El nivel de los precios de la energía observado en los últimos períodos implica que buena parte de estos proyectos son competitivos y deberían serlo aún más en la próxima década, en la medida que las empresas proveedoras de equipos en el mundo aumentan y la industria de servicios en Chile se consolida.

Además, las ERNC son, en general, menos invasivas que las fuentes tradicionales, pues producen impactos ambientales muy bajos o nulo, son compatibles o complementarias con otras actividades económicas, permiten un desarrollo distribuido geográficamente y contribuyen a mitigar los efectos que el consumo energético mundial está teniendo en el clima del planeta. Finalmente, el hecho de que diversos tipos de recursos estén disponibles a lo largo del país, contribuye al potencial de soluciones locales en zonas en las cuales, por restricciones de infraestructura o costos, son inviables las formas tradicionales de suministro.

Las características geográficas y climáticas de Chile muestran que en todo el país existe disponibilidad de algún tipo de energía renovable susceptible de ser usada para generación eléctrica. En efecto, las estimaciones realizadas sobre el potencial técnico y económico de generación eléctrica muestran que con las tecnologías actuales es posible instalar capacidad por más de 12 mil MW<sup>133</sup>. Si se considera, además, que en el mundo estas tecnologías tienen una participación promedio del orden del 5%<sup>134</sup> de la capacidad instalada mientras en Chile se llegaba al 2,7% de la capacidad total en el año 2007, resulta evidente que, dada nuestra dotación de recursos, existe un espacio significativo para crecimiento en estas formas de generación.

---

<sup>131</sup> Como referencia, los proyectos termoeléctricos a carbón cubrirían casi 38% de la expansión, mientras que el resto de los proyectos termoeléctricos cubrirían del orden del 10% y los ERNC algo más del 18%.

<sup>132</sup> Las energías renovables “no convencionales” (ERNC) corresponden a aquellas fuentes, o combinaciones de fuentes de energía y de tecnología, no extendidas en el país. Incluyen las energías eólica, geotérmica, solar (térmica y fotovoltaica), de la biomasa (sólida, líquida y biogás), de los mares (corrientes marinas, mareas, olas y gradientes térmicos) e hidráulica (restringida a pequeñas centrales, definidos, en Chile como aquellos menores a 20 MW de capacidad instalada). Las ERNC coinciden, grueso modo, con lo que internacionalmente suele denominarse “nuevas energías renovables”.

<sup>133</sup> Estimaciones CNE. Se incluye geotermia, eólica, biomasa y pequeña hidráulica.

<sup>134</sup> REN21 (2008). Debe notarse que el reporte considera las pequeñas hidroeléctricas hasta los 10 MW.

Dado lo anterior, y considerando el creciente aumento de competitividad y maduración tecnológica de las ERNC, su incorporación a la matriz de generación eléctrica nacional es inevitable en el largo plazo. Sin embargo, existe un conjunto de barreras que afectan la inversión en este tipo de energías, dificultando su capacidad de competir en igualdad de condiciones en los mercados y demorando su incorporación.

Las barreras surgen por el hecho de que algunas características de los proyectos ERNC y de parte importante de sus promotores, no les permiten asumir, de igual forma que los proyectos y emprendedores tradicionales aquellos riesgos asociados a la comercialización final de la energía<sup>135</sup>. Además, se ven afectados por el menor tamaño de los proyectos, la dedicación relativamente mayor que demanda su evaluación y el riesgo que implica la introducción de tecnologías innovadoras. Entre las barreras comunes a todos los tipos de ERNC se cuenta las siguientes:

- Baja disponibilidad de información sobre recursos energéticos.
- Incertidumbre sobre tramitación de permisos para tecnologías nuevas.
- Marco regulatorio en desarrollo (se comienza a esbozar recién en el 2004).
- Infraestructura precaria (especialmente de acceso a algunos recursos).
- Dificultad de acceso al crédito (intensivos en capital con largos periodos de recuperación).
- Incertidumbre sobre opciones tecnológicas, costos y desempeño.
- Pocos prestadores locales de servicios.
- Necesidad de adaptar la operación de los sistemas a una mayor presencia de fuentes intermitentes<sup>136</sup>

Además, existen barreras adicionales aplicables a algunos potenciales inversionistas que participan en este mercado, pues algunos de estos no tienen como giro de negocios principal el de generación eléctrica<sup>137</sup>, desconociendo el mercado y los modelos de negocios que se abrieron con las modificaciones legales de la presente década.

Cabe notar que en el caso particular de la energía geotérmica, existe una barrera específica derivada del elevado riesgo de la exploración. Al igual que en la exploración petrolera, la geotermia requiere de inversiones significativas que se realizan en etapas sucesivas y de creciente inversión. Al inicio de la exploración geotérmica, si bien los costos incurridos son relativamente menores, la probabilidad de ubicar un reservorio geotérmico comercialmente atractivo no es muy alta. En la etapa de

---

<sup>135</sup> Es importante notar que las barreras no son iguales para todos los ERNC dada la diversidad de fuentes y de tecnologías asociadas así como la heterogeneidad en el tipo de inversionistas potenciales.

<sup>136</sup> Como la eólica o la mini hidráulica sin regulación.

<sup>137</sup> Por ejemplo, los propietarios de las fuentes de energías renovables (derechos de agua) o de predios con recursos (por ejemplo, eólicos) suelen tener la percepción de un elevado riesgo de estos proyectos y, por ende, exigen retornos de capital superiores a los “normales”. Además, a menudo subestiman las complejidades asociadas y toman más tiempo en las etapas de evaluación de factibilidad técnica y económica de los proyectos.

exploración con pozos profundos (2 o más), que permite confirmar la existencia del recurso, la perforación es muy costosa (varios millones de dólares por pozo).

La estrategia de política para incorporar estas tecnologías en los sistemas eléctricos chilenos se basa en reducir al máximo posible las barreras antes descritas, en particular reduciendo el riesgo “sobrenormal” asociado a estas tecnologías, permitiendo una verdadera “neutralidad” en que todas las formas de generación eléctrica compiten en igualdad de condiciones. Algunas de estas barreras se superarán en la medida que el mercado nacional acumule experiencia en la realización de proyectos con ERNC, pero la superación de otras requiere medidas específicas.

Las medidas emprendidas en la remoción de las barreras, junto con la maduración de estas tecnologías y el aumento de los precios de la energía convencional, han tenido un rol fundamental para acelerar el desarrollo del mercado de las ERNC en el país. Se observa un creciente interés de inversionistas nacionales e internacionales en el desarrollo de estos proyectos en el país así como en la puesta en marcha de los primeros proyectos en el Sistema Interconectado Central que usan energía eólica y biogás así como de nuevas centrales hidroeléctricas pequeñas y de biomasa.

Dos han sido las principales líneas de acción emprendidas para reducir las barreras: el perfeccionamiento del marco regulatorio del mercado eléctrico y la implementación de instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión en ERNC.

La primera línea de acción busca asegurar que las reglas en las que se desenvuelve el mercado eléctrico consideren las particularidades de las ERNC, de modo que éstas se incorporen de manera armónica al mercado y sistemas eléctricos. De igual forma, espera establecer las condiciones para materializar una cartera de proyectos ERNC que permita acelerar el desarrollo del mercado, eliminar las barreras comunes que enfrentan y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología. Esta línea de acción se consolidó con la promulgación de la ley para el desarrollo de las ERNC<sup>138</sup>.

La segunda línea de acción busca mitigar las barreras específicas que afectan a cada tipo de ERNC y generar las condiciones para que todas las ERNC compitan en igualdad de condiciones entre ellas. Dado que se trata de un grupo muy diverso de recursos renovables y tecnologías, algunas tienen pocos problemas para desarrollarse en el país (como la pequeña hidráulica) mientras otras, ya sea por su carácter novedoso, por el tipo de emprendedor que la impulsa, o por las características propias del recurso, tienen barreras específicas que limitan su desarrollo.

### *Perfeccionamiento del marco regulatorio*

La modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos<sup>139</sup> del 2004 estableció por primera vez un beneficio subsidiario (subsidio cruzado) para las energías no convencionales al formalizar la excepción del pago de peaje de transmisión troncal. Adicionalmente, se eliminaron barreras de entrada al mercado de generación, las cuales afectaban de mayor manera a proyectos medianos y pequeños, con propietarios que no son las empresas tradicionales y con necesidad de conectarse a redes de distribución. Todos los medios de generación, independientemente de su tamaño, propiedad

---

<sup>138</sup> Ley 20.257 (marzo de 2008).

<sup>139</sup> Ley 19.940 (marzo de 2004).

o nivel de conexión, tienen el derecho a participar de las transferencias coordinadas por los CDEC. Con ello todos los generadores tienen mercados similares para sus productos eléctricos: spot, cliente libre y empresas distribuidoras.

- Las centrales menores a 9 MW que vendan sus productos al mercado spot tienen derecho a un mecanismo de estabilización de los precios de la energía en ese mercado.
- Los operadores de las redes de distribución deben permitir la conexión de las centrales de hasta 9 MW a sus redes. Ello complementa el acceso abierto a las redes de transporte que previamente estaba establecido.
- Las centrales que utilicen fuentes de energías no convencionales están exentas del pago de peaje troncal. La exención es total para centrales menores a 9 MW y parcial, para centrales entre 9 y 20 MW.

Otra modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos en el 2005<sup>140</sup> permitió la suscripción de contratos de suministro de largo plazo entre generadores y empresas distribuidoras, aportando estabilidad a la remuneración de la energía en el periodo de los contratos. Con ello, las empresas tradicionales pueden incluir con menor riesgo en su cartera a proyectos de generación intensivos en uso de capital y de bajos costos operacionales (caso ERNC).

Producto de las leyes señaladas, el marco legal se está complementando con la reglamentación de diversos aspectos del mercado eléctrico. Esta reglamentación está considerando las particularidades de las diversas tecnologías de ERNC.

La ley para el desarrollo de las ERNC<sup>141</sup> fue una modificación fundamental a la Ley General de Servicios Eléctricos. En ella se establece una obligación a las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SIC y SING), a partir del año 2010. Dichas empresas deberán acreditar anualmente que un porcentaje del total de la energía que comercializan ha sido inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados. Entre los años 2010 y 2014 la obligación contemplada es de 5%. A partir del 2015 la obligación se incrementa gradualmente, en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en 2024.

En caso de incumplimiento, la empresa eléctrica deberá pagar un cargo de monto proporcional a la magnitud de la energía renovable que no se acreditó. Lo recaudado con estos cargos se destinará a los clientes de aquellas empresas eléctricas cuyos suministros hubieren cumplido la obligación, distribuyéndose a prorrata de la energía consumida por los clientes.

Esta ley cautela la eficiencia, competencia y libertad de emprendimiento, e impulsa la concreción de aquellos proyectos de energías renovables no convencionales más eficientes, por lo que no debería impactar el costo de la energía ni alterar la competencia en el mercado final de suministro de energía, manteniendo un trato equitativo entre clientes finales. Además, debería favorecer a los proyectos impulsados por nuevos emprendedores pues podrían suscribir contratos con empresas tradicionales.

---

<sup>140</sup> Ley 20.018 (mayo de 2005).

