

A p o r t e p o t e n c i a l d e
E n e r g í a s R e n o v a b l e s
N o C o n v e n c i o n a l e s y
E f i c i e n c i a E n e r g é t i c a
a l a M a t r i z E l é c t r i c a ,
2 0 0 8 - 2 0 2 5

Junio de 2008

Programa de Estudios e Investigaciones en Energía
del Instituto de Asuntos Públicos de la
Universidad de Chile

Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y
Mecatrónica, Centro de Innovación en Energía de la
Universidad Técnica Federico Santa María



INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	5
ANTECEDENTES	7
AGRADECIMIENTOS	9
1. INTRODUCCIÓN	11
2. EL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE	13
2.1. Institucionalidad del sector eléctrico	13
2.2. Participantes del mercado	15
2.3. Tipos de precios en el mercado eléctrico	17
2.4. Proyecciones de precios de nudo	18
2.5. Desagregación de la demanda SIC-SING y proyección de la demanda del SIC	21
2.5.1. Metodología aplicada para desagregar los consumos del SIC	22
2.5.2. Proyecciones de demanda global del SIC	23
3. BASES METODOLÓGICAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL APORTE POTENCIAL DE LAS ERNC AL ABASTECIMIENTO DEL SIC	27
3.1. Estimación de escenarios base	27
3.2. Metodología, supuestos e hipótesis de cálculo para estimar el potencial de las ERNC ..	28
3.2.1. Selección de proyectos energéticos	28
3.2.2. Cálculo de potenciales	29
4. DETERMINACIÓN DEL APORTE POTENCIAL DE LAS ERNC AL ABASTECIMIENTO DEL SIC	31
4.1. Potenciales brutos	31
4.2. Capacidad de potencia instalable de las ERNC en el SIC, en MW	32
4.3. Capacidad de generación potencialmente factible, en GWh/año.	33
4.4. Capacidad de penetración instalable por fuente en el período 2008-2025	34
4.5. Capacidad de Generación ERNC en el período 2008-2025	35
5. BASES METODOLÓGICAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL APORTE POTENCIAL DE LA UEEE AL ABASTECIMIENTO DEL SIC	37
5.1 Estructura de la demanda del SIC, selección de sectores objetivos y sus proyecciones ..	37
5.1.1 Bases para la determinación del potencial técnico, económico y alcanzable	39
5.1.2 Bases para el cálculo del ahorro de energía	40

6.	POTENCIALES ALCANZABLES DEL UEEE PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DEL SIC	45
6.1	Estimación de los potenciales totales de disminución en el consumo a nivel del usuario final	45
6.2	Estimación de los potenciales a nivel de la generación	49
6.3	Estimación del potencial de disminución de la demanda en la potencia generada	50
7.	APORTE POTENCIAL TOTAL DE LAS ERNC Y EL UEEE AL ABASTECIMIENTO DEL SIC	53
7.1	Escenario conservador	53
7.2	Escenario dinámico	54
7.3	Escenario dinámico-plus	55
7.4	Aporte potencial total de las ERNC y UEEE al año 2025 y requerimientos de otras fuentes	57
8.	BARRERAS DE MERCADO E INSTITUCIONALES PARA EL DESARROLLO DE LAS ERNC Y EL UEEE	59
8.1	Barreras para el desarrollo de las ERNC	59
8.1.1	Dificultades y barreras generales de las ERNC	59
8.1.2	Barreras específicas por tipo de energía	60
8.2	Barreras para la difusión masiva del UEEE	61
8.2.1	Dificultades y barreras generales del UEEE	61
8.2.2	Barreras específicas del UEEE, según sector económico	62
8.2.3	Barreras a la cogeneración	64
9.	PROPUESTA DE POLÍTICAS PARA EL DESARROLLO DE LAS ERNC Y EL UEEE.	65
9.1	Propuesta de políticas públicas para el desarrollo de las ERNC.	65
9.2	Propuesta de políticas públicas para la difusión masiva de las tecnologías de UEEE	66
9.2.1	Marco institucional para una política de eficiencia energética	67
9.2.2	Marco conceptual para la eficiencia energética	68
9.2.3	Políticas sectoriales de eficiencia energética	70
9.2.4	Políticas en cogeneración	71
10.	UN FUTURO DIFERENTE	73
10.1	Conclusiones	73
10.2	Recomendaciones prioritarias en el corto plazo	74
	BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	77

RESUMEN EJECUTIVO

El presente estudio revisa la situación actual de las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile, considerando el estado actual de las tecnologías con aplicaciones comerciales para las energías de tipo hidráulica, eólica, geotérmica, biomasa y solar. Dentro del tipo solar se incluye la energía solar fotovoltaica y termo-solar eléctrica.

Se hace una estimación del potencial técnico y económicamente factible posible de incorporar al sistema interconectado central (SIC), hacia el año 2025, en tres escenarios posibles: conservador (en que el precio de la energía se mantiene en US\$75 MW, más un aumento anual de 1%), dinámico (precio de la energía en US\$ 102 el MW con incremento anual de 1%) y dinámico plus (precio de la energía en US\$102 el MW y un incremento anual de 3,5%).

El estudio identifica las principales barreras que obstaculizan el aprovechamiento de estas fuentes de energía, y propone recomendaciones de política pública para la plena incorporación de las ERNC en la matriz eléctrica en el corto, mediano y largo plazo.

Los resultados de este estudio señalan un potencial bruto de ERNC -de acuerdo a su disponibilidad física en el territorio nacional- del orden de 191.000 MW, con un potencial técnicamente factible de instalar equivalente a 10.803 MW. De este potencial instalable, aquel -económicamente factible al año 2025, se estima en 3.332 MW en un escenario el conservador; en 4.402 MW, en el escenario dinámico; y en 5.753MW en el escenario dinámico-plus (suponiendo una inflación anual de 3,5% en el precio de la energía).

Este rango de potencia instalable, de acuerdo a los supuestos del estudio significa una generación de energía anual de 17.743 GWh, de 21.909 GWh., y de 29.652 GWh, respectivamente, en los 3 escenarios; lo que corresponde a un 16,8%, un 20,8% y un 28,1% de la demanda esperada del SIC de 105.560 GWh para el año 2025.

El potencial económicamente factible de ERNC estimado en este estudio supera con creces las metas establecidas por la Ley 20.527, de marzo de 2008; ofreciendo una contribución importante a la diversificación, seguridad y autonomía energética.

Dado el carácter innovativo de las ERNC, su grado de penetración tomará mayor dinamismo en la medida de que se diseñen programas con visión de largo plazo; y que, reconociendo su carácter estratégico en el desarrollo económico y sustentable del país, establezca incentivos y mecanismos de promoción adecuados para la innovación tecnológica.

Con respecto a los potenciales alcanzables de disminución en el consumo, mediante políticas de fomento del uso eficiente de la energía eléctrica (UEEE), entre el año 2008 y 2025, y definidos para distintos grados de penetración tecnológica; capacidad de innovación y voluntad política de los reguladores y sectores usuarios, se estima que es posible ahorrar un 9,9% del consumo de electricidad en el SIC hacia el año 2025, en el escenario conservador; un 15%

en el dinámico y un 23% en el dinámico-plus. Lo cual equivalente a 10.493 GWh/año; 16.388 GWh/año y 24.647 GWh/año respectivamente, a nivel del consumidor final.

El alto impacto de una decidida política de eficiencia energética podría implicar una reducción de los requerimientos energéticos del SIC equivalente a 1.754 MW; 2.740 MW y 4.121 MW, respectivamente, en los tres escenarios del estudio, evitando la construcción de varias centrales térmicas e hidroeléctricas.

El estudio presenta la agregación total de los potenciales de ERNC y UEEE económicamente factibles de implementar al año 2025 en Chile; los que se estiman en 29.177 GWh, 39.767 GWh y 56.511 GWh respectivamente, para los tres escenarios del estudio. Dicha generación equivaldría a 22,3%, 31,4% y 43,4% de la capacidad instalada en el SIC al año 2025, representando un horizonte muy diferente a las proyecciones del desarrollo eléctrico que convencionalmente se discuten en el país.

El estudio concluye, en base a la estimación del aumento estimado de generación del SIC en 65.596 GW/h al año 2025, que esta nueva demanda podría abastecerse en un 44%, en un 61%, y en un 86%, mediante proyectos de generación con ERNC y medidas de UEEE en los escenarios conservador, dinámico y dinámico-plus respectivamente. En consecuencia, de implementarse las políticas recomendadas en este estudio Chile solo requeriría otras fuentes energéticas para abastecer el saldo de 56% en el escenario conservador 39% en el escenario dinámico y solo 14% de la demanda en el escenario dinámico-plus.

La materialización de estos potenciales significaría una contribución importantísima a la seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional, reduciendo su vulnerabilidad y dependencia, aumentando la competitividad y productividad de las empresas; y reduciendo los impactos ambientales locales asociados a la producción y uso de la energía. Al mismo tiempo significaría un avance en el cumplimiento de la agenda ambiental nacional y un gran aporte a la mitigación del cambio climático. Se estima que en lo relativo a la reducción de gases de efecto invernadero, concretar estos potenciales de ERNC y UEEE permitiría reducir, en los escenarios dinámico y dinámico-plus, entre 16 y 22 millones de toneladas de CO₂ por año.

Más aún, el estudio concluye que al desarrollarse en el país políticas proactivas para la promoción y desarrollo de las ERNC, Chile podría materializar la mayor parte del potencial técnicamente disponible, estimado en unos 10.803 MW, lo que corresponde a un 47,5% de los requerimientos del SIC al año 2025. Si a ello se suma el aprovechamiento del potencial de UEEE a esa fecha, el país podría alcanzar un abastecimiento del orden de 70% sobre la base de ambas fuentes de abastecimiento.

Con el objeto de contribuir a materializar estos escenarios para un futuro energético diferente en el sector eléctrico, el estudio ofrece un análisis de las barreras que obstaculizan el desarrollo de las ERNC y el UEEE, y un conjunto de propuestas normativas, institucionales y de política pública para acelerar su pleno desarrollo. Los seis estudios de base que dieron origen a esta publicación, están disponibles en las siguientes páginas web: www.chilesustentable.net (portada), www.prien.cl (talleres), www.neim.utfsm.cl (noticias).

ANTECEDENTES

Estudio de energías renovables y eficiencia energética

El presente estudio sobre el aporte potencial de las energías renovables no convencionales y de la eficiencia energética al abastecimiento eléctrico del Sistema Interconectado Central (SIC), para el período 2008-2025, ha sido realizado por el Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica y el Centro de Innovación en Energía de la Universidad Técnica Federico Santa María y el Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile.

El estudio contó con el respaldo y apoyo de un Comité Consultivo constituido para incorporar las visiones y experiencias de actores relevantes en las líneas básicas y orientaciones metodológicas del estudio. En el Comité Consultivo participaron representantes de entidades gubernamentales, tales como Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), Comisión Nacional de Energía (CNE), Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), y gabinete de la Ministra Presidenta de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). Por el sector privado, representantes de la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) y de organizaciones no gubernamentales representadas por Ecosistemas y Chile Sustentable.

Las fuentes de información empleadas en este informe provienen de diversas instituciones, entre las que destacan: Comisión Nacional de Energía (CNE), Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO), Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), Dirección General de Aguas (DGA), Comisión Nacional de Riego (CNR), Instituto Nacional de Estadísticas (INE), Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), Natural Resources Defense Council (NRDC), Energy Solutions, Instituto Forestal (INFOR), Fundación Chile, Gamma Ingenieros, Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ); entrevistas con actores relevantes del sector energético nacional; e información contenida en los estudios sectoriales de la Universidad de Chile y Santa María que respaldan este informe consolidado.

Dichos estudios están disponibles en las siguientes páginas web: www.chilesustentable.net (portada), www.prien.cl (talleres), www.neim.utfsm.cl (noticias).

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este informe desean expresar su reconocimiento a los profesionales de las diversas instituciones, organismos y empresas que, con información, discusión y análisis, han contribuido a la síntesis de este trabajo. A las instituciones que aportaron los recursos financieros que hicieron posible este estudio: Universidad de Chile, Universidad Técnica Federico Santa María, Natural Resources Defense Council, Programa Chile Sustentable, Fundación Heinrich Boll, Fundación Weeden, International Rivers, Energy Solutions, Stephen Hall & Associates y Rocky Mountain Institute.

A los integrantes del Consejo Consultivo del estudio: Claudio Huepe y Cristián Santana de la CNE; Andrés Romero, Pamela Mellado e Ignacio Fernández del Programa País de Eficiencia Energética (PPEE); Javier García, Orlando Jiménez y Rodrigo García de CORFO; Constanza Pantaleón y Álvaro Fuentealba del gabinete de la Ministra Presidenta de la Comisión Nacional de Medioambiente; Mario Manrique y Rodrigo García, de ACERA; Juan Pablo Orrego, de Ecosistemas y Sara Larraín, del Programa Chile Sustentable, que orientaron la elaboración de este trabajo.

A los revisores externos de los diversos informes sectoriales que fundamentan este estudio: Roberto Román y Alfredo Lahsen, de la Universidad de Chile; Rodrigo García, de Megawind; Wilfredo Jara, de Endesa-Eco; Jaime Zuazagoitía, de Energía Verde; y Nicola Borregaard, por sus valiosos aportes y comentarios a los diversos estudios que dieron origen a este documento.