<sup>141</sup> Ley 20.257 (abril de 2008).

En lo que concierne a la geotermia, se ha propuesto una modificación a la Ley de Concesiones Geotérmicas<sup>142</sup>, la cual ha mostrado algunas falencias. Esta ley estableció que la energía geotérmica es un bien del Estado susceptible de explorarse y explotarse por medio de una concesión administrativa, pero se requiere evitar los espacios de especulación en las concesiones de exploración y explotación, que actualmente pueden traducirse en un lento avance de zonas promisorias. Se buscará además introducir una mayor eficiencia en la asignación de concesiones de los recursos geotérmicos, mediante el perfeccionamiento de los procedimientos y condiciones para su otorgamiento, y asegurar un uso productivo y sostenible del recurso geotérmico. Asimismo, se perfeccionará el rol del Estado en fomento y fiscalización de los compromisos.

### *Instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión en ERNC.*

Desde el año 2004 se ha implementado diversas líneas de acción que contemplan instrumentos de fomento a la inversión privada e instrumentos de generación de información pública que oriente y facilite las decisiones de inversión en materia de proyectos. En la implementación de estas líneas han participado diversas instituciones del Estado. Para profundizar esta tarea, se creó el año 2008 el “Programa de Apoyo al Desarrollo de ERNC”, que complementa los esfuerzos gubernamentales en la eliminación de las barreras que limitan el desarrollo de las ERNC.

#### Fomento a la inversión privada

Desde el año 2005 están operativos subsidios a la preinversión de proyectos con ERNC, mediante los cuales se financia hasta el 50% de los estudios requeridos para la evaluación de factibilidad de dichos proyectos. Al 2008 se ha apoyado una cartera del orden de 130 proyectos, constituida de proyectos eólicos, de biomasa, biogás, geotérmicos y de pequeñas centrales hidroeléctricas. Algunos de estos proyectos ya se han materializado, mientras otros están en la etapa de construcción o en la de tramitación de permisos.

A partir de fines del 2008, dichos subsidios podrán ser complementados con otros focalizados en las etapas avanzadas de la preinversión, incluyendo la ingeniería de detalle. Con ello se apoyará a los inversionistas, principalmente a los no tradicionales, hasta que terminen de configurar y estructurar el financiamiento.

Paralelamente, CORFO puede participar en el financiamiento de la inversión. Mediante sus líneas de intermediación financiera, a través de la banca local, los inversionistas pueden optar a créditos especializados en proyectos ERNC con condiciones preferentes de tasas y plazos. Los fondos son aportados con recursos de CORFO complementados con un crédito otorgado por el Gobierno Alemán al Gobierno de Chile para tales fines. A la fecha varios proyectos en operación o construcción han usado estas líneas de financiamiento, lo que junto con mejorar la estructura financiera de los proyectos, ha facilitado la incorporación de la banca local en este tipo de negocios.

También CORFO puede aportar capital de riesgo para la constitución de fondos de inversión que contemplen proyectos ERNC. A la fecha, algunos fondos de inversión ya han usado este apoyo

---

<sup>142</sup> Ley 19.657 (enero de 2000).

de CORFO para el financiamiento de proyectos ERNC, y otro se ha constituido exclusivamente para invertir en ERNC.

Complementariamente, desde el año 2006 CORFO organiza un encuentro internacional y ronda de negocios anual con el objetivo de atraer inversiones en ERNC. Los encuentros organizados a la fecha han tenido una amplia participación de inversionistas locales e internacionales.

Se ha avanzado en la identificación de otros instrumentos de fomento para eliminar barreras que se observan en la práctica o bien para la materialización de proyectos demostrativos en tecnologías que aún no son competitivas pero que se prevé lo serán en el corto plazo, y para las cuales el país tiene un enorme potencial.

En este sentido, destaca el diseño de un instrumento para fomentar el desarrollo de líneas de transmisión adicionales que den servicio a varios proyectos ERNC, de modo de estimular la asociatividad de estos proyectos y mejorar su viabilidad técnica y económica. También se ha propuesto un fondo de garantía a créditos bancarios para proyectos de energías renovables no convencionales con aplicación en generación de energía eléctrica y otras aplicaciones, y para eficiencia energética. Ambas iniciativas se implementarán en el año 2009.

Para el caso de la geotermia, dado que la inversión en perforación de pozos se concentra en la etapa final de la exploración y persiste la probabilidad de fracaso, se ha diseñado un mecanismo en el cual el Estado comparte solidariamente el riesgo en las etapas finales. Este mecanismo operaría para concesiones otorgadas, mediante un subsidio o seguro contingente de cobertura parcial de la inversión en pozos exploratorios, el que sólo se otorgará en caso de que el reservorio no cumpla las condiciones esperadas.

#### Información para la inversión

La CNE, junto a otras instituciones gubernamentales y con la cooperación técnica del Gobierno Alemán y del PNUD, se encuentran constantemente generando información sobre el potencial, tecnología y procedimientos técnicos, económicos, administrativos y de tramitación de permisos asociados a proyectos ERNC, con la intención de disminuir los vacíos de información.

Dentro de la información de acceso público disponible se encuentra:

- Evaluación del potencial en Chile de generación de biogás a partir de biomasa<sup>143</sup>.
- Evaluación de disponibilidad de residuos de la industria de la madera aprovechables energéticamente<sup>144</sup>.
- Evaluación del potencial de generación eléctrica de residuos del manejo y cosecha forestal<sup>145</sup>.
- Base de datos de la información de acceso público sobre mediciones de viento del país<sup>146</sup>.

---

<sup>143</sup> CNE & GTZ (2007 a)

<sup>144</sup> CNE, GTZ & INFOR (2007).

<sup>145</sup> CNE & GTZ (2008 a).

- Campaña de medición del recurso eólico en zonas de las Regiones de Atacama, Coquimbo y del Maule<sup>147</sup>.
- Manuales para orientar la evaluación ambiental de proyectos eólicos y de biomasa<sup>148</sup>.
- Manual para la presentación de proyectos de energía al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Tokio<sup>149</sup>.
- Evaluación del potencial de generación de proyectos hidráulicos asociados a obras de riego, incluyendo el catastro de proyectos en caudales de más de 4 m<sup>3</sup>/s.<sup>150</sup>

En desarrollo se encuentra la siguiente información:

- Programa de caracterización del potencial eólico en terrenos fiscales localizados en la zona del SING.
- Guías para orientar la inversión en proyectos asociados a obras de riego y para su tramitación ambiental así como un programa de difusión de estas oportunidades de negocios orientado a organizaciones de regantes y empresas hidroeléctricas.
- Medición de radiación solar de acuerdo a los requerimientos técnicos necesarios para la evaluación de factibilidad de proyectos solar-termoeléctricos, así como a la modelación de la radiación solar en el norte del país<sup>151</sup>.

Para el caso de la geotermia, considerando su importante riesgo exploratorio, la experiencia internacional muestra que la inversión estatal en la generación de información básica incentiva sustancialmente la exploración y el posterior desarrollo de proyectos. Por ello, el año 2007 se dio inicio a un programa de identificación y evaluación del recurso. El programa es implementado por el Servicio Nacional de Geología y Minería en zonas donde no existen concesiones geotérmicas vigentes y es financiado con aportes fiscales y de la cooperación financiera del Gobierno Alemán. La información será de carácter público y el otorgamiento de concesiones geotérmicas en las zonas identificadas se realizará mediante licitaciones, lo que abrirá oportunidades para potenciales inversionistas en geotermia que aún no están activos en el país. Este trabajo se complementa con el que realiza por ENAP a través de sus asociaciones con ENEL y Antofagasta Minerals.

En el ámbito de la investigación y desarrollo es necesario tener en cuenta la necesaria evaluación de alternativas existentes en el nivel internacional y su eventual adaptación al contexto chileno. En ese marco se desarrollan actualmente las acciones de CORFO Innova y de CONICYT,

---

<sup>146</sup> La base se puede encontrar en <http://www.dgf.uchile.cl/eolo/>

<sup>147</sup> CNE & GTZ (2008 b).

<sup>148</sup> CNE, CONAMA & GTZ (2006 b) y CNE, CONAMA & GTZ (2007).

<sup>149</sup> CNE, CONAMA & GTZ (2006 a).

<sup>150</sup> CNE & CNR (2007).

<sup>151</sup> CNE & GTZ (2008 c).

además de algunas iniciativas regionales. El futuro Centro de Energías Renovables servirá de complemento a estos esfuerzos.

El nuevo marco para el desarrollo de las ERNC ha permitido que el interés de diversos actores por desarrollar proyectos con ERNC en Chile comience a concretarse en proyectos de inversión. Se estima que a mediados del 2008 existían en el país unos 180 proyectos ERNC en distintas etapas de evaluación o de materialización. Dentro de estos, están los proyectos sometidos al sistema de evaluación de impacto ambiental. Desde el 2004, se ha presentado proyectos por más de 1.700 MW. Además, entre el 2007 y fines del 2008 han entrado en operación unos ocho proyectos ERNC, están en construcción al menos siete y se espera el inicio de la construcción varios más, con un total cercano a los 300 MW.

Un ejemplo claro de los avances logrados se observa en el caso de la energía eólica para la cual se espera totalizar aproximadamente 150 MW de capacidad instalada en el sistema interconectado central durante el año 2010, en tanto el año 2005 dicha forma de generación energética no estaba presente en absoluto en los sistemas eléctricos mayores de Chile. Lo mismo ocurre en el caso del biogás y geotermia, con el inicio de las perforaciones profundas en el Tatio, la Torta y Apacheta.

En el agregado, los resultados son excepcionales. Las proyecciones basadas en la expansión actual indican que al año 2009 se habrá alcanzado en torno al 4% de participación de las ERNC en los sistemas SIC y SING (cercano al promedio mundial al 2007), duplicando la capacidad instalada en este tipo de tecnologías respecto al año 2006. En el futuro, la participación de las ERNC debería seguir creciendo, pudiendo alcanzar, de acuerdo con las proyecciones realizadas utilizando el modelo de optimización del plan de obras indicativo, algo menos del 20% de las nuevas inversiones del período 2008-2020, lo que implica que representarían algo más del 10% de la capacidad eléctrica instalada del 2020.

#### 3.2.4.2.7 Energía Nuclear

La energía nuclear para generación eléctrica está experimentando un renacimiento en el mundo. Los elevados costos de los combustibles fósiles que se pronostican para el largo plazo y la necesidad de muchos países de aumentar su generación eléctrica minimizando sus emisiones de gases de efecto invernadero<sup>152</sup> junto a las mejoras en seguridad alcanzadas gracias al desarrollo tecnológico, son razones esenciales para ello. La producción eléctrica con energía nuclear puede ser competitiva en función de los precios de los combustibles alternativos y si se considera el menor impacto de sus emisiones, el costo total real relativo es menor aún.