1 . INTRODUCCIÓN

Durante los recientes 20 años, la demanda de energía eléctrica en Chile se ha incrementado en forma sostenida, a una tasa promedio anual de 6,7%. Por su parte, la oferta de energía eléctrica se ha desarrollado básicamente a partir de fuentes de energía tradicionales (combustibles fósiles e hidroelectricidad), cuya diversificación se ha visto comprometida debido a imperfecciones regulatorias (DFL N° 1) y señales económicas que no han sido atractivas para los inversionistas en el sector generación. Esta situación ha generado una extraordinaria vulnerabilidad del suministro eléctrico, agravada por factores climáticos (sequías) y restricciones en el abastecimiento de gas natural desde Argentina. Todo ello ha redundado en un encarecimiento sostenido de la energía eléctrica.

Recientemente, las debilidades del marco legal han intentado subsanarse (Leyes 19.940 y 20.018), introduciéndose estímulos a las inversiones y algunas ventajas para fomentar el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC)¹. Sin embargo, ello no ha sido suficiente para acelerar el desarrollo de proyectos de ERNC. Tampoco se ha incorporado -en estas reformas- el fomento al uso eficiente de la energía (UEEE) en el sector eléctrico, de manera que se constituya en una fuente relevante para la matriz energética nacional. En consecuencia, la estimación del aporte potencial que podrían realizar tanto las ERNC como el uso eficiente de la energía eléctrica (UEEE) a la matriz, resulta fundamental para alcanzar niveles de desarrollo similares a los logrados en países con decididas políticas públicas en estos ámbitos.

Es preciso concebir las ERNC como un recurso no sólo marginal, sino como suministro de importancia para la red troncal y/o para los usuarios finales -en un esquema de generación distribuida-; y reconocer el UEEE no sólo como estrategia de ahorro, sino como un nuevo recurso energético generado a partir de la racionalización de la demanda y de la gestión eficiente en sectores y procesos. Dichas opciones permitirán diversificar el mercado energético, aliviar la situación de vulnerabilidad, reducir la dependencia de combustibles fósiles, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y promover la equidad en el acceso a la energía; aportando significativamente a la sustentabilidad y al dinamismo de las actividades energéticas.

Atendida la urgencia de mitigar los impactos negativos de la dependencia y vulnerabilidad de su sistema energético, Chile puede recurrir hoy a las experiencias exitosas en la aplicación de políticas públicas y a los avances tecnológicos más recientes en este campo a nivel mundial², implementando decididamente políticas e instrumentos de fomento oportunos.

¹ La ley 20.257 (Marzo 2008) impone a las empresas generadoras o abastecedoras de distribuidoras o clientes finales inyectar un 5% de la energía que comercializan a partir de fuentes renovables entre 2010 y 2014; e incrementar en 0,5% anual desde 2015, para llegar en 2024 al 10% del total comercializado.

² Ello sin necesidad de recorrer el camino de aprendizaje que otros países han desarrollado al adoptar las medidas exitosas y de una relación costo/beneficio más favorable y excluyendo aquellas que fracasaron o tuvieron un menor éxito relativo.

Por ello, es urgente y relevante estimar los potenciales aportes de las ERNC y del UEEE a la matriz eléctrica e incorporarlos como un recurso fundamental para la matriz energética del futuro.

Con este propósito, el presente estudio ofrece un análisis del potencial técnico, económico y alcanzable de las ERNC, del UEEE y de la cogeneración en el Sistema Interconectado Central (SIC), identificando los obstáculos que dificultan el pleno desarrollo de estas opciones e identificando recomendaciones de políticas que permitan materializar los potenciales identificados, sirviendo como documento base para la discusión con los distintos actores involucrados en el futuro desarrollo de la oferta energética, para un horizonte de análisis sobre el período 2008-2025. La información de este documento se organiza en cinco áreas:

1. Claves del funcionamiento del mercado eléctrico chileno: estimación del precio de nudo proyectado, desagregación de la demanda SIC/SING y demanda del SIC para el horizonte del estudio.
2. Bases metodológicas para la evaluación del potencial alcanzable de las ERNC y del UEEE³.
3. Resultados de la evaluación de los potenciales alcanzables de las ERNC y del UEEE, en escenarios de precios conservador, dinámico y dinámico plus⁴.
4. Identificación de barreras institucionales y de mercado para el pleno desarrollo de las ERNC y del UEEE.
5. Propuesta de políticas para el desarrollo de las ERNC y el UEEE.

Si bien los análisis de esta investigación se focalizan en el Sistema interconectado Central (SIC), las metodologías de estimación de los impactos del UEEE podrían ser aplicadas y sus resultados extrapolados⁵ al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Las estimaciones del potencial aporte de las ERNC y el UEEE a la matriz eléctrica, al año 2025, además de ofrecer una metodología para evaluar los potenciales económicamente factibles, presentan tendencias en la inserción de estas fuentes como alternativas para la diversificación y reducción de la vulnerabilidad en el sector eléctrico.

³ Conviene señalar que una vez terminados los estudios de base realizados para la determinación de los potenciales de las ERNC y del UEEE y que dieron origen a los estudios específicos de cada área, la Comisión Nacional de Energía publicó el informe para la fijación del precio de nudo de abril de 2008 y que consideraba un cambio importante en la proyección de la demanda del SIC respecto de la fijación de octubre de 2007, utilizada como referencia para dichos estudios. Si bien era imposible corregir todo el trabajo, en este informe Consolidado se considera la última previsión de demanda de la CNE.

⁴ Dichos escenarios guardan relación con el diseño y aplicación de las políticas energéticas (particularmente, los criterios establecidos para la fijación de precios de la energía y la asertividad en el diseño y aplicación de las políticas energéticas que favorezcan el uso de las ERNC y el UEEE), como también la disposición a la innovación y toma de riesgos por parte de los distintos actores involucrados en el mercado energético.

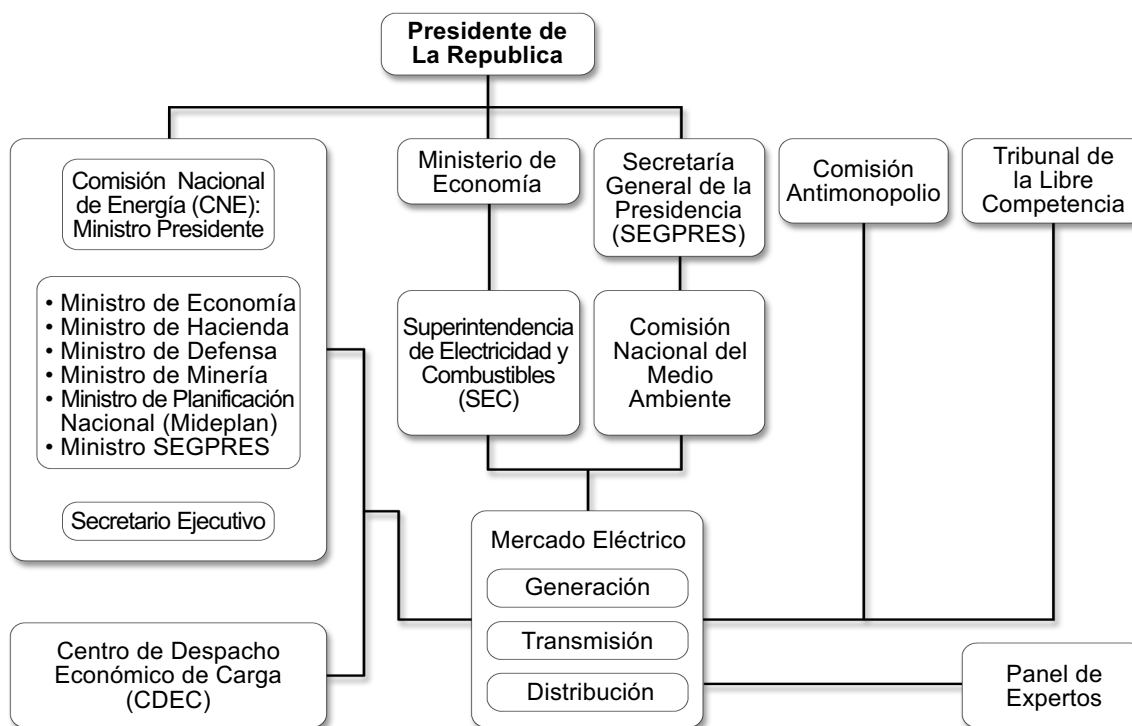
⁵ Con la consiguiente adecuación y adaptación a las características de los usuarios del SING y condiciones de uso de la energía en dicha área geográfica.

2. EL MERCADO ELÉCTRICO EN CHILE

2.1. Institucionalidad del sector eléctrico

A partir de la entrada en vigencia de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1) en el año 1982, el mercado eléctrico se estructuró en los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, siendo estos dos últimos sectores sometidos a regulación de precios dadas sus características de monopolio natural. Simultáneamente, a través de un proceso de privatización, el Estado delegó en agentes privados la responsabilidad del abastecimiento eléctrico del país, asumiendo desde entonces sólo funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión⁶. En la Figura 1 se muestra un esquema de la institucionalidad vigente en este sector.

Figura 1:
Institucionalidad del sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

⁶ Sin embargo, las recomendaciones en materia de transmisión tuvieron carácter no vinculante para las empresas, situación modificada con la ley N° 19.940 (12 de marzo de 2004). Las últimas modificaciones introducidas al marco regulatorio del sector eléctrico, han establecido obligaciones a los prestadores del servicio de transmisión troncal y de subtransmisión, en cuanto a desarrollar las inversiones requeridas en aumentos de capacidad. Este proceso no ha estado exento de dificultades al presentarse discrepancias entre los criterios de la Autoridad y las empresas transmisoras (N. de los A.).

Entre estos actores, se destaca el papel de la Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo a cargo de establecer las políticas regulatorias del sector eléctrico y velar por su cumplimiento, además de asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Igualmente, la CNE se encarga de fijar los precios a los suministros sometidos a regulación de precios, calcular los precios de nudo y los peajes de transmisión troncal y de subtransmisión.

Si bien las últimas modificaciones introducidas al marco regulatorio del sector eléctrico han establecido obligaciones a los prestadores del servicio de transmisión troncal y de subtransmisión, en cuanto a realizar las inversiones requeridas en aumentos de capacidad, este proceso no ha estado exento de dificultades al presentarse discrepancias entre los criterios de la Autoridad y las empresas transmisoras.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismos definidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1, del año 1982, y reglamentados por el Decreto Supremo N° 327, del año 1997, ambos del Ministerio de Minería. Dichos cuerpos legales establecen la obligación de la creación de estos organismos para la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, con el fin de: a) Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, b) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y c) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Cada CDEC está integrado por todas aquellas empresas eléctricas de transmisión y generación que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo N°168 del Decreto Supremo N°327, básicamente empresas generadoras que operen en el sistema administrado por el CDEC respectivo, cuya capacidad de generación supere los 100 MW y exceden el 2% de la capacidad del sistema al momento de la creación del CDEC (para los autoprodutores rigen las mismas exigencias o una empresa, cuyo giro principal es administrar sistemas de transmisión de electricidad, por cuenta propia o ajena, y si además, las instalaciones de transmisión que opera son de un nivel de tensión igual o superior a 23.000 Volts, con a lo menos un tramo de línea de transmisión de longitud superior a 100 km.

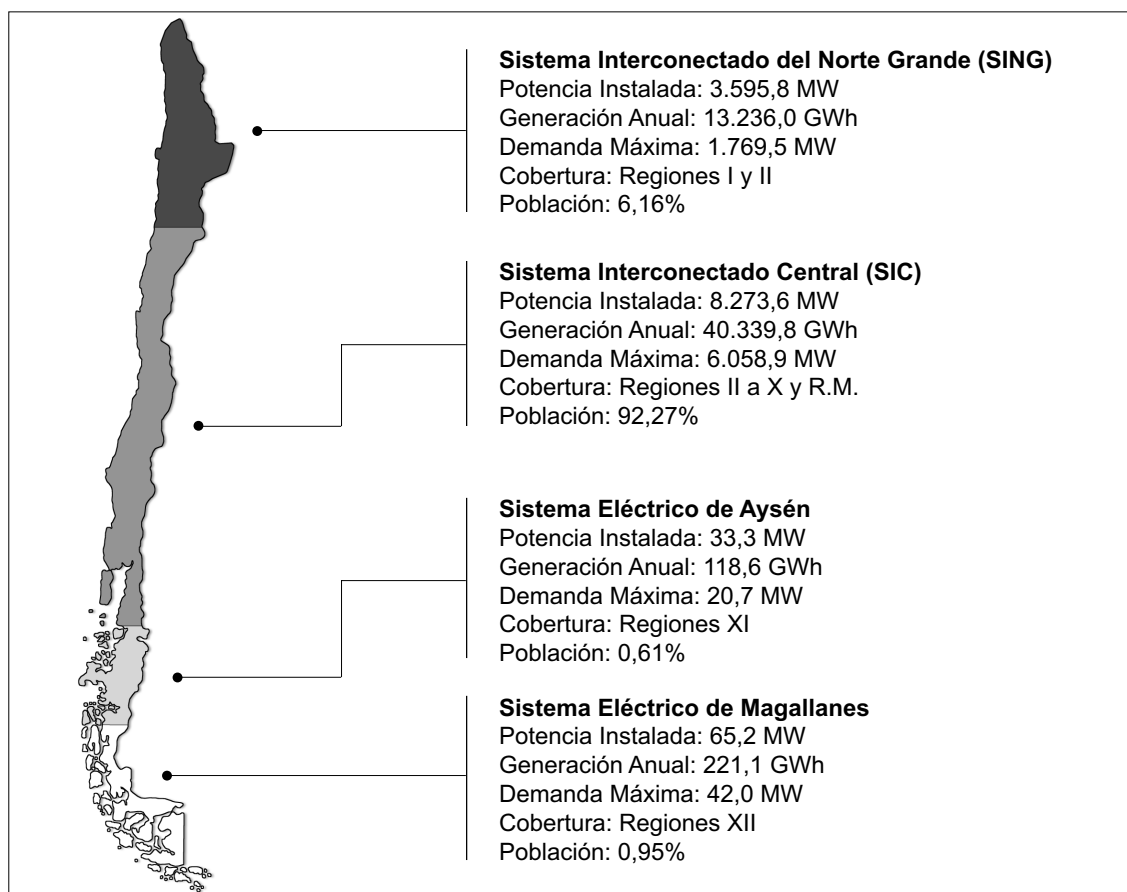
Igualmente, cabe destacar el rol del Panel de Expertos, órgano creado recientemente por la Ley N° 19.940, integrado por profesionales expertos (ingenieros, licenciados en ciencias económicas y abogados), y cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre las discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y sobre las que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión.