La energía nuclear tiene la ventaja de depender de un recurso que puede ser obtenido de varios países, a menudo distintos de los actuales proveedores de hidrocarburos y con menor riesgo geopolítico, además de ser fácilmente almacenable, pues los volúmenes requeridos son relativamente menores. Adicionalmente, la participación del costo del combustible en el costo de producción es relativamente baja, por lo que cambios significativos en el precio del combustible no alteran

---

<sup>152</sup> Las estimaciones de ciclo de vida —desde la minería del uranio hasta el desmantelamiento final y gestión de desechos— muestran que las emisiones de gases de efecto invernadero de la energía nuclear son menores a 50 gramos de CO<sub>2</sub> equivalente por kWh, mientras que las de una unidad a carbón están en el entorno de 1.000 gramos de CO<sub>2</sub> equivalente por kWh y una a gas natural puede ser superior a 600 gramos de CO<sub>2</sub> equivalente por kWh. Al respecto ver, por ejemplo, CRIEPI (2000) y KOCH (2000).

significativamente el costo total, proveyendo una menor exposición al riesgo de volatilidad de precios<sup>153</sup>.

Finalmente, la generación eléctrica con energía nuclear puede tener externalidades tecnológicas importantes, por el alto grado de sofisticación científica y tecnológica que exige un programa nuclear, aportando capacidades y desarrollos técnicos que agreguen valor a la economía.

Los antecedentes y proyecciones muestran claramente que la energía nuclear puede ser parte de una matriz energética diversificada que provea la necesaria eficiencia, seguridad y sustentabilidad energética<sup>154</sup>. Sin embargo, tiene un riesgo particular asociado a la naturaleza radioactiva del combustible. Al respecto, tres temas resultan de la mayor importancia: la seguridad de su utilización (seguridad operativa y física), la gestión de los desechos y la no proliferación.

Las tecnologías, capacidades y procedimientos desarrollados a través de los años han buscado permanentemente aumentar la seguridad de la utilización de la energía nuclear y de las actividades relacionadas (minería, transporte, gestión de desechos), así como proteger de atentados y de la utilización de combustible orientado hacia fines no pacíficos. En lo que concierne a la generación eléctrica, las tecnologías actuales han avanzado en un conjunto de sistemas que regulan las eventuales fallas de operación y han aumentado radicalmente la seguridad operativa.

Para Chile, la energía nuclear es una opción a considerar para una mayor diversificación de su matriz, además de abrir la posibilidad de contar con un recurso doméstico<sup>155</sup>. El Gobierno ha tenido la voluntad de iniciar la recopilación de antecedentes necesarios para que el próximo Gobierno pueda tomar decisiones bien fundadas acerca de la conveniencia o no de incluir a largo plazo la opción nuclear dentro de la matriz energética del país. Nuestro país, como cada país interesado en la energía nuclear de potencia, debe evaluar si está en condiciones de llevar a cabo todas las acciones necesarias para que la generación eléctrica con energía nuclear cumpla con los requisitos de seguridad.

La estrategia de análisis seguida por Chile está en línea con las “mejores prácticas” recomendadas por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) para que un país pueda decidir si la opción núcleo-eléctrica es adecuada para su contexto. La OIEA ha establecido un conjunto de hitos relevantes en el proceso de toma de decisión respecto a un plan de energía nuclear de potencial<sup>156</sup>. Los hitos establecidos por la OIEA son tres: el primero es estar en condiciones de comprometerse con un programa nuclear, el segundo es estar en condiciones de llamar a ofertas para la construcción de una planta nuclear y el tercero es estar en condiciones de poner en marcha y operar la primera planta nuclear. La OIEA estima que desde el comienzo del análisis hasta la operación efectiva de una planta nuclear, se debe contemplar entre 12 y 15 años, bajo condiciones normales y sin interrupciones. Para pasar cada uno de estos hitos se requiere llevar a cabo un conjunto de análisis y

---

<sup>153</sup> Estudios de la OIEA. muestran que duplicar el costo del combustible impacta en menos de un 5% en el costo total de generación nuclear, mientras que supera al 30% en el caso del carbón y al 70% en el caso del gas natural. Ver FACER (2008).

<sup>154</sup> AIE (2006 a)

<sup>155</sup> Ver OCDE & IAEA (2005) y CCHEN (2001)

<sup>156</sup> IAEA (2007)

medidas en ámbitos tan diversos como legislación, marco regulatorio, formación de recursos humanos, preparación para emergencias o tratados internacionales.

Esta estrategia es plenamente coherente con las condiciones y requerimientos actuales de Chile. Las proyecciones indican que ya existen diversas alternativas para satisfacer los requerimientos eléctricos hasta más allá del año 2020, por lo que la opción nuclear puede incorporarse a la matriz energética oportunamente, siempre y cuando todos los análisis se efectúen con la suficiente antelación. Por ello, en el caso que se considere necesario y adecuado incorporar a la energía nuclear de potencia a nuestra matriz eléctrica después del año 2020, se requiere comenzar los análisis ahora, de tal manera de conducirlos con la rigurosidad exigida para estar en condiciones de disponer de energía nuclear, garantizando todas las condiciones de eficiencia y seguridad.

Un paso importante en este sentido fue dado el año 2007 cuando el Gobierno conformó un Grupo de Trabajo en Núcleo-Electricidad para asesorar a la Presidenta de la República en la materia. Este Grupo fue conformado por científicos de diversas especialidades y emitió un informe<sup>157</sup> que establece tres conclusiones centrales para evaluar la incorporación de la energía núcleo-eléctrica en el país: 1) Chile debe mantener abiertas todas las opciones energéticas. La energía nuclear no es una opción a descartar y podría cooperar a la seguridad del suministro eléctrico; 2) La energía nuclear es una opción confiable, por los niveles de seguridad que ha alcanzado su industria, pero exige preocupación, disciplina y rigor permanentes; y 3) La energía nuclear es una opción potencialmente competitiva, especialmente ante los actuales precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales.

Entre las medidas recomendadas por el Grupo de Trabajo en Núcleo-Electricidad para avanzar en la discusión del problema, se destaca la realización de estudios en los ámbitos institucionales, económicos, ambientales y territoriales, salud, recursos humanos y opinión pública, entre otros.

La Comisión Nacional de Energía ha asumido las recomendaciones de la OIEA y del Grupo de Trabajo en Núcleo-Electricidad y se encuentra actualmente desarrollando todos los estudios necesarios para poder establecer la pertinencia de la utilización de energía nuclear en la generación eléctrica chilena, así como las condiciones que permitirían que esta instalación sea apropiada a fin de garantizar su eficiencia así como la seguridad de su operación<sup>158</sup>. Para ello, es esencial identificar los requerimientos regulatorios, institucionales, de infraestructura, de formación y tecnológicos correspondientes.

Para apoyar el análisis, se cuenta además con la asesoría técnica de la OIEA. En ese marco, se ha tenido importantes visitas de expertos de la Organización (incluyendo a su Director General, Mohamed el-Baradei) que han trabajado con las autoridades y participado en seminarios especializados. Se continuará avanzando en diversos temas durante los próximos años. Como complemento, se está desarrollando un conjunto de visitas técnicas (Estados Unidos, Argentina y

---

<sup>157</sup> GTN (2007).

<sup>158</sup> Hasta el momento se está desarrollando estudios sobre el rol del Estado y los agentes privados (asignado al consorcio Universidad Adolfo Ibáñez y SENES, Canadá), sobre el marco regulatorio nuclear (asignado a STUK-Radiation and Nuclear Safety, de Finlandia), sobre el ciclo de vida del combustible (asignado a la empresa AMEC-CADE, consorcio chileno-británico) y sobre los impactos y riesgos de la generación núcleo- eléctrica (asignado a Corporación Nuclear Eléctrica Chile S.A., empresa de origen ruso).

Brasil), además de participación en cursos de formación (Argentina, Austria y Japón) que permiten elevar las competencias nacionales en la materia. Adicionalmente, se avanza en la difusión de información que permita que cualquier decisión esté respaldada por una ciudadanía informada.

La extensa duración del proceso de análisis hace evidente la necesidad de una continuidad institucional que permita sostener estos esfuerzos en el tiempo. Para ello, se ha establecido un grupo de trabajo conformado por la CNE y la CCHEN y se conformó un grupo asesor del Ministro de Energía, compuesto por representantes de tres instituciones públicas (Ministerios de Defensa, Relaciones Exteriores y CONAMA) y de tres científicos que participaron en el grupo de estudio de núcleo electricidad nombrado por la Presidenta el año 2007. Estas instancias apoyan el desarrollo de un trabajo coordinado e integral para la eventual implementación de energía nuclear de potencia en Chile.

El conjunto de acciones permitirá establecer una base sólida para que en los primeros años del próximo gobierno se tome una decisión informada y abierta a la opinión pública sobre la continuación de un programa nuclear. Las necesidades energéticas no hacen necesario un programa de este tipo antes de la mitad de la década del 2020, pero los plazos necesarios para completar adecuadamente el proceso implican que se debe empezar a trabajar desde ahora para estar en condiciones de implementar el plan cuando se estime necesario.

#### **3.2.4.3 *Apertura a la Integración Energética***

El fortalecimiento de la integración energética internacional permite enfrentar varios desafíos. Por una parte, pueden contribuir de manera significativa a incrementar los niveles de eficiencia, a través de una disponibilidad igual de energía a menor costo para cada país, como de la seguridad, al aprovechar potenciales complementariedades en oferta y en demanda. Al mismo tiempo, puede ayudar a mitigar los impactos ambientales globales de la generación energética, al reducir la necesidad de inversiones totales.

Por lo anterior, la integración se ha vuelto un componente central de la política energética de grandes zonas del mundo tales como Europa, África Septentrional y Asia. En efecto, la integración puede resultar esencial para apoyar ciertas políticas, como por ejemplo en Dinamarca, donde el alto porcentaje de generación eólica tiene por respaldo la integración eléctrica con otros países escandinavos ante contingencias.

En nuestra región se puede observar un potencial importante de complementariedad. Los ciclos hídricos son distintos así como la disponibilidad de recursos fósiles y otros recursos naturales que pueden ser complementarios en generación. Asimismo, la demanda no es coincidente, en particular los consumos máximos, con lo que se puede requerir una menor capacidad instalada total y, además, limitar la instalación de capacidad de respaldo ante contingencias. La integración abre la posibilidad, por lo tanto, de alcanzar un menor riesgo en la matriz energética con menores costos.

Para que las ventajas de la integración se materialicen, se requiere que ésta cumpla con una serie de condiciones. En primer lugar, la integración no debe exponer al país a una dependencia excesiva, sino ser complementaria con otras formas de aprovisionamiento. En segundo lugar, se debe contar con un marco jurídico estable que proteja las inversiones, garantizando el cumplimiento de los contratos y una adecuada resolución de controversias, para que los inversionistas puedan asumir riesgos razonables. Este marco jurídico debería ser multilateral y no bilateral, para permitir un mejor

aprovechamiento del conjunto de oportunidades regionales y facilitar el cumplimiento al disponer de mayores contrapesos. Por último, se requiere contar con sólidos análisis técnicos que definan los mejores proyectos para las partes. Disponer de antecedentes profundos, detallados y bien fundados es esencial para sustentar iniciativas coherentes de largo plazo que respondan a los requerimientos de los mercados. De ese modo, se podrá evitar algunas reticencias a la integración energética que surgen por el riesgo de efectos negativos para algunos actores, dificultades en la reciprocidad o diferencias regulatorias.