2.2. Participantes del mercado

En el ámbito de la **oferta energética**, la industria eléctrica nacional está integrada por un conjunto de empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. En conjunto, las empresas suministran una demanda agregada nacional que en 2006 alcanzó los 52.901 GWh. Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta, con un 30,17% de la capacidad instalada en el país;
- Sistema Interconectado Central (SIC): Se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con 69,01% de la capacidad instalada⁷;
- Sistema de Aysén: Atiende el consumo de la Región XI con 0,28% de la capacidad; y
- Sistema de Magallanes: Abastece la Región XII con 0,54% de la capacidad instalada en el país.

Figura 2:
Sistemas eléctricos chilenos



⁷ Las regiones III a la X, suministradas por el SIC, agrupan un 92,27% de la población nacional (Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas, www.ine.cl).

En cuanto al **grado de concentración del sector eléctrico**, es posible afirmar que el mercado chileno es significativamente más concentrado que el de la mayoría de los países de América Latina. Una de las medidas más utilizadas para medir la concentración de mercados es el Índice Herfindahl-Hirschman, el cual se calcula a partir de la siguiente función:

$$HHI = \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{MW_i \times 100}{MW_{total}} \right\}^2 \quad (1)$$

Donde:

- MW_i es la potencia instalada de la empresa i ,
- MW_{total} es la potencia total del sistema,
- n es el número de empresas en el mercado.

El Departamento de Justicia de los Estados Unidos elaboró una clasificación de los mercados de acuerdo al índice HHI, dividiendo los mercados en tres segmentos caracterizados como: mercado no concentrado (HHI inferior a 1.000), moderadamente concentrado (HHI entre 1.000 y 1.800) y altamente concentrado (HHI superior a 1.800). En base a los antecedentes disponibles, respecto de las empresas y sus vinculaciones de propiedad, se calculó el índice HHI para algunos países de la Región en un estudio preparado para la CEPAL⁸ obteniéndose los valores que se señalan a continuación:

Tabla 1:
Grado de concentración de mercados energéticos

País	Índice HHI	Grado de concentración
Argentina	1.190	Moderadamente Concentrado
Brasil	2.044	Altamente Concentrado
Chile	3.541	Altamente Concentrado
Colombia	1.305	Moderadamente Concentrado
Perú	2.319	Altamente Concentrado

Fuente: Serie 72, División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL.

Respecto de la **demanda energética** en el sector, los consumidores se clasifican en tres grandes grupos:

- **Cientes regulados:** Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW;
- **Cientes libres o no regulados:** Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW
- **Cientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre,** por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW⁹.

⁸ Pedro Maldonado G. y Rodrigo Palma B, "Seguridad y calidad de abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur", Serie 72, CEPAL, julio de 2004.

⁹ Conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicios Eléctricos por la ley 19.940, marzo de 2004. No obstante, los suministros a que se refiere este punto podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes: a) cuando se trate de un servicio inferior a doce meses; b) cuando se trate de calidades especiales de servicio y c) si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en megawatts y de la distancia entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 megawatts-kilómetro.

En el Sistema Interconectado Central, principal sistema eléctrico del país, durante el año 2006 el 56% de la energía se vendió a clientes regulados y 44% a clientes libres¹⁰.

2.3. Tipos de precios en el mercado eléctrico

Según el marco regulatorio e institucional vigente, los precios a los cuales se valorizan la energía y potencia en el mercado eléctrico presentan cuatro modalidades:

- **Precios spot o marginales:** Calculados de forma horaria por cada CDEC, con criterio económico marginalista que rigen el mercado mayorista. Sirven para valorizar las transacciones entre generadores y las inyecciones que los generadores hacen al sistema.
- **Precios libres:** son los precios libremente acordados entre generadores y clientes libres.
- **Precios de nudo:** son precios definidos por la CNE conforme a un plan de obras indicativo. Representa el valor esperado de los costos marginales del Sistema, en un horizonte mínimo de 36 meses. El precio resultante de este proceso se compara con los precios libres y se ajustan a una banda de más/menos 5%¹¹.
- **Precios de distribución:** son los precios a los cuales las empresas distribuidoras venden la energía y potencia a sus clientes regulados. Estos precios presentan dos componentes: el “precio de nudo” (precio de licitaciones), que refleja el precio medio al cual las distribuidoras compran la energía y potencia, y el Valor Agregado de Distribución (VAD) que refleja los costos de distribución de una empresa modelo eficiente.

Respecto a la fijación de precios, los productores de energía eléctrica que participan en el mercado tienen al menos cuatro opciones para vender la energía y potencia generadas:

- Costos marginales o precios spot; que corresponde al costo marginal de la central menos eficiente en producción en el momento de la medición¹²;
- Precios de nudo o precios de licitación para suministro a distribuidoras, que corresponde al precio de largo plazo de producir electricidad dentro del sistema¹³;
- Precios estabilizados, cuando se trata de centrales inferiores a 9 MW; y
- Precios libres, negociados entre grandes consumidores y las generadoras¹⁴.

Los precios que resultan de mayor estabilidad son los precios de nudo y estabilizados, estando éstos últimos pendientes de su definición por parte de la autoridad pública. Según la ley, los precios de nudo son ajustados a la banda de precios de mercado, sirviendo de referencia para establecer los precios máximos de las licitaciones de suministro, que las empresas distribuidoras están obligadas a llevar a cabo para satisfacer la demanda de sus clientes regulados.

¹⁰ Informe de precio de nudo, abril de 2007.

¹¹ Estos precios se calculan cada 6 meses e incorporan fórmulas de indexación, las cuales permiten su reajuste entre cada fijación de precios. Los precios nudo sirven de referencia para establecer los valores máximos en las licitaciones de suministro que deben llevar a cabo las empresas distribuidoras. Los precios obtenidos mediante las licitaciones, son transferidos a los clientes finales mediante las fórmulas tarifarias de distribución.

¹² Fuente: Oyarce, G. y Leonart, J. “Industria Eléctrica y Sequía: Los Efectos en el Sistema”. Feller & , Clasificadora de Riesgo, 1997. Sitio web:: <http://www.feller-rate.cl/general2/articulos/Sequia.htm>

¹³ Ibid.

¹⁴ Ibid.

Para los objetivos del presente estudio, se considerarán los precios de nudo como unidad de medida base, debido a que -conceptualmente- estos precios reflejan los costos de suministro asociados a un determinado plan de obras de generación, e internalizan los costos de los distintos combustibles con que operan las unidades térmicas actuales y futuras. En tanto señal económica, los precios de nudo también aspiran a incentivar el aumento de la oferta energética, proporcionando al sector inversionista información para optar por unidades generadoras más rentables y/o de menor costo.

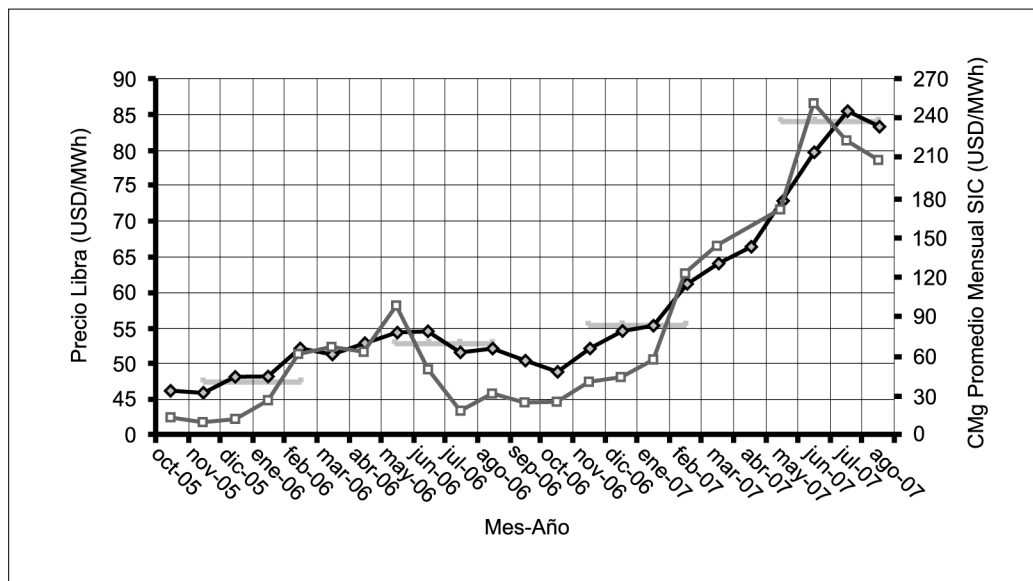
2.4. Proyecciones de precios de nudo

En el SIC, los **precios de nudo** reflejan el costo mínimo de abastecimiento (inversión, operación y racionamiento) considerando un plan de obras de generación para un horizonte de 10 años, mientras que los **costos marginales** reflejan el costo de producir una unidad adicional de energía para cada nivel de demanda. Hasta hace algunos años, cuando no existía el problema de restricciones en el abastecimiento de gas natural proveniente de Argentina, el costo marginal estaba determinado principalmente por el costo de generación de unidades térmicas que usaban este combustible. Muchas de estas unidades que funcionaban en las horas de demanda máxima del sistema, actualmente funcionan con petróleo diesel, lo que se tradujo en un incremento significativo de los costos marginales. La inseguridad en el abastecimiento de gas natural, condujo a que la CNE introdujera en el modelo de cálculo de precios el concepto de riesgo de abastecimiento, definiendo distintos niveles de restricción de este combustible¹⁵.

Los generadores han comenzado a traspasar a sus clientes libres los mayores costos de la generación de electricidad. Por ende, los precios de mercado usados como referencia para el ajuste de los precios de nudo, han experimentado fuertes alzas y arrastrado consigo a estos últimos. Lo anterior permite afirmar que -en el corto plazo- los mayores costos de generación seguirán traspasándose a los clientes libres, arrastrando consigo a los precios de nudo. El siguiente gráfico ilustra estas tendencias:

¹⁵ En el informe para la fijación de precios en el SIC de abril de 2008, se espera una restricción en el abastecimiento de GNL para la mayor parte del año, expresada en semanas de disponibilidad de gas por central energética mensualmente. Este cálculo se basa "en los últimos envíos de Gas Natural provenientes desde la República Argentina, lo cual permite proyectar envíos equivalentes para los meses que se encuentren fuera de la temporada de invierno". La estimación de estos valores y modelos de precios asociados se encuentran en el Anexo 1 del Informe de Fijación de Precios Nudo, SIC: "Precios de combustibles, restricciones de gas natural argentino y disponibilidad de GNL". CNE, abril de 2008.

Gráfico 1:
Evolución de precios nudo en el SIC, Octubre 2005- Agosto 2007

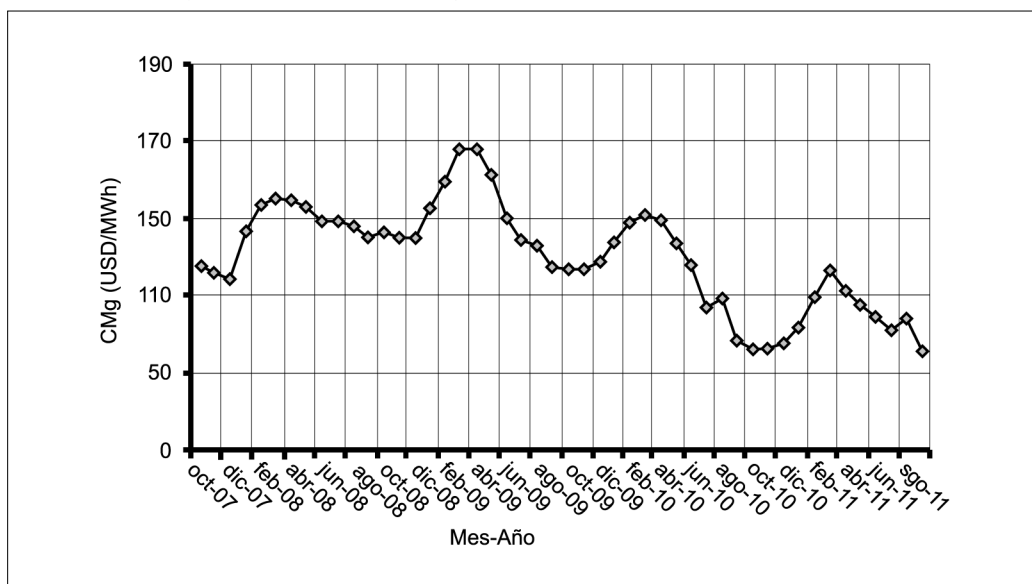


Fuente: Informe Técnico Definitivo Fijación de Precios de Nudo Octubre 2007, CNE

En el informe para la fijación de precios de nudo presentado en octubre de 2007, la CNE proyecta los costos marginales basándose en un plan de obras de generación cuya componente térmica va incrementando progresivamente su participación relativa en la matriz energética. De acuerdo con esta proyección, los costos marginales presentarían una cierta tendencia la baja hacia fines del período de evaluación. El supuesto base consiste en que el costo marginal estará determinado por la inclusión progresiva de unidades de generación a carbón, combustible que permitiría alcanzar un costo de generación en torno a los 38 [USD/MWh] al año 2018 y cuyo precio internacional disminuiría en el tiempo¹⁶. En la fijación de precios de nudo de octubre de 2007, la CNE realizó la proyección de costos marginales que se muestra en el siguiente gráfico.

¹⁶ En el último informe para la fijación de precios nudo, año 2008 (http://www.cne.cl/electricidad/destacados/precio_abril2008.php), se especula que el precio del carbón descendería de 128 USD/Ton, en 2008, a 121,89 USD/Ton al año 2010. Ello supone una reducción de 5% en dos años. En este marco, el gobierno proyecta la construcción de centrales a carbón de 150, 200, 250 y 400 MW, que se localizarían en las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, del Bío Bío y de los Lagos.

Gráfico 2:
Proyección de costos marginales del SIC en Nudo Quillota 220 kV



Fuente: CNE y elaboración propia.

Sin embargo, es muy probable que aun cuando los productores de carbón fijen precios – por unidad de energía útil- ligeramente inferiores a los de otros combustibles, tanto los precios internacionales del gas natural como los del carbón sigan la tendencia al alza del petróleo, puesto que en un mercado abierto, los productos con elevado grado de sustitución presentan similares tendencias de precio. De hecho, el Central Research Institute of Electric Power Industry/CRIEPI de Japón analizó la posible evolución de los precios del carbón y petróleo, llegando a la conclusión de que seguían una tendencia paralela. Pese a que la proyección presentaba una fuerte tendencia al alza, los autores del estudio -realizado el año 2004- no pudieron prever los precios que el petróleo ha alcanzado durante el primer semestre del año 2008 ni los previstos para los próximos años¹⁷. Como ha sido señalado, no existen razones para que los precios del resto de los combustibles fósiles no sigan la tendencia de los del petróleo, aunque su costo por caloría útil se mantenga como estrategia comercial ligeramente por debajo de los derivados del petróleo. Parece muy difícil que el precio de la energía baje en el futuro mediano, debido a la tendencia mundial pareciera apuntar a precios al menos similares a los actuales, los que han superado claramente los US\$100/barril¹⁸.

¹⁷ Hoshino, Yuko and Norias Sakurai, "The world energy supply and demand projections to 2050", CRIEPI Y03027, 2004.

¹⁸ Durante junio del 2008 ellos llegaron a US\$ 135 y analistas internacionales del mercado del petróleo tales como Goldman Sacks de Estados Unidos y CIBC World Market de Canadá pronostican valores de US\$ 200/barril y más entre fines del 2008 y mediados de 2009.

Siendo necesaria la importación de carbón para satisfacer la demanda energética nacional, y considerando que su precio podría seguir la tendencia alcista de los combustibles fósiles, confiar en esta fuente energética como alternativa económicamente viable -a mediano y largo plazo- puede considerarse riesgoso. Adicionalmente, a objeto de asegurar que las empresas distribuidoras cuenten con contratos de suministro para abastecer a sus clientes regulados, se introdujo una flexibilización en la definición de los precios máximos aceptables en las licitaciones de suministro, pudiendo éstos aumentarse en el caso de que éstas se declararan desiertas, de manera de asegurar el éxito de las licitaciones. Por otra parte, los precios del sistema no internalizan el concepto de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica (UEEE) (ni tampoco los costos ambientales de las distintas opciones de abastecimiento), ya que la metodología de cálculo sólo aborda la expansión de la oferta como solución de satisfacción de la demanda energética.

Considerando que los precios de nudo proporcionan señales al inversionista de manera de incentivar el aumento de la oferta energética, construyendo primero aquellas centrales más rentables o que redunden en menores costos, es posible suponer que en el largo plazo estos precios debieran ser crecientes¹⁹, salvo que un cambio tecnológico profundo o una opción de política pública se adelante y masifique la incorporación de nuevas centrales generadoras basadas en ERNC²⁰, con miras a reemplazar a las centrales a carbón planificadas para satisfacer la demanda máxima marginal. Conjuntamente, se requiere introducir políticas que permitan, por una parte, potenciar las ventajas del uso eficiente de la energía y por la otra, mitigar el impacto negativo de estas alzas en la economía y la sociedad. En caso contrario, la creciente participación de la generación térmica en la matriz se traducirá en aumento de las áreas saturadas de contaminantes atmosféricos y en costos crecientes de abastecimiento energético.

2.5. Desagregación de la demanda SIC-SING y proyección de la demanda del SIC

Según el Balance Nacional de Energía (BNE) elaborado por la Comisión Nacional de Energía (2006), durante el año 2006 el consumo total de energía eléctrica en Chile alcanzó los 52.701 GWh²¹. Para efectos del presente estudio, es preciso desagregar el consumo total en aquellos consumos de electricidad que se estima corresponderían al SIC.

¹⁹ Al 30 de junio de 2008, el petróleo superaba los 143 USD/barril, en una tendencia alcista que podría empujar el precio sobre 190 USD/barril a fines de este año, según proyecciones internacionales.

²⁰ Conviene señalar que las inversiones por unidad de potencia de las ERNC son más elevadas que las de las energías convencionales; sin embargo, ellas no sólo tienen costos conocidos por los actores y con una clara tendencia a decrecer sino que sus costos de operación son muy reducidos, lo que contrasta con las opciones basadas en los combustibles fósiles, en que lo menos que se puede señalar es que el futuro de sus precios es incierto y muy probablemente al alza.

²¹ El BNE incluye los sistemas Aysén y Magallanes, sin embargo dado que éstos en conjunto representan menos del 1% del consumo total, no serán considerados en la desagregación SIC-SING, vale decir, se asumirá que el BNE corresponde a la suma del SIC y SING.

2.5.1. Metodología aplicada para desagregar los consumos del SIC

La información base para los cálculos de la demanda de energía es el BNE 2006. Según este Balance, los sectores Cobre, Industrias y Minas Varias, Residencial, Comercial, Gran Industria y otra Minería²² representan más del 90% del total del consumo de energía, por lo que una evaluación de potencialidades que abarque con mayor detalle estos sectores resultará suficientemente representativa para este estudio. Para obtener la proporción asociada a los consumos del SIC, se aplicaron los siguientes criterios:

- **Cobre y cemento:** se utilizó la información de la encuesta industrial del INE (ENIA) y la del BNE, considerando las empresas con suministro eléctrico desde el SIC²³. En algunos casos, al no contar con datos del año 2006 se estimó el consumo de manera proporcional a la producción.
- **Industrias, mineras varias y pesca:** se utilizó la información contenida en la *Encuesta Nacional Industrial Anual* (ENIA) del año 2004. Se estimaron como la diferencia entre los consumos de las industrias varias y pesca del BNE y los consumos industriales de las regiones I y II; excluidos los consumos de las industrias que aparecían como una categoría aparte en el BNE (cobre, hierro, acero, cemento y pesca). La participación en el año 2006 se supuso similar a la obtenida para el año 2004, ajustada por las variaciones de la producción.
- **Petroquímica, azúcar, papel y celulosa y siderurgia:** Por su ubicación geográfica, se asumió que el 100% de estas industrias se encontraban abastecidas desde el SIC.
- **Residencial y comercial:** el consumo de energía eléctrica se consideró proporcional a la población regional. Esta proporción se aplicó tanto al consumo residencial como al comercial²⁴ indicado en el BNE, para obtener el consumo asociado al SIC, de estos dos sectores.
- **Público:** para desagregar la demanda de energía eléctrica entre el SIC y el SINC se asumió que cada región consume lo mismo en su sector público, de modo que el consumo nacional se ponderó por un factor 9/13 dado que hay 9 regiones en el SIC. Sin embargo este sector no se consideró en el estudio.

²² Se ha definido como Gran Industria y otra Minería a las ramas industriales cuyo consumo se individualiza en el BNE y a la Minería del Hierro y del Salitre.

²³ Se utilizó las encuestas ENIA para los años en ella estaba públicamente disponible, lo que no incluía el año 2006.

²⁴ Se supuso que los consumos de electricidad del comercio son proporcionales a la población del área geográfica correspondiente, si bien ello puede ser conservador, ya que no toma en cuenta ni la distribución de los ingresos ni el mayor consumo relativo de los grandes centros comerciales.

Los resultados de la desagregación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2:
Estructura de la demanda de energía eléctrica desagregada, SIC-SING (año 2006).

Sector	Subsector	Demanda de energía por sistema				Total
		SIC		SING		País
		Energía (GWh)	Participación (%)	Energía (GWh)	Participación (%)	Energía (GWh)
Minería e Industria	Cobre	6,343	17.1%	9,839	63.1%	16,182
	Hierro	357	1.0%	44	0.3%	400
	Petroquímica	611	1.6%	0	0.0%	611
	Cemento	529	1.4%	64	0.4%	593
	Pesca	148	0.4%	34	0.2%	181
	Papel y Celulosa	4,980	13.4%	0	0.0%	4,980
	Azúcar	92	0.2%	0	0.0%	92
	Siderurgia	546	1.5%	28	0.2%	574
	Industria y minas varias	9,064	24.4%	4,018	25.8%	13,082
Residencial		7,907	21.3%	639	4.1%	8,546
Público		1,114	3.0%	495	3.2%	1,609
Comercial		5,412	14.6%	437	2.8%	5,850
Total		37,102	100.0%	15,598	100.0%	52,701

Fuente: Elaboración propia en base a insumos sectoriales (ENIA, CNE).

Los sectores Cobre, Industrias y Minas Varias, Residencial, Comercial, Gran Industria y otra Minería²⁵ representan más del 90% del total del consumo de energía, por lo que una evaluación de potencialidades del uso eficiente de la energía que abarque con mayor detalle estos sectores resultará suficientemente representativa para los fines del presente estudio. El sector Público no se analizará en este estudio, a pesar de su importancia emblemática, ya que no se dispone de información suficiente para analizar sus potencialidades de mejoramiento de la eficiencia energética²⁶.

2.5.2. Proyecciones de demanda global del SIC

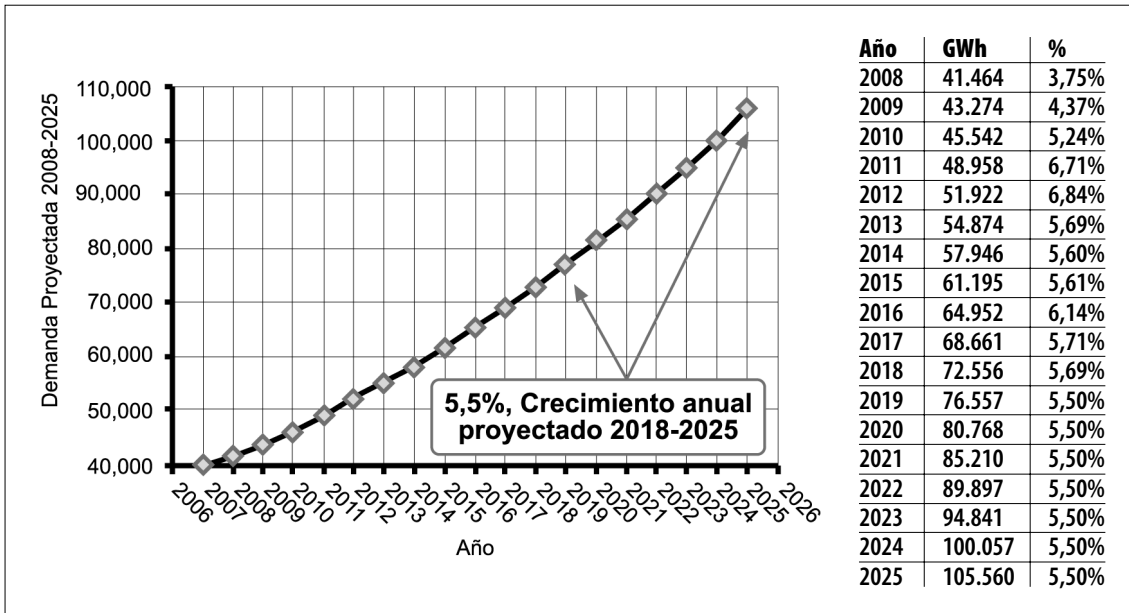
A octubre de 2007, las proyecciones que sirvieron de base para la fijación de los precios de nudo por parte de la CNE, suponían un incremento en la demanda de entre 6% y 7% para el período 2007-2017. En Abril de 2008, las proyecciones de la CNE contemplan un escenario algo más restrictivo, con un incremento de la demanda esperado entre 3,8% y 5,7% para el período 2008-2018. En base a dicha previsión, los autores de este estudio consideraron, para los años 2018-2025 una tasa promedio de crecimiento anual de 5,5%.

²⁵ Se ha definido como Gran Industria y otra Minería a las ramas industriales cuyo consumo se individualiza en el BNE y a la Minería del Hierro y del Salitre.

²⁶ Ello no debe conducir a ignorar que se realizan importantes esfuerzos a nivel de las autoridades responsables del desarrollo e implementación de políticas públicas destinadas a optimizar el uso de la energía en los ministerios y otras dependencias del Estado, como resultado de un instructivo presidencial en este ámbito.

Esta proyección de demanda se utilizó para definir el escenario base contra el que se comparó los escenarios de aporte potencial de las ERNC y el UEEE al abastecimiento del SIC. El gráfico siguiente muestra la curva de demanda que define dicho escenario base.