Chile ha tenido una sostenida vocación de integración con los países de la región y con el resto del mundo, a pesar de ciertas dificultades encontradas. En materia energética, Chile ha impulsado e implementado Acuerdos y Protocolos de Integración Energética, especialmente con la República Argentina. Estos acuerdos y, fundamentalmente, los proyectos que los acompañaron, implicaron numerosas ventajas económicas y ambientales para el país, al permitir contar con suministro de gas natural desde 1997. Sin embargo, como es de sobra conocido, este proceso ha enfrentado fuertes obstáculos e interrupciones desde el año 2004 a la fecha.

Para proceder hacia una integración en el largo plazo que resulte exitosa, se ha trabajado en los últimos años en cumplir los requerimientos ya señalados.

Para ello, se ha llevado a cabo las inversiones en aprovisionamiento alternativo, tales como los proyectos de GNL y de generación dual (gas-diesel) en las generadoras eléctricas. En paralelo, se ha participado activamente en las discusiones sobre un tratado energético en el marco multilateral de UNASUR, logrando que todos los temas que Chile estima pertinente de considerar para un adecuado marco jurídico, sean incorporados entre los temas a tratar.

En el ámbito técnico, Chile propició y lideró la preparación de un estudio de oportunidades de interconexión eléctrica con Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, con apoyo del Programa de la Naciones Unidas para el Desarrollo<sup>159</sup>, cuyos resultados serán un paso crucial para identificar con precisión el potencial y las barreras que pueden derivarse de la interconexión mencionada.

### **3.2.5 COMPATIBILIZACIÓN CON DESARROLLO SUSTENTABLE**

Un desarrollo energético que sea compatible con el desarrollo sustentable debe ser capaz de satisfacer las necesidades de las generaciones actuales sin afectar la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus necesidades. Esto implica que el desarrollo energético debe ser capaz de proveer para las necesidades económicas y sociales actuales y futuras, respondiendo a las exigencias de usos alternativos de los recursos y de protección del medio ambiente con una perspectiva de largo plazo.

Lograr que el desarrollo energético sea compatible con un desarrollo sustentable es un imperativo de equidad intergeneracional que garantiza además el efectivo desarrollo del sector energético, para que este pueda seguir apoyando el crecimiento económico y las actividades sociales. Este proceso de compatibilización requiere articular aspectos institucionales, regulatorios y técnicos, con una visión de largo plazo tanto de las necesidades energética como de otros requerimientos de la sociedad.

---

<sup>159</sup> Asignado al consorcio formado por las empresas Estudios Energéticos (Colombia), COSANAC (Perú) y KAS (Chile).

Estos requerimientos en una sociedad en desarrollo se vuelven cada vez más exigentes, por lo que la viabilidad política y social de los proyectos se vuelve más compleja.

La compatibilización con el desarrollo sustentable a nivel local implica minimizar los impactos ambientales y asegurar la mayor coherencia posible con las vocaciones productivas y culturales del territorio, a fin de garantizar la viabilidad de los proyectos. Desde la perspectiva global, esta compatibilización implica contribuir al esfuerzo mundial de reducción de gases de efecto invernadero, sin afectar el desarrollo energético.

La evolución actual de nuestro desarrollo energético propende en buena medida hacia un desarrollo sustentable. El énfasis en eficiencia energética como forma de provisión, la incorporación significativa de energías basadas en recursos naturales renovables y de menos impacto (biocombustibles, solar térmica, ERNC) y el desarrollo hidroeléctrico convencional son esfuerzos importantes en la dirección señalada. En el sector eléctrico, el esfuerzo en eficiencia energética permitirá satisfacer 20% del crecimiento en el consumo en el período 2008-2020, lo que implica una disminución del orden del 11% en la expansión requerida de la capacidad instalada. A esto hay que sumarle que la evolución futura muestra una fuerte concentración en proyectos renovables. De acuerdo a las proyecciones realizadas utilizando el modelo de optimización del plan de obras indicativo, la hidroelectricidad convencional alcanzaría más del 35% de la capacidad instalada total y las ERNC algo más del 10%. Por lo tanto, de los requerimientos eléctricos adicionales al 2020, la eficiencia energética y las energías renovables cubren casi el 60%.

No obstante, la evolución futura de la matriz incluye un fuerte desarrollo basado en carbón (estimándose en cerca de 27% de la matriz al 2020<sup>160</sup>), con los consiguientes impactos locales y globales. Se debe notar, sin embargo, que esta evolución es coherente con las condiciones económicas y requerimientos actuales, como se refleja en el importante papel que está teniendo el carbón en la generación eléctrica en el mundo<sup>161</sup>. Además, las tecnologías para reducir los impactos de estas centrales han experimentado avances significativos.

En consecuencia, las proyecciones sugieren que es posible mantener una diversificación bastante sustentable en la matriz, pero se debe evitar aumentos desmedidos en la participación del carbón y hacer esfuerzos para minimizar los impactos, incorporando avances tecnológicos.

El Estado puede intervenir de manera efectiva para orientar el desarrollo eléctrico hacia la sustentabilidad generando las instancias institucionales que puedan hacerse cargo de algunos de los conflictos centrales, fijando además normas claras y pertinentes, articulando los intereses de comunidades locales y nacionales y estimulando el desarrollo y utilización de la mejor tecnología disponible.

---

<sup>160</sup> Como antecedente complementario, se puede indicar que a octubre del 2008, había proyectos basados en carbón por un total aproximado de 1.000 MW con resolución de calificación ambiental positiva dentro del SEIA (aún no en construcción) y proyectos a carbón por aproximadamente otros 4.700 MW en evaluación.

<sup>161</sup> Las proyecciones de la AIE al año 2030, muestra que este porcentaje es algo inferior al promedio mundial esperado (ver Cuadro 2-7).

### 3.2.5.1 *Minimización de Impactos Locales*

Todo desarrollo energético tiene asociado impactos ambientales y sobre el territorio. Los impactos son de diverso tipo y afectan a diversos bienes ambientales y recursos, por lo que es necesario establecer ciertos criterios específicos para poder enfrentarlos coherentemente. En primer lugar se debe definir con la mayor claridad cuáles son los impactos permitidos; luego se debe buscar mecanismos para equilibrar los impactos con el desarrollo local y compensar a los sectores impactados<sup>162</sup>. No obstante, siempre se puede esperar cierta oposición a los proyectos, como se ha visto en otros países, incluso en cierto tipo de proyectos que usan recursos naturales renovables, como los eólicos.

Las normas deben definir lo que está permitido<sup>163</sup> con la mayor precisión y claridad posible de modo de garantizar los intereses de la sociedad y, al mismo tiempo, entregar certidumbre a los potenciales inversionistas sobre las exigencias que deberán incorporar en sus proyectos. Con ello se posibilita también una evaluación expedita, rigurosa y transparente de los diversos proyectos<sup>164</sup>.

Las normas deben buscar un equilibrio entre los costos y beneficios de su aplicación, de modo de conciliar la competitividad de nuestra economía con la protección de los recursos ambientales y el territorio. Este equilibrio dependerá de la tecnología existente, de las condiciones del entorno y de las (crecientes) exigencias sociales. Evitar todo impacto no es posible porque significaría paralizar la actividad, pero las normas adecuadas pueden contribuir a un desarrollo sustentable en el largo plazo.

Un trabajo significativo se ha orientado a normar adecuadamente diversas causas de contaminación atmosférica ocasionadas por el sector energía. Para los combustibles, el Estado revisa periódicamente las especificaciones de calidad y uso para estar acorde con las tendencias mundiales de última generación de las fuentes fijas y móviles que los utilizan. Uno de los instrumentos de esta política, junto al fortalecimiento de las agencias fiscalizadoras del Estado, es una mejoría en los mecanismos para generar estas especificaciones, haciéndolos más flexibles y dinámicos a fin que sus resultados sean contemporáneos a las necesidades.

Las acciones se han centrado en gasolina automotriz y petróleo diesel, sin embargo no se ha dejado de lado los otros combustibles. Se ha establecido definiciones y especificaciones de calidad para la producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del bioetanol y el biodiesel<sup>165</sup> y se está preparando un proyecto de ley que entregará atribuciones a la SEC para la reglamentación y el control de los artefactos a leña y del combustible utilizado. Adicionalmente, se encuentra en estudio el establecimiento de una norma de emisión para los contaminantes atmosféricos de la industria termoeléctrica.

---

<sup>162</sup> Debe notarse que muchos proyectos, si bien tienen beneficios para toda la sociedad, concentran sus impactos negativos al nivel local, generando una natural oposición.

<sup>163</sup> En la legislación chilena existen normas ambientales relacionadas con diferentes recursos como el aire, agua y suelos, flora y fauna y biodiversidad.

<sup>164</sup> Cabe notar que lo que explica la diferencia entre los tiempos de evaluación de los proyectos termoeléctricos y los hidroeléctricos (al respecto ver L&D (2008)), es justamente el hecho de que los primeros son más claramente normados y menos relacionados específicamente con condiciones de su entorno.

<sup>165</sup> Decreto Supremo 11, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (mayo de 2008).

La utilidad de las normas dependerá de la capacidad de aplicación y de fiscalización expedita y eficiente. Para ello, el sistema de evaluación de impacto ambiental tiene un papel importante previo al desarrollo de proyectos, para analizar adecuadamente la viabilidad de estos. Para lograrlo, se requiere que los servicios públicos dispongan de las capacidades y recursos necesarios y, en ocasiones, de apoyo suplementario<sup>166</sup> para identificar las dificultades técnicas concretas que puedan tener los proyectos y las posibles mejoras en el diseño, para cumplir o superar las normas. Una vez aprobados e instalados los proyectos, se requiere que la fiscalización sea eficaz y oportuna, para garantizar el efectivo cumplimiento de las normas. Una futura Superintendencia del Medio Ambiente puede desempeñar un papel importante en esta materia.

Aún con el cumplimiento de las normas, no se garantiza que los proyectos energéticos no tengan oposición, pues siempre podrán existir opiniones contrarias sobre el uso del territorio o el medio ambiente que afecta la vocación social y productiva de una zona. En la mayoría de los proyectos energéticos se da que todas sus características apuntan a que la comunidad local se oponga a su instalación<sup>167</sup> porque, mientras los beneficios son para el sistema en su totalidad, los impactos y los costos son locales. Además, salvo por el período de construcción, estos proyectos no se caracterizan por ser intensivos en uso de mano de obra y, dado el sistema impositivo y de patentes municipales chileno, tampoco generan muchos recursos tributarios para la comuna.

Esto ha llevado a la búsqueda de soluciones por la vía de negociaciones bilaterales que retrasan su evaluación ambiental, que no están sujetas a regulación y en las cuales, a menudo, los resultados no son justos pues dependen de la capacidad de presión. Por ello, es necesario buscar mecanismos que permitan la implementación equitativa y eficiente de posibles compensaciones. Una opción posible es modificar la distribución del pago de patentes municipales de los proyectos de generación eléctrica.

Un mayor grado de regulación del uso territorial también puede reducir las dificultades de los proyectos. En ese marco, se está trabajando coordinadamente en varias reparticiones públicas, lideradas por CONAMA, en una “Estrategia Nacional de Gestión Integrada de Cuencas” que permitirá una mayor articulación de los diversos usos del territorio simplificando el proceso de implantación de proyectos energéticos.

Una fuente particular de conflicto ha sido el desarrollo de proyectos en zonas de desarrollo indígena. La implementación del Convenio 169 de la OIT sobre pueblos indígenas y tribales<sup>168</sup> puede ser una oportunidad para regular adecuadamente la protección de los derechos de los pueblos indígenas, compatibilizando dicha protección con el desarrollo energético y reduciendo parte de la oposición que enfrentan actualmente los proyectos situados en esas áreas.

---

<sup>166</sup> De ahí la importancia de algunos estudios solicitados por la CNE para evaluación de ciertos temas. Ver, UdeA (2008) PES (2008) y UCN (2008).

<sup>167</sup> Este fenómeno se conoce como NIMBY, acrónimo del inglés, “not in my backyard” (no en mi patio trasero). Los proyectos pueden ser considerados beneficiosos, pero los residentes cercanos a su instalación prefieren que se instale en otro lugar.

<sup>168</sup> Después de 17 años de discusión parlamentaria, en octubre de 2008 fue promulgado el Convenio 169, OIT (1989), que entrará en vigencia en septiembre de 2009.

La compatibilización del desarrollo energético con los requerimientos locales y con el cuidado del medio ambiente es compleja, pero posible. Más aún, un desarrollo sustentable que le de viabilidad política y social al desarrollo energético que el país necesita no sólo requiere que sea posible, sino que lo incorpore como algo indispensable.

### **3.2.5.2 Control de Impactos Globales**

El calentamiento global es un desafío mundial que concierne en particular al sector de energía. Si bien Chile genera un aporte muy menor al flujo de gases de efecto invernadero (y tiene un rol insignificante en el stock acumulado que es la causa directa del calentamiento global), las tendencias muestran que las emisiones se encuentran en una tendencia claramente creciente y proporcionalmente muy significativa. El aumento de las instalaciones termoeléctricas basadas en carbón puede implicar la multiplicación de las emisiones anuales del país (desde 70 millones de toneladas anuales en la actualidad hasta cerca de 300 millones al 2030, según estimaciones) con lo cual las emisiones por unidad de producto serían superiores a las de Europa y otros países desarrollados<sup>169</sup>.

Este efecto implica que Chile deberá no sólo contribuir al esfuerzo mundial para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino además enfrentar el riesgo de ser sometido a restricciones o costos asociadas a las medidas internacionales que se adopten para hacer frente al calentamiento global.

Desde una perspectiva moral, Chile busca aportar al esfuerzo mundial en términos de cambio climático, pero tomando en cuenta su aporte relativo al problema. Es decir, sus responsabilidades deben ser diferenciadas en función de su contribución relativa. En términos de las posibles exigencias internacionales obligatorias para lidiar con el cambio climático (como restricciones al comercio o impuestos al carbono), éstas pueden afectar la competitividad de la economía y, por esa vía, a nuestro desarrollo económico.

El sector energético puede aprovechar las oportunidades de transferencia tecnológica y de recursos que se dan en el marco de las políticas y acuerdos internacionales en materia de cambio climático y, al mismo tiempo, contribuir, a través del desarrollo de políticas específicas, a la mitigación de los cambios ambientales globales.

Una oportunidad importante puede encontrarse en el desarrollo futuro de las finanzas del carbono, en el marco de las negociaciones que actualmente se llevan a cabo respecto a las futuras políticas mundiales, por lo que el posicionamiento oportuno del país en la materia puede ser un activo de gran valor en el largo plazo.

En las tecnologías convencionales, se debe permanecer atento a los avances de investigación y desarrollo en la captura y almacenamiento de carbono para permitir su pronta incorporación, una vez que la tecnología esté madura. Asimismo, el país debe seguir aprovechando la disponibilidad de recursos hídricos, que constituye la principal riqueza del país en términos de energía libre de emisiones de gases efecto invernadero.

---

<sup>169</sup> PROGEA-UCH (2008 b).

Es necesario seguir reforzando las líneas de acción en otras fuentes energéticas de menores o nulas emisiones, como el apoyo que se le está dando a la generación eléctrica con ERNC, además de mejorar los usos de otras fuentes renovables, incluyendo la leña. En el caso del sector transporte se ha fomentado los biocombustibles y entregado una franquicia tributaria para los vehículos híbridos. Adicionalmente, se está estudiando la energía nuclear, la cual tiene beneficios importantes en términos de emisiones.

Por último, es necesario continuar el desarrollo de un programa comprehensivo de eficiencia energética (incluyendo al sector transporte donde existe un potencial importante de reducción de emisiones).

En resumen, en Chile, como en el resto del mundo, compatibilizar el desarrollo energético con el control del cambio climático requerirá esfuerzos múltiples y complejos, por lo que será esencial el esfuerzo sostenido y coordinado de todos los sectores.

### **3.2.6 APOYO A LA EQUIDAD DE USO**

La equidad energética es un pilar fundamental para la equidad social, permitiendo que sectores de menores ingresos o más aislados dispongan, a un costo asequible, de servicios que permiten mejorar la calidad de vida y aprovechar oportunidades económicas. Por ello, la equidad energética considera tanto el acceso de los sectores rurales, aislados o más desposeídos, como la minimización del impacto de la provisión energética en el presupuesto familiar.

En el ámbito rural, muchos proyectos de electrificación no son rentables desde el punto de vista privado, debido a la lejanía de las viviendas rurales a las redes de distribución, así como la dispersión y el bajo consumo de éstas. Por ello, por muchos años existió una disparidad significativa entre el nivel de cobertura urbano y el rural. Para mejorar el acceso de la población rural, la Comisión Nacional de Energía (CNE), junto al Ministerio de Agricultura, el Ministerio de Planificación y Cooperación (MIDEPLAN) y a la Subsecretaría de Desarrollo Regional (SUBDERE), crearon el año 1994 el Programa Nacional de Electrificación Rural (PER).

El primer programa (1995-1999) fijó una meta de 75% de cobertura de electrificación rural, lo que se superó alcanzando un 76% de cobertura y proveyendo de electrificación a más de 90 mil viviendas rurales adicionales. El segundo programa (2000-2005), comprometió una meta de cobertura de electrificación rural del 90% en cada una de las regiones, meta cumplida en prácticamente todas ellas y superada al nivel nacional, proveyendo electricidad a 54 mil viviendas. Durante el actual gobierno se comprometió alcanzar una cobertura de 96% de viviendas rurales electrificadas a nivel nacional, y mejorar la calidad del abastecimiento de energía en comunidades aisladas. Hasta el momento, se ha electrificado 10 mil nuevas viviendas rurales, alcanzando una cobertura de 94% a nivel nacional (la más alta de Sudamérica, junto con Argentina y Venezuela).

Para lograr los avances citados, el Estado entrega un subsidio a la inversión de entre 70% y 90% a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Los beneficiarios pagan el valor de sus instalaciones interiores (cerca de 10% de la inversión total), mientras las empresas distribuidoras o cooperativas eléctricas que se adjudican los proyectos contribuyen con el porcentaje restante. Esto ha permitido, a través de un modelo de gestión descentralizado en que cada Gobierno Regional elabora, evalúa, adjudica y financia su cartera de proyectos, la ejecución de proyectos de extensión de redes eléctricas y, en menor medida, la instalación de sistemas de autogeneración en zonas aisladas.

Sin embargo, la experiencia del programa ha mostrado la necesidad de enfocarse no sólo en la electricidad sino también las fuentes de energía más significativas para cada situación. Por ello, se ha planteado una nueva estrategia, aunque manteniendo los subsidios focalizados, que enfrente las necesidades energéticas rurales de manera integral (residencial, productivo, público)<sup>170</sup>, promoviendo el uso de fuentes alternativas energía y aprovechando los recursos naturales propios de la región. De ese modo, se espera aumentar las opciones energéticas a los consumidores rurales con precios más bajos y menor impacto ambiental, permitiendo a la vez la participación de las comunidades locales y una mayor descentralización productiva.

Para apoyar el uso de fuentes renovables locales, la CNE con el apoyo del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), y el cofinanciamiento del Global Environmental Facility (GEF), está ejecutando el Proyecto “Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”. Las barreras principales identificadas son la ausencia de normas para los equipos, la inexistencia de procedimientos de certificación para los sistemas de energías renovables y su instalación; la falta de información y de capacidades para utilizar estas fuentes de energía, así como los altos costos de inversión y la percepción de riesgos.

Por ello, el PER desarrolló una cartera nacional con 92 proyectos de electrificación rural con estas fuentes para la electrificación de alrededor de 10.500 viviendas, elaboró en conjunto con el Instituto Nacional de Normalización (INN), 44 normas técnicas de calidad y seguridad para sistemas de generación con nuevas fuentes de energía renovable aplicados a proyectos de electrificación rural, además de procedimientos de certificación para los sistemas que utilizan ERNC; desarrolló un programa de capacitación dirigido principalmente a usuarios y técnicos; así como medición de viento y radiación solar en 34 localidades rurales y; llevó a cabo proyectos demostrativos sobre uso productivo de energías renovables a nivel local<sup>171</sup>.

A nivel nacional, a través del programa de fomento a las ERNC se avanza en el desarrollo de los estudios de sistemas de energización, creación de metodologías de formulación y evaluación de proyectos, y en el diseño y construcción de sistemas demostrativos con ERNC. Junto con implementar soluciones de energías renovables en aquellas escuelas y postas rurales del país que se abastecen de electricidad mediante sistemas diesel, se está implementando un proyecto de mejoramiento térmico en viviendas sociales, con el fin de monitorear los resultados y generar políticas públicas que apunten a extender su uso.

En lo que concierne al impacto de los precios sobre los sectores más pobres, existen mecanismos que reducen la volatilidad de los costos que deben pagar las familias. Estos mecanismos se insertan en un contexto general en el cual los precios de largo plazo reflejan los costos reales de manera de asegurar la eficiencia de las decisiones individuales.

Por una parte, el FEPCO permite estabilizar los precios de los combustibles reduciendo las fluctuaciones. Durante este año se han comprometido US\$ 1.200 millones al mecanismo de

---

<sup>170</sup> Programas de energización rural modernos pueden incluir servicios tales como telefonía pública o sistemas de interconexión satelital e Internet destinados a educación y comunicaciones.

<sup>171</sup> Un proyecto en la IV Región de Coquimbo para la utilización de energía fotovoltaica para bombeo de agua para riego en cuatro predios agrícolas y un proyecto de producción de biogás para uso doméstico en la Comuna de Empedrado, VII Región del Maule.

estabilización de precios de combustibles derivados del petróleo, se incorporó el gas licuado de petróleo y se duplicó el crédito para el kerosén que consumen sobre todo las familias más pobres. En abril de este año se rebajó también, en forma transitoria, el impuesto a las gasolinas.

En el ámbito eléctrico, el precio nudo actúa como estabilizador de los costos efectivos para los clientes regulados. Adicionalmente, el 2005 se estableció la facultad de la Presidenta de decretar un subsidio transitorio al consumo eléctrico para las familias más pobres cuando el aumento en la cuenta de luz supere el 5%. En cada ocasión que los precios han experimentado alzas iguales o superiores a dicho porcentaje, la Presidenta ha hecho uso de la facultad. En el proceso de implementación del subsidio ha habido un aprendizaje que ha permitido efectuar modificaciones administrativas para mejorar la efectividad en la entrega. La cobertura ha mejorado progresivamente alcanzando en la actualidad a más del 80% de los potenciales beneficiarios.