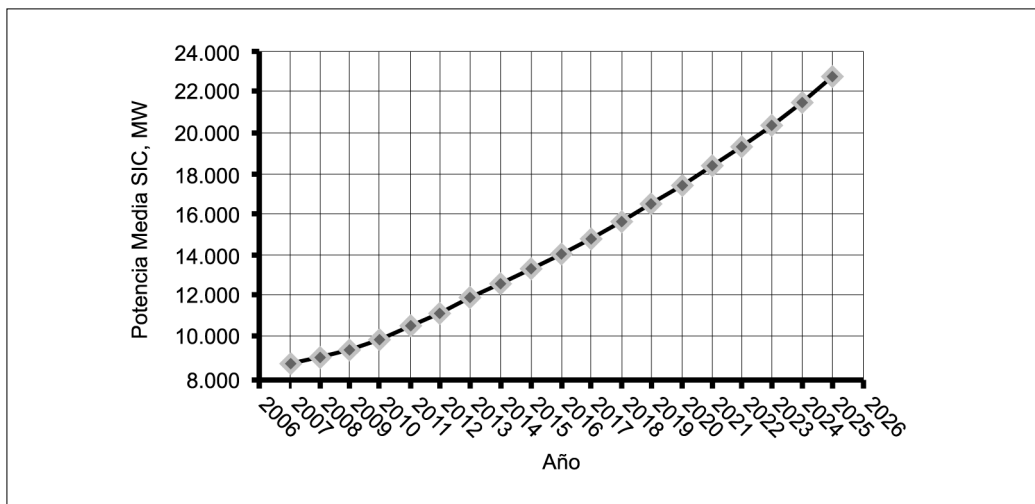
Gráfico 3:
Tendencia de la demanda global de energía en el SIC (en GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a la proyección de la demanda estimada en el Informe Técnico Definitivo Fijación de Precios de Nudo, abril 2008.

Con respecto a la demanda de potencia media estimada en el SIC hacia el año 2025, se estimó del orden de 22.736 MW, considerándose un factor de carga equivalente anual de 53%.

Gráfico 4:
Proyección de la demanda de potencia media en el SIC 2008-2025



Fuente: Elaboración propia

Estas proyecciones de la demanda servirán para establecer un escenario base al cual referir la futura participación de los distintos sectores consumidores; y para obtener el aporte porcentual que podría representar las ERNC y el UEEE en la matriz, una vez realizadas las estimaciones de las potencialidades en los distintos sectores.

3. BASES METODOLÓGICAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL APORTE POTENCIAL DE LAS ERNC AL ABASTECIMIENTO DEL SIC

3.1. Estimación de escenarios base

Para la estimación del potencial de ERNC, se consideró el funcionamiento del mercado eléctrico según el marco regulatorio vigente y en un ambiente de economía de mercado, donde los proveedores de energía son entidades privadas que generan y comercializan la electricidad directamente los usuarios y empresas, según diversos modelos de negocios, priorizando aquellos de mayor impacto económico y rentabilidad.

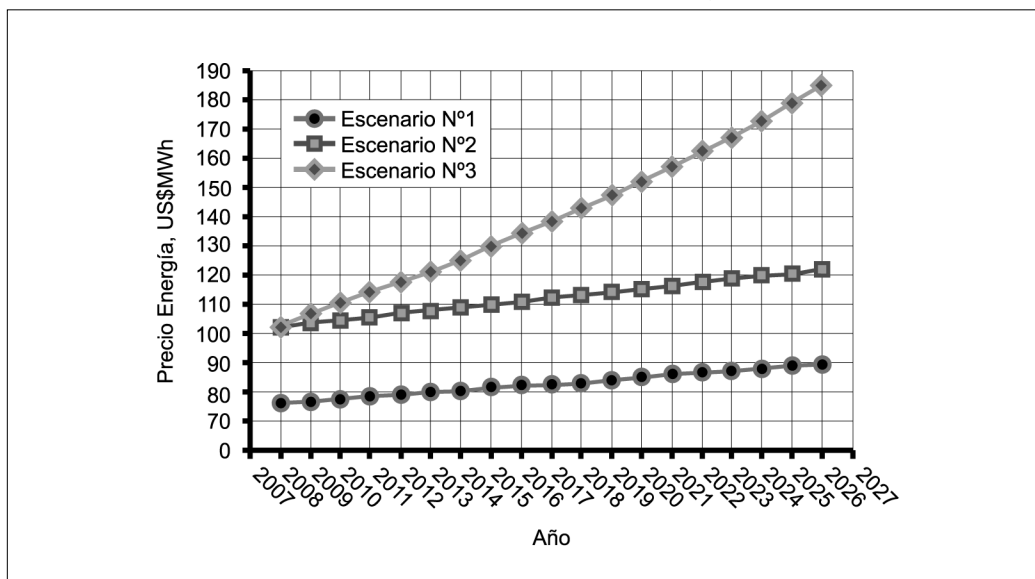
Para los fines del presente estudio se adoptó como referencia los escenarios siguientes:

- **Escenario N° 1 (Conservador):** Precio de la Energía US\$ 75/MWh, con 1% aumento anual, a partir de 2008, con tasa de descuento de 10%, y un horizonte de evaluación de 20 años.
- **Escenario N° 2 (Dinámico):** Precio de la Energía US\$ 102/ MWh, con 1% aumento anual, a partir de 2008 con tasa de descuento de 10%, y un horizonte de evaluación de 20 años.
- **Escenario N° 3 (Dinámico-plus):** Precio de la Energía US\$ 102/MWh, con 3,5% aumento anual, a partir de 2008 con tasa de descuento de 10%, y un horizonte de evaluación de 20 años.

Para el escenario base se ha considerado un horizonte de 20 años, una tasa de descuento de 10%, un precio de energía referencial en estos tres escenarios con un precio de la potencia de 8.97 US\$/kW/mes y acceso al mercado de bonos de carbono por reducción de emisiones. La estimación del incremento en el precio de la energía se hizo en base a la expectativa de largo plazo, de acuerdo a prácticas utilizadas internacionalmente.

Los escenarios conservador y dinámico surgieron en el marco de las discusiones con el Comité Consultivo a cargo del estudio, con el objeto de dar cuenta de las estimaciones del precio futuro de la energía de los diversos miembros de este grupo. El tercer escenario, dinámico plus, se incorporó en la etapa final del estudio con el objeto de considerar la perspectiva de los revisores externos; la sostenida tendencia al incremento del precio de la energía; y los niveles de inflación energética que se considera a nivel internacional. Las previsiones de precios ya mencionadas, permiten afirmar que los precios del escenario base pueden incluso considerarse conservadores. De hecho, el precio máximo de la energía para las licitaciones en el SIC definido en la fijación de precio de nudo de octubre de 2007 era de US\$ 111, 227/MWh, el precio básico de la energía US\$ 125/MWh y el precio medio teórico ajustado US\$104,98/MWh.

Gráfico 5:
Escenarios de precios de la Energía



Notas: Escenarios 1 (conservador), (2) dinámico y (3) dinámico-plus
Fuente: Elaboración propia.

En el ámbito regulatorio, se consideró las condiciones establecidas a partir de la promulgación de las leyes cortas I y II, que mejoran la viabilidad técnica de pequeños proyectos de ERNC y la ley de energías renovables no convencionales (ERNC), promulgada en marzo de 2008; la cual establece que los comercializadores de energía deben acreditar que un porcentaje de la energía comercializada cada año sea del tipo ERNC. Esta exigencia se inicia para los contratos de comercialización de energía realizados a partir del año 2010, debiéndose acreditar un porcentaje de 5% para el periodo 2010 y 2014, y un incremento anual del 0,5% anual a partir del año 2015; para llegar a un porcentaje del 10% en el año 2024. De no cumplir esta exigencia, el comercializador de energía debe pagar una multa del orden de US\$ 25 por cada MWh no inyectado al sistema eléctrico (paridad \$500 por US\$).

3.2. Metodología, supuestos e hipótesis de cálculo para estimar el potencial de las ERNC²⁷

3.2.1 Selección de proyectos energéticos

Para el cálculo del potencial de penetración de las ERNC en el SIC, se consideraron aquellas fuentes energéticas que cuentan con mayor desarrollo técnico y comercial a nivel nacional e internacional: eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica y solar.

²⁷ La metodología general de estimación del aporte potencial de las ERNC al abastecimiento del SIC, fue desarrollada por equipos de trabajo establecidos para cada fuente de energía, quienes en base a información primaria y secundaria de diversas instituciones, generaron la información de catastro, prospección de recursos y proyectos en estudio para cada tipo de energía. Luego, en base a la selección de un proyecto representativo a nivel nacional (con excepción de los casos biomasa y solar), se realizó un análisis simplificado para el proyecto tipo, considerando diversos escenarios, modelos de negocio, localización y tecnología, estimándose parámetros e indicadores para la toma de decisiones.

Para la evaluación del potencial técnicamente factible se seleccionaron los proyectos representativos de cada recurso en base a la información existente en instituciones públicas, en los concursos de apoyo a la preinversión de CORFO y en los proyectos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental que coordina CONAMA:

- Para **proyectos hidráulicos**, se recopiló los proyectos hidráulicos de pasada menores a 20 MW presentados para el estudio de impacto ambiental en la CONAMA, los proyectos presentados en CORFO. Además se consideró el potencial dado por el estudio de CNE y Comisión Nacional de Riego (CNE_CNR) y los potenciales dado por los derechos de agua no empleados, dados por la DGA.
- Para **proyectos eólicos**, se recopiló los proyectos presentados en CONAMA, CORFO y anunciados por los promotores de los proyectos.
- Para **proyectos geotérmicos**, se considero los proyectos y áreas de exploración geotérmica, informadas por la Universidad de Chile (Alfredo Lahsen), CNE y ENAP.
- Para proyectos de Biomasa, se incluyó los potenciales de proyectos de biomasa indicados en estudios de CNE, GTZ., Infor y la Universidad de Concepción, entre otros
- Para **proyectos en base a energía solar**, se consideró la energía solar termo-eléctrica y fotovoltaica, con aplicaciones comerciales existentes fuera del país.

Para la evaluación de factibilidad económica, se seleccionaron los proyectos más representativos según tipo de energía, dentro del universo de proyectos técnicamente factibles, a fin de establecer sus valores típicos de ingresos y costos. Estos proyectos se sensibilizaron respecto a los 3 escenarios propuestos de variación del precio de la energía entre 2008 y 2025; y también respecto del valor de los bonos de carbono.

3.2.2 Cálculo de potenciales

Como parámetros cuantitativos se estimó el valor de Costo de la Energía (COE), la distancia de los proyectos a los centros de consumo y el grado de penetración, en función de los costos relativos de las fuentes, su grado de desarrollo comercial, la existencia de proyectos en desarrollo y las limitantes introducidas por el esquema regulatorio. Los valores estimados del Costo de la Energía (COE) consideraron las planillas de evaluación económica, para VAN = 0, con tasa de descuento de 10%, en un horizonte de 20 años, se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3:
Rango de valores estimados

Fuente ERNC	Tipo de Central (Tecnología)	Rango Potencia	Rango Valores	Incluyendo Línea y Patio a 66 kV	Incluyendo Línea y Patio a 110 kV
		MW	cUS\$/kWh	cUS\$/kWh	cUS\$/kWh
Energía Hidráulica	Central de Pasada	5 - 30	3,7 - 6,9	3,8 - 7	4,1 - 8,6
Energía Geotérmica	Flash, Doble Flash	10 - 80	3,3- 13,41		
Energía Eólica	Centrales Eje Horizontal	2 - 100	4,0 - 10,2		
Energía Biomasa	Biogás, Gasificación, Cogen, Ciclo Comb.	2 - 75	4,8 - 6,1		
Energía Solar	Concentrador , FV		>15		

(*) Según valores de proyecto con Factor de Planta 30%, dado por sus promotores.

(**) Datos proyectados según antecedentes generales, que incluyen una parte de la línea de transmisión.

En los valores calculados del COE, sólo se consideró la incorporación de un paño de Sub-estación (S/E) y una línea de transmisión según la distancia estimada a la S/E más cercana del SIC. No se consideró el refuerzo o la construcción de una línea adicional para el transporte de energía a centros de consumo. No se incluyó el costo del terreno, de la franja de paso, ni de conexión con la empresa de subtransmisión. No se incluyó los costos de infraestructura por ampliación de capacidades de transmisión SIC. Los valores son estimaciones en base a información disponible, por lo que se debe agregar la variación resultante de factores como: a) Experiencia en el negocio y cartera de proyectos, b) Factores de contingencia de proyecto, factor de introducción de nueva tecnologías, c) Decisiones y acciones estratégicas, d) Costos adicionales por barreras específicas.

En general, el costo de generación COE es más competitivo para proyectos más cercanos al SIC, con mayor factor de planta y mayor potencia instalada. En la evaluación económica, se ha considerado que la inversión se hace en el año 0 y que la puesta en marcha se hace en el año 1. Dado que el tiempo de instalación y puesta en marcha puede ser mayor de un año, estos valores de COE son optimistas.

En cada escenario (conservador, dinámico y dinámico plus) se calificó los proyectos potenciales con VAN igual o mayor que 0. Adicionalmente, para cada tipo de energía se aplicó un índice de penetración, que privilegió los proyectos con un mayor valor de TIR (TIR>10%), fuentes mayores a 2 MW, cercanas a centros de consumo y cercanas a puntos de conexión del SIC.

4. DETERMINACIÓN DEL APORTE POTENCIAL DE LAS ERNC AL ABASTECIMIENTO DEL SIC

4.1. Potenciales brutos

Para la estimación del potencial de ERNC se consideró el funcionamiento del mercado eléctrico según el marco regulatorio vigente y un ambiente de economía de mercado, donde los proveedores de energía son entidades privadas que generan y comercializan la electricidad directamente a los usuarios y empresas, según diversos modelos de negocios, priorizando aquellos de mayor impacto económico y rentabilidad.