Se debe notar también que los esfuerzos de fomento de la eficiencia energética son un aporte significativo para la minimización del impacto de los costos de la energía sobre los presupuestos. Entre estos destaca la distribución de ampolletas eficientes, los nuevos estándares de construcción y los subsidios para el acondicionamiento térmico de las viviendas. A ello se puede sumar las franquicias para colectores solares térmicos, actualmente en tramitación legislativa, que permitirá masificar la utilización de esta tecnología, y de este modo reducir el gasto familiar en combustibles para calentamiento de agua.

### **3.2.7 PREPARACIÓN PARA CONTINGENCIAS**

Las contingencias representan un problema de seguridad importante para el país. Aún cuando se avance hacia un desarrollo adecuado de largo plazo, siempre es posible encontrarse con situaciones imprevistas, por lo que se requiere estar preparados para minimizar los impactos de éstas.

Lo ocurrido en los años 2007 y 2008 es una clara demostración de los efectos que pueden tener las contingencias energéticas sobre el país. La intensificación de las restricciones de gas natural, los shocks de precios, los accidentes en centrales generadoras eléctricas, el récord de bajas temperaturas, el deshielo anticipado y la extrema sequía del invierno 2007-2008<sup>172</sup>, mostraron la importancia de contar con mecanismos adecuados para enfrentar contingencias.

En lo que concierne a las contingencias en el suministro de recursos energéticos, se implementaron medidas relacionadas con los combustibles líquidos, la electricidad y el gas natural.

En términos de los combustibles líquidos, los inventarios de seguridad son instrumentos valiosos ya que permiten disponer, ante eventualidades o fuerza mayor que interrumpan momentáneamente el suministro, del abastecimiento necesario. Por ello, es preciso reforzar las actuales exigencias sobre stock de seguridad para los combustibles derivados del petróleo e implementar mecanismos que midan el grado de cumplimiento de lo establecido en la legislación vigente<sup>173</sup>. Esto exige mecanismos más acordes con las exigencias de países desarrollados y sobre todo con los lineamientos de organismos internacionales. Se vislumbra que el cumplimiento de este objetivo

---

<sup>172</sup> Sólo comparable con los tres años más secos registrados en la estadística disponible.

<sup>173</sup> Ley 18.179 (1982)

requerirá no sólo de una institucionalidad reguladora y fiscalizadora fuerte, sino también de fuertes inversiones en la capacidad de almacenamiento de crudo, derivados del petróleo y eventualmente gas natural licuado.

En los últimos años, como consecuencia del aumento experimentado en el consumo de combustibles derivados del petróleo en el sector generación, para sustituir el consumo de gas natural se han realizado importantes inversiones en logística y capacidad de almacenamiento privado en las diversas zonas del país. A modo de ejemplo, durante el 2008 se aumentó la capacidad de almacenamiento de diesel en Mejillones en 60.000 m<sup>3</sup>.

En lo que respecta a logística, el número de barcos destinados a importar diesel al país aumentó de 60 a más de 100 entre 2006 y 2007, se incrementó en 40 el número de camiones de transporte de diesel en el norte grande y se creó un ducto para transportar el diesel entre la planta de almacenamiento de las compañías distribuidoras en Concón y las Centrales Eléctricas en Quillota.

Los esfuerzos realizados para aumentar la capacidad de almacenamiento y mejorar la logística del diesel fueron fundamentales para evitar episodios de desaprovechamiento en un escenario en el que el consumo de diesel llegó a duplicarse.

En el ámbito eléctrico, además de las medidas mencionadas anteriormente, se ha avanzado en la dualización de sistemas que permiten a las generadoras térmicas basadas en gas natural operar con diesel. Hoy en día, el 100% de las unidades que utilizan gas natural pueden operar en forma dual (a excepción de las de la Región de Magallanes). Para las generadoras hidroeléctricas, se implementó la flexibilización del uso de las reservas hídricas acumuladas en los principales embalses (la Laguna del Maule y el Lago Laja), lo que permitió aumentar la capacidad de generación hídrica en los meses más críticos. En esta ocasión, para hacer un uso racional y más conservador del agua embalsada, se estableció como requisito que todo el parque térmico esté despachado para hacer efectiva la flexibilización.

En términos de consumo eléctrico, se definió y entró en vigencia la normativa que permitió poner en ejecución el mecanismo de incentivo a la reducción de consumo de los clientes regulados, a través de ofertas de las empresas generadoras<sup>174</sup>.

Además, se redujo en un 10% el voltaje del suministro a través de un decreto de racionamiento preventivo; se llevó a cabo el programa nacional de recambio de ampolletas, que tenía como objetivo recambiar 2 ampolletas tradicionales por 2 ampolletas eficientes entre las familias de menores recursos, y se realizó una campaña de ahorro de energía que involucró a las familias, las empresas y el sector público (instructivo Ministerio del Interior al sector público para ahorrar al menos un 5% de energía). Adicionalmente, se puso en marcha la nueva definición de horas de punta, que redujo la demanda máxima del mes de abril.

Durante los años 2007 y 2008 se instalaron unidades de generación de respaldo en base a diesel y fuel oil para hacer frente a la estrechez. Para ello ha sido clave una definición de precio de potencia adecuada y la ley que permite acelerar la devolución del impuesto específico del diesel a las empresas generadoras.

---

<sup>174</sup> Introducido por las reformas establecidas en la Ley 20.018 (Ley Corta II).

Para prevenir eventuales riesgos de suministro a clientes regulados, se legisló sobre los efectos y alcances de la quiebra de una empresa del sector eléctrico, o el término por sentencia firme de un contrato de suministro entre una empresa generadora y una distribuidora<sup>175</sup>.

El conjunto de medidas implementadas para disminuir la demanda fue fundamental para evitar el racionamiento eléctrico. Se logró que el consumo eléctrico de marzo en el SIC disminuyera un 9,4% respecto de la proyección realizada por el CDEC – SIC y que el consumo total del período marzo-noviembre del 2008 respecto al mismo período del año anterior bajara en 1,6%. Desde 1982, en plena crisis económica, que no se lograba una caída en el consumo eléctrico así.

En lo que concierne al aprovisionamiento de gas natural, no fue necesario un racionamiento, si bien fueron diseñadas un conjunto de medidas de emergencia en caso que fuera necesario, que asegurara el uso sanitario y de cocción.

Se mantuvo permanentes conversaciones con las autoridades argentinas, lo que permitió coordinar acciones para evitar cortes al suministro residencial y comercial, incluso en los momentos más duros de restricción de envíos a Chile. Asimismo, se perfeccionó y aplicó la Resolución N° 754, que permite la acumulación de reservas de gas natural para casos de cortes de suministro prolongados, se incorporó al gas en las campañas de ahorro de energía, y se avanzó en la instalación de sistemas de respaldo para todos los usuarios residenciales de gas natural, de modo que el próximo invierno se pueda cubrir íntegramente a los usuarios de la Región Metropolitana (con la nueva planta de propano-aire en Peñalolén, pues la planta de respaldo de Maipú no es capaz de soportar toda la demanda). A contar del año 2009, la entrada en operación del Terminal de GNL en Quintero, asegurará un suministro continuo y confiable de gas natural.

Finalmente, con el objeto de mitigar los efectos de las alzas experimentadas por los combustibles y las cuentas de electricidad, se implementaron una serie de medidas.

Para compensar el aumento general de precios experimentado durante el 2008, se entregó a la población más vulnerable del país bonos por \$ 90.000, entre los bonos anunciados en abril, el 21 de mayo y el bono de invierno. Para enfrentar el alza en los precios de los combustibles, durante el año 2008 se rebajó transitoriamente el impuesto específico a las gasolinas y se autorizó la inyección de hasta US\$ 1.200 millones al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles. Respecto a las alzas experimentadas en las cuentas de electricidad, a través del Programa Nacional de Recambio de Ampolletas, las familias beneficiadas reducirán en aproximadamente un 10% el valor de sus cuentas al recambiar ampolletas tradicionales por ampolletas eficientes.

Asimismo, cada vez que se han producido alzas reales iguales o mayores a un 5% en un período igual o inferior a 6 meses, la Presidenta de la República ha decretado la entrega de un subsidio eléctrico, el cual tiene como potenciales beneficiarios a las familias pertenecientes al 40% más vulnerable de la población que cumplan con los requisitos legales de tener suministro eléctrico y estar al día en la cuenta de electricidad. La ley establece que el subsidio eléctrico debe ser entregado como un descuento en la cuenta de electricidad, lo que ha ocasionado ciertos problemas de cobertura, pues es necesario conocer el número de cliente eléctrico de las familias que pertenecen al 40% más vulnerable de la población, de acuerdo a la Ficha de Protección Social.

---

<sup>175</sup> Ley 20.220 (septiembre del 2007).

Desde el año 2007 se han implementado una serie de medidas<sup>176</sup> para mejorar la cobertura de los subsidios, lo que ha permitido aumentar el porcentaje de subsidios pagados desde un 56% en los primeros 4 subsidios a cerca de un 85% en el último proceso de subsidio, el cual aún se encuentra en curso. Sin perjuicio del buen resultado obtenido hasta la fecha, se evalúa la implementación de nuevas medidas que permitan continuar mejorando la cobertura. El monto total de subsidios entregados desde el año 2005 bordea los \$ 25.000 millones.

---

<sup>176</sup> Se implementó, en conjunto con las empresas eléctricas, un conjunto de 15 medidas, entre las cuales destacan el perfeccionamiento del sistema de cruces de bases de datos, el trabajo con municipalidades para identificar beneficiarios y el envío de cupones por el monto total del subsidio para ser cobrado al momento de pagar la cuenta de electricidad; entre otras.

## 4 EL CAMINO POR RECORRER

Los últimos años en el sector energético han estado marcados por grandes transformaciones que lo han colocado en el centro del debate nacional e internacional.

En el mundo, los problemas de suministro, el encarecimiento y la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, el reconocimiento del calentamiento global como una amenaza sin precedentes, el aumento de los riesgos geopolíticos vinculados a la energía y la evolución tecnológica han sido algunos de los grandes temas que han dominado estos debates. En Chile, el sector eléctrico ha sido un eje de preocupación particular, al verse sometido a un conjunto de dificultades sin precedentes — cortes de suministro de gas natural, alzas récord de precios de combustibles fósiles, una hidrología que se contó entre las peores de los últimos 50 años, accidentes operativos — que pusieron al país al borde de una crisis que se enfrentó exitosamente.

El reconocimiento de estas profundas transformaciones hizo evidente la necesidad de un cambio de enfoque radical en la manera en que la política energética enfrenta la evolución del sector. Los paradigmas que dominaron la acción pública por años ya no pueden ser sostenidos. Hoy en día no es posible mantener una política centrada en establecer condiciones para el funcionamiento de los mercados suponiendo condiciones de aprovisionamiento estables. Las condiciones de los mercados han cambiado, las condicionantes externas han cambiado y también lo han hecho las exigencias de la sociedad.