Para el cálculo del potencial de penetración de las ERNC en el SIC, se consideraron aquellas fuentes energéticas que cuentan con mayor desarrollo técnico y comercial a nivel nacional e internacional: eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica y solar.

También se incorporó en los escenarios, las disposiciones de la nueva Ley de ERNC, que introduce metas obligatorias a las empresas generadoras, las que deberán asegurar a partir del año 2010, que el 5% de su abastecimiento a distribuidoras y clientes libres provendrá de ERNC, aumentando dicho porcentaje en 0,5% anual a partir de 2015, para llegar a un 10% el año 2024. Para la evaluación económica de las distintas fuentes de ERNC, se adoptaron los siguientes supuestos para los proyectos:

- Horizonte de 20 años y tasa de descuento de 10%.
- Precio de energía referencial en tres escenarios: (1) conservador con US\$75/MWh; y (2) dinámico con US\$102/MWh;¹⁶ y (3) dinámico-plus con US\$102/MWh y 3,5% de incremento anual en el precio de la energía (ver gráfico 2).
- Crecimiento del precio de la energía a un ritmo de 1% anual en el escenario conservador y dinámico; y de 3,5% en el escenario dinámico-plus.
- Precio de la potencia de 8.97 US\$/kW/mes.
- Acceso al mercado de bonos de carbono por reducción de emisiones.

Los potenciales brutos o la disponibilidad física de las ERNC en el territorio nacional, se estima se estima entre unos 130.000 y 190.000 MW (Tabla 4), según información recogida de diversas fuentes, entre las que destacan: CORFO, ENDESA Chile, Comisión Nacional de Energía, Dirección de Obras y Aguas, Dirección de Obras Hidráulicas e instituciones académicas.

Tabla 4:
Potenciales brutos. Estimación al 2025.

Recurso ERNC	Potencial Bruto- MW
Hidráulica (1)	20.392
Geotérmica (2)	16.000
Eólica (3)	40.000
Biomasa (3)	13.675
Solar (4)	40.000 - 100.000
Fotovoltaica (FV) (5)	1.000
Total, MW	191.067
SIC (2025), MW	22.736
% SIC	840%

Fuente: NEIM-CEI "Estimación del Aporte Potencial de ERNC al SIC 2008-2025", junio de 2008

Notas: 1) Energía hidráulica: en base a estadísticas ENDESA e información CNE-, enero de 2008.

2) Geotermia: en base a información de la CNE, ENAP y Universidad de Chile (A.Lahsen).

3) Biomasa y energía eólica: en base a CORFO, GTZ, CORMA, INFOR y CNE.

4) Solar térmico: en base a 0,5 MW/há y una penetración de 80.000 a 200.000 Há. (800 a 2.000km²).

5) Solar fotovoltaica: en base a penetración en 250.000 hogares (2 kW/hogar) y 100.000 aplicaciones (5kW) en empresas, instituciones y comercios, tipo co-generación.

4.2 Capacidad de potencia instalable de las ERNC en el SIC, en MW

En términos operacionales, el **potencial técnico** de las ERNC (basado en las tecnologías actualmente disponibles, los factores promedio de planta y el marco regulatorio existente), se estima en unos 10.803 MW, lo que corresponde a 47,5% de los requerimientos del SIC al año 2025. Pero la capacidad de generación, económicamente factible de instalar en el SIC es un poco menor, correspondiendo a 14,7% (3.332 MW), 19% (4.402 MW) y 25,3% (5.753 MW.), en los escenarios conservador, dinámico y dinámico-plus, respectivamente al año 2025. Este aporte corresponde entre un tercio y la mitad del potencial técnicamente factible de aprovechar (10.803 MW) en el período 2008-2025. Ello representa un gran desafío para avanzar en un marco regulatorio y de política fiscal que permita aprovechar al máximo la disponibilidad física de las fuentes de ERNC existentes en el país.

Tabla 5:
Capacidad de potencia instalable, período 2008-2025 (en MW),
escenarios conservador, dinámico y dinámico plus

Recurso ERNC	Factor Planta	Escenario Inicial	Potencial Bruto	Potencial Técnicamente Factible	Escenario Conservador		Escenario Dinámico		Escenario Dinámico-Plus	
					2025	%	2025	%	2025	%
Año		2007		2025	2025		2025		2025	
Hidráulica	0,6	117	20.392	3.003	1.421	6,30%	1.653	7,30%	1.850	8,14%
Geotérmica	0,8	0	16.000	1.500	810	3,60%	940	4,10%	1.400	6,16%
Eólica	0,3	18	40.000	1.500	330	1,50%	998	4,40%	1.200	5,28%
Biomasa	0,8	191	13.675	3.249	461	2,00%	501	2,20%	903	3,97%
Solar	0,2	0	100.000	1.051	210	0,90%	210	0,90%	250	1,10%
FV	0,15	0	1.000	500	100	0,40%	100	0,40%	150	0,66%
Total, MW		326	191.067	10.803	3.332	14,7%	4.402	19%	5.753	25,3%
SIC		8.608	22.736	22.736	22.736	100%	22.736	100%	22.736	100%
% SIC		3,80%	840%	47,50%	14,70%		19%		25,30%	

Fuente: Elaboración propia- Universidad Federico Santa María, 2008

Notas:

Columna N°2 establece el factor de planta típico para proyectos representativos.

Columna N°3 indica el nivel actual de potencia instalada al año 2007.

Columna N°4 presenta el potencial BRUTO estimado para cada tipo de energía.

Columna N°5 indica el potencial técnicamente factible al año 2025.

Columna N°6, 7 y 8 presentan el nivel esperado (económicamente factible) de potencia instalada al año 2025, para el escenario conservador, dinámico y dinámico-plus, respectivamente, en MW y porcentaje.

En el escenario 3 (dinámico-plus) mejora la rentabilidad de proyectos energéticos ERNC y por tanto, su dinámica de implementación, aumentando el factor de penetración de las ERNC. Por ejemplo, en el caso de la energía eólica, la inflación de 3,5% anual en el precio de la energía del Escenario 3 (dinámico plus), implica un aumento promedio de 2,2% adicional en la Tasa Interna de Retorno si se compara con el escenario 2 (dinámico), que supone una inflación de 1% anual²⁸. Si bien el comportamiento dinámico de los precios de la energía incrementa también los costos de los insumos (maquinaria, acero, transporte, servicios), las perspectivas de desarrollo y rentabilidad de estas energías superan ampliamente las condiciones del escenario inicial.

Es necesario destacar que el potencial técnicamente factible es muy superior, pudiendo abastecer del orden de 53%, (55.504 GWh) de la energía demandada por el SIC al año 2025, si se remueven los obstáculos que impiden su pleno desarrollo y se diseñan políticas eficientes para su inserción en la matriz eléctrica.

4.3 Capacidad de generación potencialmente factible, en GWh/año.

Adicionalmente a la potencia factible de instalar en el período contemplado por el estudio, la capacidad de generación mediante ERNC se estimó en 17.743 GWh/año, 21.909 GWh/año y 29.652 GWh/año, respectivamente, para los escenarios conservador, dinámico y

²⁸ Incluso, en el caso de los proyectos hidráulicos de pasada, un muestreo de proyectos CNR-CNE y DGA, en el Escenario 3, presenta una TIR 6,3% mayor en referencia al Escenario 2.

dinámico-plus, lo que corresponde a 16,8 %, 20,8% y 28,1% de la demanda eléctrica del SIC al año 2025. De acuerdo a esta estimación, sería posible casi triplicar la meta de generación mediante ERNC establecida en la Ley 20.257 de Promoción de Energías Renovables, promulgada en marzo de 2008.

Tabla 6:
Capacidad de generación potencialmente factible (en GWh/año),
escenarios conservador, dinámico y dinámico plus

Recurso ERNC	Factor Planta	Escenario Inicial	Potencial Bruto	Potencial	Escenario Conservador		Escenario Dinámico		Escenario Dinámico-Plus	
				Técnicamente Factible	2025	%	2025	%	2025	%
Año		2007		2025	2025		2025		2025	
Hidráulica	0,6	615	107.180	15.784	7.469	7,10%	8.688	8,20%	9.724	9,20%
Geotérmica	0,8	0	112.128	10.512	5.676	5,40%	6.588	6,20%	9.811	9,30%
Eólica	0,3	47	105.120	3.942	867	0,80%	2.623	2,50%	3.154	3,00%
Biomasa	0,8	1339	95.834	22.769	3.231	3,10%	3.511	3,30%	6.328	6,00%
Solar	0,2	0	175.200	1.841	368	0,30%	368	0,30%	438	0,40%
FV	0,15	0	1.314	657	131	0,10%	131	0,10%	197	0,20%
Total, GWh/año		2.001	596.777	55.505	17.743	17%	21.909	21%	29.652	28,10%
SIC, GWh		39.964	105.560	105.560	105.560	100%	105.560	100%	105.560	100,00%
% SIC		5,00%	565%	53%	17%		21%		28,10%	

Fuente: Elaboración propia- Universidad Federico Santa María, 2008

Una generación de energía anual entre 17.743 y 21.910 GWh, en los escenarios conservador y dinámico aportan entre 17%-21% de la demanda esperada de 105.560 GWh para el año 2025, y permitirían **reducir entre 7,1 y 8,8 millones de toneladas de emisiones de CO₂**, respectivamente. En el escenario dinámico-plus, la capacidad de generación de 29.652 GWh/año equivale a 28% de la energía provista por el SIC el 2025, con una **reducción de emisiones de aproximadamente 12 millones de toneladas de CO₂ al año**.

4.4 Capacidad de penetración por fuente en el período 2008-2025

Una estimación de la potencia instalable por cada fuente de energía para el período del estudio muestra, de acuerdo a las condiciones de precio de la energía establecidas en los escenarios conservador, dinámico y dinámico-plus, una tendencia de rápida incorporación de centrales de generación con ERNC en el área del SIC.

El orden de magnitud de la nueva capacidad instalada mediante estas fuentes podría corresponder a 8,9%; 11% y 12,6% del SIC al año 2015, en los escenarios conservador, dinámico y dinámico-plus, respectivamente; y a 15%, 19% y 25,3% de la nueva potencia del SIC al año 2025 en los mismos escenarios. Una inserción dinámica de ERNC en el sistema eléctrico podría evidentemente reducir los costos de inversión de estas tecnologías, pudiendo incluso favorecer a tecnologías de mayores costos, entre ellas la de tipo solar.

Tabla 7:
Capacidad de potencia instalable según fuentes, período 2008-2025 (en MW)

Escenario conservador									
Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total ERNC	SIC, MW	%
2008	247		18	191			456	8.931	5,1%
2010	289		18	200			507	9.809	5,2%
2015	616	130	118	300	10	4	1.178	13.181	8,9%
2020	1.065	355	218	380	110	20	2.148	17.396	12,3%
2025	1.421	810	330	461	210	100	3.332	22.736	15%
% SIC	6,3%	3,6%	1,5%	2,0%	0,9%	0,4%	15%	100%	
Escenario dinámico									
Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total ERNC	SIC, MW	%
2008	247		18	191			456	8.931	5%
2010	289		98	200			587	9.809	6%
2015	676	130	298	314	10	4	1.432	13.181	11%
2020	1.198	485	618	420	110	20	2.851	17.396	16%
2025	1.653	940	998	501	210	100	4.402	22.736	19%
% SIC	7,3%	4,1%	4,4%	2,2%	0,9%	0,4%	19%	100%	
Escenario dinámico plus									
Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total ERNC	SIC, MW	%
2008	247		18	210			475	8.931	5,3%
2010	289		140	235			664	9.809	6,8%
2015	675	130	440	400	10	4	1659	13.181	12,6%
2020	1.281	500	800	645	140	30	3.396	17.396	19,5%
2025	1.850	1.400	1.200	903	250	150	5.753	22.736	25,3%
% SIC	8,1%	6,2%	5,3%	4,0%	1,1%	0,7%	25,3%	100%	

Fuente: Elaboración propia- Universidad Federico Santa María, 2008

4.5 Capacidad de generación de ERNC en el período 2008-2025

Las mayores oportunidades de generación mediante ERNC se concentran en la energía basada en pequeñas centrales hidráulicas y energía geotérmica, recursos ampliamente disponibles en el territorio nacional como se aprecia en la siguiente tabla, pudiendo significar 17% (escenario conservador), 21% (escenario dinámico) y 28,1% (escenario dinámico-plus) de la generación del SIC al año 2025.

Tabla 8:
Capacidad de generación potencialmente factible según fuentes, período 2008-2025 (en GWh)

Escenario conservador									
Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total ERNC	SIC, GWh	%
2008	1.298	-	47	1.339	-	-	2.684	41.464	6,5%
2010	1.519	-	47	1.402	-	-	2.968	45.542	6,5%
2015	3.238	911	310	2.102	18	5	6.584	61.195	10,8%
2020	5.598	2.488	573	2.663	193	26	11.540	80.768	14,3%
2025	7.469	5.676	867	3.231	368	131	17.743	105.560	17%
% SIC	7,1%	5,4%	0,8%	3,1%	0,3%	0,1%	17%	100%	
Escenario dinámico									
Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total ERNC	SIC, GWh	%
2008	1.298	0	47	1.339	0	0	2.684	41.464	6%
2010	1.519	0	258	1.402	0	0	3.178	45.542	7%
2015	3.551	911	783	2.201	18	5	7.468	61.195	12%
2020	6.298	3.399	1.624	2.943	193	26	14.483	80.768	18%
2025	8.689	6.588	2.623	3.511	368	131	21.910	105.560	21%
% SIC	8,2%	6,2%	2,5%	3,3%	0,3%	0,1%	21%	100%	
Escenario dinámico plus									
Año	Hidráulica	Geotérmica	Eólico	Biomasa	Solar	FV	Total ERNC	SIC, GWh	%
2008	1.298	-	47	1.472	-	-	2.817	41.464	6,8%
2010	1.519	-	368	1.647	-	-	3.534	45.542	7,8%
2015	3.548	911	1.156	2.803	18	5	8.441	61.195	13,8%
2020	6.732	3.504	2.102	4.520	245	39	17.143	80.768	21,2%
2025	9.724	9.811	3.154	6.328	438	197	29.652	105.560	28,1%
% SIC	9,2%	9,3%	3,0%	6,0%	0,4%	0,2%	28,1%	100%	

Fuente: Elaboración propia- Universidad Federico Santa María, 2008

En conclusión, las proyecciones de penetración de ERNC en el SIC demuestran que incluso en el escenario conservador del precio de la energía, la generación económicamente factible de concretar mediante ERNC duplica las metas del gobierno establecidas en la nueva Ley de Energías Renovables No Convencionales al 2015 y las supera ampliamente en 2025. Al observar las proyecciones de cada fuente energética, teniendo en cuenta las tendencias del presente, es posible afirmar que el costo de generación COE es más competitivo para proyectos más cercanos al SIC, con mayor factor de planta y mayor potencia instalada. Por esta razón, los proyectos de centrales hidráulicas de pasada son los que a la fecha tienen mayores oportunidades de desarrollo, puesto que existen referentes en Chile. Por su parte, el importante potencial de los proyectos geotérmicos se puede aprovechar resolviendo adecuadamente los riesgos financieros de la exploración y estableciendo un régimen de exclusión o compatibilización cuando dichos potenciales se localicen en tierras indígenas, áreas turísticas y/o de valor ecosistémico (como santuarios, reservas o parques nacionales) tal como mandatan los convenios internacionales firmados por Chile.

5. BASES METODOLÓGICAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL APORTE POTENCIAL DEL UEEE AL ABASTECIMIENTO DEL SIC

5.1 Estructura de la demanda del SIC, selección de sectores objetivos y sus proyecciones

Si bien la metodología de este análisis supone la proyección de la estructura de la demanda del SIC según sectores usuarios, y el establecimiento de criterios para evaluar los potenciales técnicos, económicos y alcanzables en distintos escenarios, no fue posible elaborar proyecciones sectoriales a partir de modelos econométricos, debido a que no existe la información regionalizada del Producto Interno Bruto ni previsiones de la evolución de los sectores para un horizonte como el del estudio. La estructura sectorial de la demanda se enmarca en la proyección global de la CNE²⁹, y se ha estimado en forma simplificada, como se señala más adelante. En consecuencia, los potenciales que deriven de dicha estructura variarán gruesamente en forma similar a los cambios que experimente la demanda, manteniendo a grandes rasgos el porcentaje de ahorro total, incluso en el caso que se produjesen eventuales desviaciones de la estructura de dicha demanda. Los principales sectores de consumo son los siguientes:

- **Industria del cobre:** se usó como fuente el documento de Cochilco de 08/2007: “Demanda de Energía Eléctrica y Seguridad de Abastecimiento para la Minería del Cobre”, en el cual se incluyen proyecciones de consumo del SIC hasta el año 2012.
- **Gran industria y gran minería (excepto minería del cobre):** Esta categoría agrupa a los subsectores Salitre, Hierro, Petroquímica, Papel y Celulosa, Azúcar y Siderurgia.
- **Industrias y minas varias**
- **Sectores residencial, comercial y público:** se proyectaron las viviendas urbanas y rurales sobre la base de información censal (INE) y los consumos medios de energía obtenidos en los Balances Nacionales de Energía de la CNE³⁰.
- **Otros sectores:** este sector agrupa los consumos asociados a transportes y consumos propios del sector energético.

En el caso de la **industria del cobre**, se espera que en los años 2015 y 2018 se adicione 300.000 y 100.000 toneladas de cobre fino, respectivamente. Para el resto de los años, se supuso un crecimiento interanual de 3,5%. Para estimar los consumos de energía asociados a los aumentos de producción señalados, se aplicaron los consumos específicos determinados por Cochilco. Para la **gran industria y minería (excepto cobre)**, se consideraron las tasas medias anuales históricas de las distintas ramas, en el período 1992-2006.

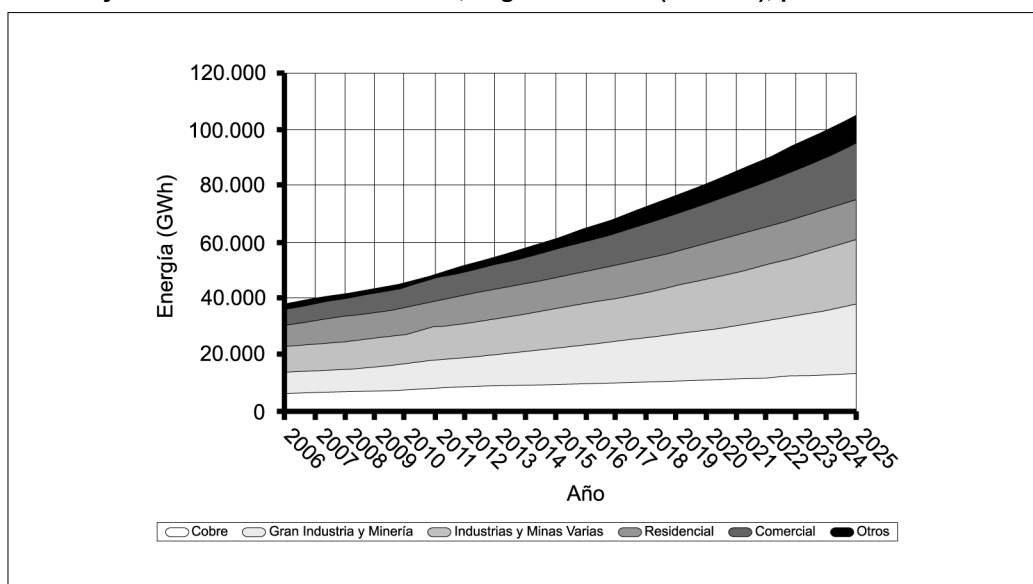
²⁹ A la excepción del período 2018-2025 que corresponde a una estimación de los autores.

³⁰ Para mayores detalles, ver el informe correspondiente a la “Estimación Preliminar del Potencial de la Eficiencia en el Uso de la Energía Eléctrica al Abastecimiento del Sistema Interconectado Central”.

En las empresas que agrupan a **industrias y mineras varias**, si bien la tasa media histórica 1992-2006 es de 7,61%, se supuso que el proceso de concentración de las principales empresas nacionales conduciría a una reducción de las tasas de crecimiento anuales de esta categoría, para la proyección de sus consumos de electricidad al 2025. Luego, para el período 2007-2016 se estimó una tasa del 6% y una tasa de 5% de 2017 en adelante .

Para el **sector comercial** se aplicó para el período 2007-2016 la tasa media histórica del período 1998-2006³¹, la que fue de 10%, y para el período 2017 al 2025 se aplicó una tasa media anual más conservadora de 8%. El **sector público** se proyectó con una tasa media histórica del período 1998-2006 para todo el horizonte del estudio. Finalmente, los consumos de otros sectores fueron proyectados aplicando las mismas tasas de crecimiento interanual de la demanda global del SIC. Las proyecciones de consumo energético para cada sector se presentan en el siguiente gráfico.

Gráfico 6:
Proyecciones de demanda del SIC, según sectores (en GWh), período 2006-2025



Fuente: Elaboración propia

El detalle de los consumos proyectados por sector se presenta en la Tabla 9, para los años utilizados en la estimación del potencial aporte de las ERNC y el UEEE al abastecimiento del SIC. Para los fines de este estudio, se consideraron los consumidores energéticos más relevantes: Minería del Cobre, Gran Industria y otra Minería, Industrias y Minas Varias, Residencial y Comercial. Estos sectores representan, en conjunto, sobre 90% del consumo final de electricidad. La industria de cogeneración se trata en forma separada, ya que su desarrollo puede ocurrir en varios de los sectores o categorías anteriores. No se consideró

³¹ Sólo a partir del año 1998, se cuenta con información desagregada del sector comercial.

el Sector Público, el Sector Transporte y la distribución eléctrica de Servicio Público, por falta de información suficiente para estimar su potencial de mejoras en la eficiencia energética.

Tabla 9:
Demanda de Energía por Sector [GWh]

Año	Cobre	Gran industria y minería	Industrias y minas varias	Residencial	Comercial	Otros (*)	Total
2008	6.886	8.086	9.993	8.614	6.197	1.688	41.464
2010	7.319	9.197	11.017	9.292	7.095	1.621	45.542
2015	9.521	12.731	14.061	10.988	9.951	3.943	61.195
2020	11.064	17.697	17.945	12.684	13.956	7.422	80.768
2025	13.140	24.689	22.903	14.379	19.574	10.874	105.560

(*) Otros sectores: agrupa los consumos asociados al sector público, transportes y consumos propios del sector energético.

Para la estimación de los potenciales de mejoramiento de la eficiencia eléctrica se estableció una estructura aproximada de los consumos por uso final para los principales sectores usuarios, objetos de este análisis, dicha estructura corresponde a la obtenida en estudios previos realizados por el PRIEN o a información proporcionada en forma confidencial por empresas representativas de las estructuras de usos finales para los sectores respectivos.

5.1.1 Bases para la determinación del potencial técnico, económico y alcanzable

Para la determinación de la **viabilidad técnica** se consideraron tecnologías disponibles en el mercado en forma comercial y que pueden ser fácilmente incorporadas por los usuarios. De hecho, muchas de ellas ya han sido introducidas en el país, aunque en un porcentaje reducido si se consideran los beneficios netos para quienes las utilizan.

En relación al **potencial económico**, se estableció que éste se debía estimar identificando tecnologías rentables para el usuario, en función de las condiciones de uso medio de ese tipo de consumidor y las tarifas que éste paga.

El **potencial alcanzable** corresponde a un porcentaje del potencial económico, determinado por la tasa de penetración definida, en función de la complejidad tecnológica, la posible percepción de riesgo por parte del usuario y el tipo de usuario (capacidad de financiamiento, disposición a la innovación, percepción de que el manejo de la tecnología se aleja demasiado de su actividad habitual, etc.) y característica de las políticas públicas que las promueven (normativa, incentivo, concientización, etc.).

Desde el punto de vista **conceptual**, la determinación de los potenciales se abordó desde dos perspectivas: (i) el costo de ahorro de energía y (ii) el “benchmarking” o consumo específico de referencia. El primer método se aplicó para la gran mayoría de las tecnologías transversales (es decir, aplicables a varios sectores) y el segundo para la evaluación de procesos, específicamente en la minería del cobre.

5.1.2 Bases para el cálculo del ahorro de energía

La implementación de una medida de mejoramiento de la eficiencia de uso de la energía eléctrica, generalmente tiene asociada una inversión, siendo uno de sus impactos la reducción en el consumo de energía eléctrica. Como una forma de caracterizar el costo de la energía ahorrada, expresado en [\$/kWh], se propone la siguiente expresión para calcular el Costo de Ahorrar Electricidad (CAE):

$$CAE = \frac{\Delta I * FRC}{EA}$$

CAE	= costo de ahorro de electricidad [\$/kWh]
ΔI	= Inversión diferencial (\$) (Inv. tecnología eficiente – Inv. tecnología estándar)
$\Delta I * FRC$	= anualidad de la inversión imputable al proyecto de EE [\$]
FRC	= Factor de recuperación del capital
EA	= energía anual ahorrada asociada al proyecto de EE [kWh]

En el caso del reemplazo de equipos existentes por otros más eficientes, la inversión representa los costos de adquisición e instalación de tecnologías eficientes³², y en el caso de incorporar equipos adicionales (proyectos nuevos o expansiones de plantas) la inversión asociada es la inversión incremental -esto es, la diferencia de costos entre las distintas opciones, incluyendo reparaciones mayores de los equipos existentes-. El cálculo anual de la inversión considera como horizonte la vida útil del equipo eficiente y una tasa de descuento de 12%.

Una vez calculado los CAE para cada tecnología y forma de uso, se comparó esos valores con los costos de la energía para el consumidor final. Como costo de energía se usó el precio monómico de la energía, que incluye el cobro por potencia.

Se distinguen dos categorías de precio a usuario final: precio libre o precio de mercado; y precio regulado, los cuales se determinan según la siguiente metodología:

- **Precio libre:** será el Precio Medio de Mercado considerado en la Fijación de Precios de Nudo de Octubre de 2007³³. A este precio se agregará el cobro por potencia considerando un factor de carga de 0,744
- **Precio Regulado:** será el precio monómico que resulta de aplicar una tarifa regulada. Para el sector residencial se considerará la tarifa BT1 y para el resto de los sectores una tarifa del tipo horaria AT4, siendo ambas aplicadas en el Área Típica 1.

³² Esta opción prácticamente no se recomienda.

³³ Valor considerado por la CNE en el cálculo del precio monómico de nudo Quillota 220 kV.

Los precios de referencia para los fines del presente estudio son los siguientes:

- Precio libre monómico: 51,141 [\$/kWh]
- Precio AT4: entre 61,801 [\$/kWh] y 71,967 [\$/kWh]³⁴
- Precio BT1: \$93,823 [\$/kWh]

La referencia a utilizar para el caso del análisis de los sectores industriales (Cobre, Gran Industria y Minería, Industrias y Minas Varias) es el precio libre, el cual en sí resulta conservador considerando la tendencia al alza que vienen experimentando los precios de la energía eléctrica por las razones explicadas anteriormente. Para el resto de los sectores distintos al residencial, la referencia de costos de la energía es el precio AT4.