En la actualidad se ha incorporado en la base de la política pública la idea de que para lograr la suficiencia en el aprovisionamiento energético de manera eficiente, aumentar la seguridad energética, tanto en el corto como en el largo plazo, de manera compatible con la sustentabilidad ambiental y de forma equitativa, se requiere de esfuerzos sistemáticos, sostenidos en el tiempo y coherentes.

Las medidas adoptadas en los últimos años han sido un reconocimiento de esta realidad. La gran diversidad de desafíos que deben ser enfrentados para lograr un desarrollo energético que cumpla con los objetivos de la política, así como los múltiples temas técnicos, sociales, económicos y ambientales que se imbrican dentro de cada uno de estos ámbitos hacen necesario desarrollar actividades diversas, en diferentes niveles y con grados de profundidad variable. Por ello, se ha implementado un conjunto amplio de medidas regulatorias, institucionales, comunicacionales y de fomento en todos los ámbitos, las cuales forman parte, como se ha puesto en evidencia a lo largo del presente documento, de una estrategia coherente de desarrollo energético.

En un sector donde los cambios requieren de años para hacerse efectivos, medidas puntuales que respondan a problemas puntuales no pueden lograr que el sector sea un verdadero pilar del desarrollo nacional. Las medidas tomadas no han sido sólo una forma de reacción para enfrentar las crisis, sino que han buscado establecer grandes orientaciones para liderar la evolución futura del sector.

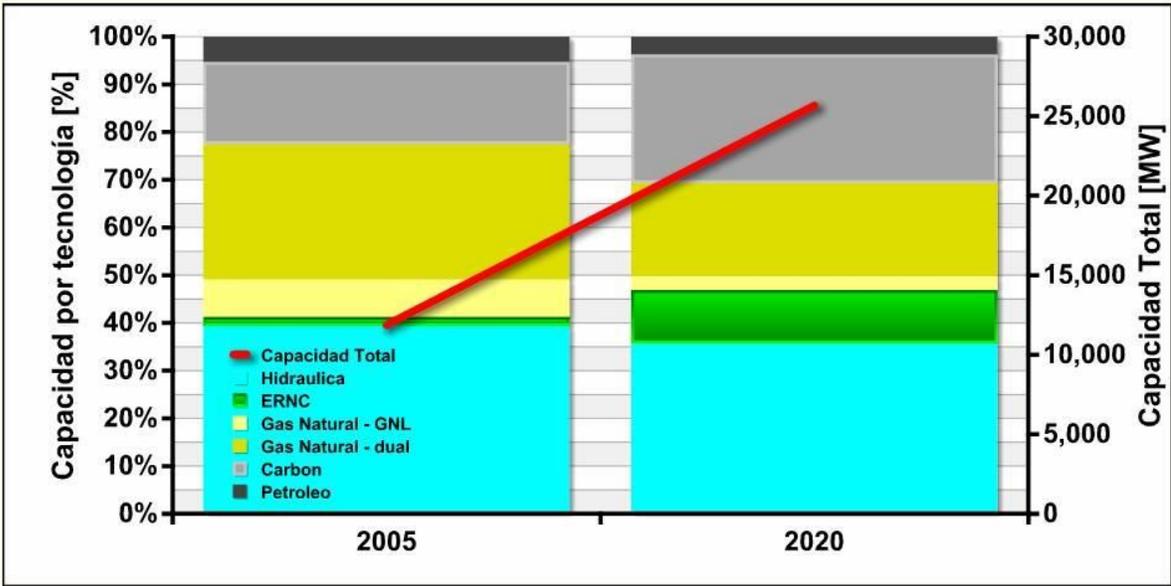
En los últimos años se ha recorrido un camino considerable y los resultados obtenidos hacen evidente que se ha tomado la senda correcta. No sólo se logró sortear una crisis que parecía inevitable frente a la conjunción de factores que afectaron al sector eléctrico, sino que además se logró avanzar significativamente en cambiar la ruta que seguía el sector para acercarlo a los objetivos de largo plazo ya mencionados.

Se debe destacar un conjunto de logros: los aumentos de seguridad producto de nuevas instalaciones, el uso más eficiente de la energía, la diversificación que crece con la incorporación de nuevas fuentes y nuevos proveedores —además del aprovechamiento de nuestras reservas de hidrocarburos— los esfuerzos para enfrentar desafíos ambientales que se ven apoyados por el uso de tecnologías basadas en recursos renovables, el significativo acercamiento entre las condiciones rurales y urbanas en términos de acceso la energía. En todos estos ámbitos los cambios han sido significativos y los resultados se verán con mayor claridad con el paso del tiempo.

En particular en el sector eléctrico, las proyecciones muestran cambios significativos en las características de la matriz esperada para las próximas décadas. Las estimaciones realizadas muestran que, hasta el año 2020, se establecerá una configuración significativamente distinta de la actual. En primer lugar, la eficiencia energética será una parte sustantiva de la provisión de energía, representando cerca del 20% de los requerimientos adicionales de energía para el período 2008-2020. Adicionalmente, las ERNC representarán del orden de 20% del incremento en la oferta adicional instalada en el período.

Los cambios se reflejan claramente al contrastar la matriz eléctrica proyectada al 2020 con la que existía a comienzos del año 2006, revelando la eficacia de las políticas implementadas hasta el momento. En el 2020, no sólo se tendrá un crecimiento considerable en la capacidad instalada, sino además se tendrá una matriz más diversa —por lo tanto, más segura— fuertemente concentrada en energías renovables y con un rol importante para las no convencionales. El carbón y el gas natural tendrán un papel importante como en el resto del mundo. El carbón tendrá una participación por debajo del promedio mundial proyectado, aunque aumenta por sobre el nivel relativamente bajo del 2006, lo que se justifica por sus ventajas económicas y por la mayor diversidad de orígenes y proveedores respecto a otros combustibles.

Cuadro 4-1: Evolución de Matriz Eléctrica (2006 – 2020)



A los cambios presentados en el sector eléctrico se debe agregar el 10% de participación que podrían tener los biocombustibles en el mercado de los combustibles y el creciente rol que podrían

desempeñar las instalaciones solares térmicas en calentamiento de agua en los hogares, para demostrar el cambio significativo en la ruta de desarrollo energético.

Esta nueva ruta ha sido resultado del trabajo sostenido de varios años y a partir de ella se comienza a diseñar una política de largo plazo que permita no sólo una transformación definitiva del sector de acuerdo con las necesidades que se vislumbran en la actualidad, sino que además que permita la permanente adaptación del sector a las características del entorno. El amplio conjunto de medidas tomadas hasta el momento no conforman aún un desarrollo completo de una política pero conforman la columna vertebral de un nuevo paradigma para el siglo XXI.

Se ha avanzado por el camino correcto, pero aún queda mucho por recorrer. La política debe seguir trabajando en los temas del futuro, analizando, anticipándose, explorando nuevas posibilidades con mecanismos que permitan su adaptación en el largo plazo en función de las circunstancias y que permitan también la incorporación de un amplio debate ciudadano sobre las opciones de futuro que se abren.

En ese marco, el presente documento es un primer esfuerzo por sistematizar de manera explícita el trabajo realizado y la estrategia que lo sustenta, pero no debe ser considerado como el trabajo final, sino más bien como el comienzo de un esfuerzo que deberá mantenerse en el tiempo. Este esfuerzo, se debe ver reflejado también en un proceso regular de debate público, pues el proceso seguido para definirla es un elemento clave dentro de la política<sup>177</sup>, casi más que el producto alcanzado.

Es esencial que el esfuerzo de la política energética sea un esfuerzo sostenido, coherente e integral que no se vea afectado por los vaivenes de corto plazo que inevitablemente aparecen en el curso de los grandes procesos que mueven el sector. Ante las recientes caídas en los precios de los combustibles fósiles, por ejemplo, puede surgir la tentación de alterar las opciones de política tomadas y permitir que predominen consideraciones de corto plazo en los mercados, dejando de lado algunas de las estrategias de diversificación o de desarrollos tecnológicos.

Ceder ante esa tentación, sería una receta segura para caer en el futuro en situaciones de crisis iguales o peores que las que se han vivido en los últimos años. Las fluctuaciones serán parte constitutiva de la realidad energética de los próximos años, por lo que un gran desafío para las políticas públicas será mantener la continuidad que permita cumplir adecuadamente con los objetivos. De allí la importancia de lograr que los fundamentos de la política energética, en particular de la institucionalidad que la sustenta, sean objeto de un gran consenso nacional que impulse a nuestro país al desarrollo.

El presente documento es también un aporte en ese sentido: abre las puertas a un debate amplio y a la búsqueda de puntos de encuentro que garanticen la necesaria continuidad de las políticas, sin perder la opción de adaptarse a nuevas circunstancias o nuevos consensos.

---

<sup>177</sup> Una de las lecciones clave presentadas por expositores internacionales durante la Primera Conferencia Internacional sobre la Política Energética de Chile: Pensando Hoy la Energía del Mañana (junio 2008), organizada por la Comisión Nacional de Energía..

## BIBLIOGRAFIA

- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2000)**: Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs, Ottawa, Canada, 2000. Hydropower-Internalized Costs and Externalized Benefits.
- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2006 a)**: Energy Technology Perspectives 2006.
- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2006 b)**: World Energy Outlook 2006.
- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2007 a)**: Energy Technologies at the Cutting Edge.
- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2007 b)**: Mind the Gap: Quantifying Principal-Agent Problems in Energy Efficiency.
- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2008 a)**: Energy Balances of non - OECD Countries.
- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2008 b)**: IEA Statistics.  
(<http://www.iea.org/Textbase/about/termsonline.asp>).
- Agencia Internacional de Energía, **AIE (2008 c)**: Key World Energy Statistics, 2008.
- Applus Chile, **APPLUS (2007)**: Estudio Aspectos Ambientales de la Instalación de Turbinas de Emergencia.
- Buschel, H.; A. Hernández y M. Lobos; **Buschel, Hernández y Lobos (2003)**: Leña: Una fuente energética renovable para Chile, Editorial Universitaria.
- Central Research Institute of Electric Power Institute, **CRIEPI (2000)**: Finding Life Cycle CO<sub>2</sub> Emissions by Power Generation Type.
- Centro de Estudio de los Recursos Energéticos de la Universidad de Magallanes, **CERE – UMAG (2005)**: Mejoría del conocimiento y administración de la información eólica en Chile (segunda etapa)
- Centro de Estudio de los Recursos Naturales de la Universidad Mayor, **OTERRA (2008)**: Sistema de Información Geográfica Energético/Ambiental (SIG).
- Centro de Innovación en Energía-Universidad Técnica Federico Santa María, **UTFSM (2008)**: Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica junio 2008.
- Comisión Chilena de Energía Nuclear, **CCHEN (2001)**: Investigación Geológica del Potencial de Uranio en Chile.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe, **CEPAL (2007)**: Anuario estadístico de América Latina y el Caribe, 2007.
- Comisión Nacional de Energía, **CNE (2005 a)**: La Regulación del Segmento Transmisión en Chile.

- Comisión Nacional de Energía, **CNE (2005 b)**: La Regulación del Segmento Distribución en Chile.
- Comisión Nacional de Energía, **CNE (2007)**: Balance de Energía 2007.
- Comisión Nacional de Energía, **CNE (2008 a)**: Estadísticas CNE.
- Comisión Nacional de Energía, **CNE (2008 b)**: Desarrollo y Maximización del Potencial Estratégico de la Leña en la Matriz Energética Chilena.
- Comisión Nacional de Energía CNE, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD, Universidad Técnica Federico Santa María UTFSM; **CNE, PNUD, UTFSM (2008)**: Irradiación solar en territorios de la republica de Chile.
- Comisión Nacional de Energía y Comisión Nacional de Riego, **CNE & CNR (2007)**: Estimación potencial hidroelectrico asociado a obras de riego existentes o en proyecto
- Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE & GTZ (2007 a)**: Potencial de Biogás. Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás. Santiago, octubre 2007.
- Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE & GTZ (2007 b)**: Determinación de Línea Base para la Evaluación de la Inversión en Eficiencia Energética en el Sector Residencial.
- Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE & GTZ (2008 a)**: Potencial de biomasa forestal. Potencial de generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile. Santiago, enero 2008
- Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE & GTZ (2008 b)**: Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule. Informe preliminar (actualizado).
- Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE & GTZ (2008 c)**: Instalación y puesta en marcha de la estación de medición de la radiación solar en Pozo Almonte
- Comisión Nacional de Energía, Comisión Nacional de Medio Ambiente y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE, CONAMA & GTZ (2006 a)**: Guía del mecanismo de desarrollo limpio para proyectos del sector de energía en Chile.
- Comisión Nacional de Energía, Comisión Nacional de Medio Ambiente y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE, CONAMA & GTZ (2006 b)**: Guía para la evaluación ambiental de proyectos de energía renovable no convencional: Eólica.
- Comisión Nacional de Energía, Comisión Nacional de Medio Ambiente y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, **CNE, CONAMA & GTZ (2007)**: Guía

para la Evaluación Ambiental de Energías Renovables No Convencionales:  
Proyectos de Biomasa.

- Comisión Nacional de Energía, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH e Instituto Forestal; **CNE, GTZ & INFOR (2007):** Disponibilidad de residuos madereros. Residuos de la industria primaria de la madera – Disponibilidad para uso energético. Santiago, octubre 2007
- Corporación de Desarrollo Tecnológico de Bienes de Capital, **CBC (2008):** Catastro de proyectos de inversión.
- Departamento de Geofísica Universidad de Chile y Comisión Nacional del Medio Ambiente, **DGF-CONAMA (2006):** Clima de Chile para fines del siglo XXI, Simulaciones con Modelo PRECIS y Escenarios A2 y B2
- Departamento de Geofísica, Universidad de Chile, **DGF(2003):** Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país.
- DEUMAN Consultoría en energía y cambio climático, **DEUMAN (2007):** Análisis de localizaciones de centrales de generación termoeléctricas con combustibles sólidos.
- Dirección de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de la Pontificia Universidad Católica de Chile, **DICTUC (2008),** Modelo de optimización del suministro de energía nacional
- División para el desarrollo sustentable, **ONU (2007):** Energía para todos.
- Energy Information Administration USA, **EIA (2007):** International Energy Outlook, 2007.
- Facer, Ian (International Atomic Energy Agency); **FACER (2008):** “Considerations before the Initiation of a Nuclear Power Programme” (presentación)
- Geothermal Energy Association USA, **GEA (1999):** Geothermal Energy: The Potential For Clean Power From The Earth.
- Gottstein, Meg (The Regulatory Assistance Project), **GOTTSTEIN (2008):** “Planificación, Financiamiento y Construcción de ‘Plantas de Eficiencia’: Experiencias en California y otros Estados”, presentación
- Grupo de Trabajo en Núcleo-electricidad, GTN (2007): La Opción Núcleo-Eléctrica en Chile, Septiembre.
- Instituto Nacional de Estadísticas, **INE (2003):** Censo 2002, Síntesis de Resultados.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, **IPCC (2008):** IPCC Fourth Assessment Report (AR4).
- International Atomic Energy Agency, **IAEA (2007):** Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power. Nuclear Energy Series

- International Atomic Energy Agency, **IAEA (2008)**: Evaluation of the Status of National Nuclear Infrastructure Development. Nuclear Energy Series
- Libertad y Desarrollo, **L&D (2008)**: “SEIA: Algunas Reflexiones a la Luz de los Proyectos Eléctricos”, serie *Temas Públicos*, noviembre
- Ministerio de Planificación, **MIDEPLAN (2006)**: Encuesta de Caracterización Socio Económica (CASEN) 2006
- Koch, Frans H., International Energy Agency (IEA)-Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs, **KOCH (2000)**: Hydropower-Internalized Costs and Externalized Benefits.
- Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, International Atomic Energy Agency **OCDE & IAEA (2005)**: Uranium 2005: Resources, Production and Demand.
- Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, **FAO (s/f)**: Madera para la producción de energía.
- Pavan, Marcella (Autorità per l'energia elettrica e il gas), **PAVAN (2008)**: “The Italian White Certificates Scheme”,(presentación).
- Point Environmental Services, **POINT (2008)**: Revisión Técnica del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto “Perforación Geotérmica Profunda, El Tatio – Fase 1”.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía - Universidad de Chile, **PRIEN-UCH (2008 b)**: Aporte Potencial de Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía - Universidad de Chile, **PRIEN-UCH (2008 c)**: Estimación Preliminar del Potencial de Eficiencia en el uso de la Energía Eléctrica al Abastecimiento del SIC.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía -Universidad de Chile, **PRIEN-UCH (2008 a)**: Estimación del Potencial de Ahorro de Energía, mediante Mejoramientos de la Eficiencia Energética de los distintos Sectores”, enero 2008.
- Programa de Gestión e Economía Ambiental Universidad de Chile, **PROGEA-UCH (2008 a)**: Estudio de Proyección de Demanda Energética Nacional.
- Programa de Gestión e Economía Ambiental Universidad de Chile, **PROGEA-UCH (2008 b)**: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción 2008.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, **PNUD (2005)**: Informe de Desarrollo Humano 2005.

- Lahsen, Alfredo & Carlos Ramírez (Universidad de Chile), **LAHSEN & RAMIREZ (2006)**: Caracterización y evaluación de recursos geotérmicos de la zona central sur de Chile: posibilidades de uso en generación eléctrica y aplicaciones directas.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, **REN21 (2007)**: Energía Renovable 2007, Global Status Report (versión en idioma español).
- SEFI New Energy Finance, **NEF (2007)**: Global Trends in Sustainable Energy Investment 2007.
- Transenergie, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Comisión Nacional de Energía; **Transenergie, PNUD & CNE (2006 a)**: Recopilación y Evaluación de programas en distintos países. Proyecto plan nacional de fomento del uso de colectores solares.
- Transenergie, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Comisión Nacional de Energía; **Transenergie, PNUD & CNE (2006 b)**: Estudio del mercado solar térmico chileno. Proyecto plan nacional de fomento al uso de colectores solares
- Universidad Católica del Norte, **UCN (2008)**: Análisis de Potenciales efectos ambientales de la Operación de Proyectos Termoeléctricos en Ambientes Marinos en la Región de Coquimbo
- Universidad de Antofagasta, **UdeA (2007)**: Propuesta Alternativa e Integral de Plan de Manejo y Conservación de la Especie *Sterna Lorata*, Gaviotín Chico o Chirrí.

# GLOSARIO

## DEFINICIONES

**Consumo Final de energía:** Indicador de consumo del balance nacional de energía, que corresponde al consumo global de energéticos originado por un uso final durante el período de un año.

**Consumo Bruto Primario:** Indicador de consumo del balance nacional de energía, que corresponde al consumo de recursos naturales (petróleo crudo, gas natural, hidroelectricidad, carbón y biomasa), ya sea a nivel de consumo final o en centros de transformación, durante el período de un año.

**Consumo Total de energía:** Indicador de consumo del balance nacional de energía, que corresponde al consumo final de energía más el consumo en centros de transformación, durante el período de un año y para un energético en particular.

**TPES (Total Primary Energy Supply):** Indicador de consumo de la AIE, que corresponde al consumo global de energéticos de un país por el período de un año. Equivale al consumo bruto primario, más la diferencia entre las importaciones y exportaciones secundarias, del balance de energía de Chile.

## PREFIJOS DE UNIDADES

**K (kilo):** equivalente a mil ( $10^3$ ).

**M (mega):** equivalente a un millón ( $10^6$ ).

**G (giga):** equivalente a mil millones ( $10^9$ ).

**T (tera):** equivalente a un millón de millones ( $10^{12}$ ).

**Peta:** equivalente a mil millones de millones ( $10^{15}$ )

## UNIDADES

**W (watt):** Es la unidad de **potencia** del sistema internacional de medida. Esta se define como la potencia que se produce en una carga por una diferencia de potencial de 1 Volt y una corriente eléctrica de 1 Amperio.

**Cal (Caloría):** Corresponde a la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de un gramo de agua destilada a 14,5°C a 15,5 Grado Celsius a nivel del mar, y a una atmósfera de presión. Una caloría es equivalente a 4,1858 Joules del sistema internacional de medida.

**BTU (British thermal unit):** Unidad térmica inglesa, equivale a 252 cal.

**KEP (Kilogramo equivalente de petróleo):** Unidad de energía equivalente a 10 mil kcal.

**TEP (Tonelada equivalente de petróleo):** Unidad de energía equivalente a 10 Gcal.

**BEP (Barril equivalente de petróleo):** Unidad de energía equivalente equivalen a 1,378 Tcalorías.

**WH (Watt – Hora):** Unidad de energía, equivalente al consumo de una carga de 1 W de potencia durante 1 hora. Internacionalmente se establece que 1 kWh equivale a 860 kcal.

*CONVERSIONES DE UNIDADES ENERGÉTICAS:*

	Cal	KCal	TCal	KWh	GWh	TEP	KEP	BEP	BTU
Cal	1	1,000	1.000E+12	860,000	8.600E+11	1.000E+10	1.000E+07	1.388E+09	252.00
KCal	1.000E-03	1	1.000E+09	860	8.600E+08	1.000E+07	10,000	1,387,800	0.25
TCal	1.000E-12	1.000E-09	1	8.600E-07	8.600E-01	0.01	1.000E-05	1.388E-03	2.520E-10
KWh	1.163E-06	1.163E-03	1.163E+06	1	1.000E+06	11,628	11.63	1,614	2.930E-04
GWh	1.163E-12	1.163E-09	1.163E+00	1.000E-06	1	1.163E-02	1.163E-05	1.614E-03	2.930E-10
TEP	1.000E-10	1.000E-07	100	8.600E-05	86	1	1.000E-03	1.388E-01	2.520E-08
KEP	1.000E-07	1.000E-04	100,000	8.600E-02	86,000	1,000	1	139	2.520E-05
BEP	7.206E-10	7.206E-07	721	6.197E-04	620	7.21	7.206E-03	1	1.816E-07
BTU	3.968E-03	3.97	3,968,316,957	3.413E+03	3,412,752,583	39,683,169.57	3.968E+04	5,507,230	1

Nota: Los valores indican la equivalencia de cada unidad en la primera columna de la matriz, con las demás.