Debido a que el concepto de rentabilidad es relativo -dependiendo de la percepción del consumidor-, en principio se considerarán como “atractivos” aquellos proyectos en que el CAE resulte al menos 25% inferior al costo de la energía, lo que supone un riesgo aceptable para el usuario en virtud de las expectativas de ahorro. Se estima difícil que el precio actual pueda disminuir en más de 25% durante el horizonte del estudio.

En los párrafos siguientes se identifican las alternativas tecnológicas consideradas y sus condiciones de aplicación: Conviene señalar que en la mayoría de los casos los CAE resultaron claramente inferiores al precio de referencia (o de corte) de la electricidad, para el usuario en cuestión³⁵.

a) Minería del cobre

Considerando las particularidades de esta industria, se optó por un enfoque diferente al de las llamadas “tecnologías transversales”. El enfoque adoptado apunta al uso de los “benchmarking” o *consumos específicos de referencia*. En el caso de la concentración del mineral, se utilizó el *benchmarking* interno resultante de una intensificación del control de los procesos; para la fundición, se utilizó como referencia los consumos específicos de las fundiciones eficientes nacionales; para los minerales lixiviables (hidrometalurgia) se consideró los consumos específicos de las explotaciones nacionales eficientes; y para la refinación electrolítica, se utilizaron referencias internacionales. En el caso de la minería subterránea se evaluó la optimización de los sistemas de ventilación, los que concentran parte fundamental de los consumos eléctricos de este tipo de minería. La minería a rajo abierto no representa un consumo importante de electricidad.

b) Motores eléctricos

Aquí se analizó conjuntamente los motores y los sistemas que accionan (bombas, ventiladores, correas transportadoras y compresores eléctricos). El potencial de ahorro fue estimado considerando el conjunto motor-bomba, motor-ventilador, etc., sin incluir en

³⁴ El menor valor corresponde al costo monómico asociado a una industria que no consume energía en horas de punta y el mayor a una industria que presenta consumos en este período.

³⁵ Para mayores detalles revisar el informe ya mencionado “Estimación Preliminar del Potencial de la Eficiencia en el Uso de la Energía Eléctrica al Abastecimiento del Sistema Interconectado Central

forma específica las bombas o compresores Premium, ya que no hay datos para evaluar la rentabilidad de la medida y, principalmente, porque se considera que el método adoptado cubre adecuadamente los potenciales de los sistemas involucrados.

Se consideró como alternativas los motores NEMA 12-10 y NEMA Premium (NEMA Standards MG 1- 2003) o sus equivalentes europeos³⁶, en los siguientes casos:

- i) Selección entre un motor eficiente (Premium) o uno estándar (NEMA 12-10) en el caso de expansión de la producción o de proyectos nuevos.
- ii) Reemplazo de motores que llegan al final de su vida útil (obsolescencia), los cuales deben ser reemplazados por un motor nuevo. En forma similar al caso anterior, se debe escoger entre un motor eficiente o uno estándar.
- iii) Reemplazo de un motor instalado, que luego de una falla, se debe decidir si es reparado (rebobinado), o reemplazado por un motor nuevo, ya sea un motor eficiente o uno estándar.

No se contempla reemplazar un motor existente en funcionamiento, tanto por razones de costo directo como por el costo que implica detener la producción.

Se determinó el CAE para distintas potencias y horas de uso, asumiéndose como rentables aquellas opciones inferiores al 75% del precio de referencia de la electricidad³⁷.

c) Convertidores de frecuencia (VSD)

El variador o convertidor electrónico de frecuencia (VSD) se utiliza para regular la velocidad de los motores que accionan equipos o sistemas de flujo variable. Básicamente, su uso principal consiste en el accionamiento de bombas de líquidos, ventiladores, correas transportadoras, compresores de aire y otros equipos de funcionamiento similares.

Estos equipos permiten ahorros importantes de energía en relación a las opciones convencionales para controlar la velocidad o el flujo de los sistemas. Sin embargo, el grado de aplicabilidad es de 60% en el caso de las bombas, ventiladores y correas transportadoras y de 30% en los compresores de aire³⁸. La rentabilidad de estas opciones varía en función de la potencia y horas de uso del sistema.

d) Iluminación

En los distintos sectores usuarios predominan tecnologías de iluminación y estrategias de eficiencia energética que les son propias. Ello supone evaluar distintas alternativas para los casos en estudio. En este contexto, se consideró:

- Penetración masiva de las lámparas fluorescentes compactas y uso de sistemas de tubos fluorescentes eficientes (tubos T5 con balastos electrónicos) en el sector residencial.
- Incorporación de sistemas de tubos fluorescentes eficientes en la iluminación de las instalaciones industriales y mineras interiores; e instalación de sistemas bipotencia para la iluminación exterior de las mismas.

³⁶ Fabricados bajo la denominación European Labeling Écheme (N. de los A.)

³⁷ Ello implica que algunas de estas alternativas son rentables para un tipo de usuario y no para otro (N. de los A.).

³⁸ Fuente: University of Coimbra, Portugal, "Improving the penetration of Energy Efficient Motors and Drives", SAVE II, European Community.

- Instalación de sistemas de tubos fluorescentes eficientes en la iluminación de los supermercados (de las cajas hacia el interior) y del pequeño comercio.
- Optimización de los sistemas de iluminación de los mall y grandes tiendas, mediante mejora en las ópticas de las luminarias, aprovechamiento de la luz natural y control de las luminarias en función de la demanda.

e) Refrigeración

En general, el consumo de electricidad en refrigeración es importante en los sectores residencial y comercial. En el primero, la evaluación del potencial se apoya en los aspectos normativos más que económicos, aunque los estudios realizados demuestran que el uso de refrigeradores eficientes es rentable para los usuarios. En el sector comercial se evaluó como alternativas el reemplazo de los sistemas habitualmente utilizados (multiplex con condensadores refrigerados por aire) por sistemas eficientes (multiplex o distribuidos con condensadores que eliminan el calor por evaporación o mediante torres de enfriamiento), especialmente en los nuevos supermercados y en los casos en que los equipos llegan al final de su vida útil. Para el pequeño comercio, se consideró una alternativa similar a la residencial.

f) Climatización

La climatización es el consumo eléctrico dominante en los mall y grandes tiendas. Se evaluó la selección de chiller con compresores centrífugos enfriado por agua, en vez de los chiller con compresor recíproco enfriado por aire, ambas tecnologías del año 2007. Se consideró que se adoptaba el cambio de tecnología en los nuevos centros comerciales y en los casos en que los equipos llegaban al final de su vida útil.

g) Cogeneración

En el caso de la cogeneración se consideraron distintos modelos de negocio, adoptándose la opción de abastecer de electricidad y vapor a un cliente residencial y vender los excedentes al sistema, sobre la base de considerar los precios regulados y el precio de nudo. El valor del calor proporcionado a la industria se determinó en base al costo del gas natural. Se supuso que el desarrollo de la cogeneración adquiriría importancia a partir del año 2013, cuando se disponga de suficiente gas natural.

6. POTENCIALES ALCANZABLES DEL UEEE PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DEL SIC

Considerando los distintos escenarios en el precio de la energía (dinámico o innovador, conservador o menos receptivo a la innovación y económicamente viable o referencial), la estimación preliminar del potencial aporte del UEEE al abastecimiento del SIC se define en función a la distinta dinámica de las tasas de penetración de las tecnologías eficientes energéticamente. Dicha dinámica guarda relación con el grado de compromiso expresado por las políticas públicas -incluyendo el control de su implementación- y con la disposición de los distintos sectores usuarios a la innovación. En efecto, la penetración de ciertas tecnologías de EE no es igual en el caso de los consumidores residenciales urbanos y de los consumidores residenciales rurales; o en los supermercados y los pequeños comercios. Además, la fecha de inicio de introducción de una determinada tecnología tiene que ver con la complejidad, costo y vida útil de las mismas.

El escenario económicamente viable supone tasas de penetración de las tecnologías igual a 100%, lo que constituye más bien una referencia a la cual aspirar y que permitirá evaluar tanto la eficacia de las políticas como la actitud de los distintos tipos de usuarios frente al cambio y riesgos relativos.

6.1 *Estimación de los potenciales totales de disminución en el consumo a nivel del usuario final*

En base a los resultados de cálculos de los potenciales de disminución en el consumo de energía³⁹, se presentan los potenciales de reducción de los consumos totales para el SIC a nivel de los usuarios finales, resultantes de la mejora de la eficiencia, en un horizonte de tiempo que va desde el año 2008 hasta el año 2025.

Las tablas siguientes resumen los potenciales de disminución en el consumo que se pueden alcanzar mediante políticas que fomenten el uso de eficiencia energética, entre el año 2008 y 2025, para los escenarios conservador, dinámico y dinámico-plus, los que fueron definidos a partir de los distintos grados de penetración de las tecnologías de eficiencia energética, que dependen, del compromiso de las políticas públicas con la eficiencia energética y de la mayor o menor inclinación a incorporar la innovación tecnológica por parte de los diferentes consumidores de electricidad. Dichas tablas no sólo resumen el efecto de las políticas públicas de eficiencia energética sino que además la introducción espontánea de tecnologías de alta eficiencia.

³⁹ Mediante políticas de uso eficiente de la energía eléctrica específicas para cada sector y, en algunos casos, sub-sectores (N. de los A.).

En el escenario conservador del precio de la energía (US\$75 el MWh) los potenciales de eficiencia energética económicamente factibles de implementar corresponden a 1.479 GWh en el 2010; 2.992 GWh en el 2015 y 10.493 GWh del consumo total del SIC al año 2025 lo que corresponde a ahorros equivalentes a 3,25%; 4,89% y 9,9% del consumo total del SIC entre 2010 y 2025.

Tabla 10:
Escenario conservador
Consumos totales por sector: línea base, consumo eficiente y
potencial de disminución en el consumo

Año	Consumos anuales (GWh)											
	Cobre		Gran Industria y Minería		Industrias y Minas Varias		Sector Comercial		Sector Residencial		Total	
	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base (*)	Consumo Eficiente
2008	6.886	6.866	8.086	8.061	9.993	9.968	6.197	6.167	8.614	8.016	39.776	39.078
2010	7.319	7.257	9.197	9.132	11.017	10.958	7.095	6.998	9.292	8.441	43.920	42.787
2015	9.521	9.294	12.731	12.462	14.061	13.849	9.951	9.506	10.988	9.982	57.251	55.093
2020	11.064	10.653	17.697	16.989	17.945	17.449	13.956	12.812	12.684	11.217	73.346	69.119
2025	13.140	12.468	24.689	23.147	22.903	21.943	19.574	17.554	14.379	12.410	94.686	87.523

(*) La línea base corresponde a la sumatoria de las línea base de los sectores enunciados, y no a la línea base total del SIC. Esto se debe a que no se han abordado el sector público y otros.

Año	Potenciales de ahorro (GWh)						Total		
	Cobre (GWh)	Gran Industria y Minería (GWh)	Industrias y Minas Varias (GWh)	Cogeneración (GWh)	Sector Comercial (GWh)	Sector Residencial (GWh)	Consumo SIC		
							Línea Base (GWh)	Total Ahorros (GWh)	% Ahorro
2008	20	25	25	242	30	598	41.464	939	2,27%
2010	62	65	59	345	97	851	45.542	1.479	3,25%
2015	227	269	212	833	445	1.006	61.195	2.992	4,89%
2020	411	708	496	1.836	1.145	1.467	80.768	6.063	7,51%
2025	672	1.541	960	3.330	2.020	1.969	105.560	10.493	9,94%

En el escenario dinámico del precio de la energía (US\$102 dólares por MWh) los potenciales de ahorro económicamente factibles de implementar en el SIC, corresponden a 2.111 GWh en el año 2010; 4.544 GWh en el año 2015 y 16.388 GWh en el año 2025. Lo que corresponde, respectivamente a 4,64% del consumo del SIC al año 2010, a 7,43% en el 2015 y a 15,52% en el año 2025.

Tabla 11:
Escenario dinámico
Consumos totales por sector: línea base, consumo eficiente y
potencial de disminución en el consumo

Año	Consumos anuales (GWh)											
	Cobre		Gran Industria y Minería		Industrias y Minas Varias		Sector Comercial		Sector Residencial		Total	
	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base (*)	Consumo Eficiente
2008	6.886	6.854	8.086	8.057	9.993	9.963	6.197	6.167	8.614	7.624	39.776	38.665
2010	7.319	7.217	9.197	9.115	11.017	10.940	7.095	6.952	9.292	7.993	43.920	42.217
2015	9.521	9.149	12.731	12.368	14.061	13.753	9.951	9.369	10.988	9.296	57.251	53.935
2020	11.064	10.392	17.697	16.687	17.945	17.165	13.956	12.494	12.684	10.232	73.346	66.969
2025	13.140	12.040	24.689	22.383	22.903	21.294	19.574	17.022	14.379	11.109	94.686	83.848

(*) La línea base corresponde a la sumatoria de las línea base de los sectores enunciados, y no a la línea base total del SIC. Esto se debe a que no se han abordado el sector público y otros.

Año	Potenciales de ahorro (GWh)						Total		
	Cobre (GWh)	Gran Industria y Minería (GWh)	Industrias y Minas Varias (GWh)	Cogeneración (GWh)	Sector Comercial (GWh)	Sector Residencial (GWh)	Consumo SIC		
							Línea Base (GWh)	Total Ahorros (GWh)	% Ahorro
2008	32	29	30	242	30	990	41.464	1.353	3,26%
2010	102	82	77	408	143	1.299	45.542	2.111	4,64%
2015	372	363	308	1.228	581	1.692	61.195	4.544	7,43%
2020	672	1.010	780	2.958	1.462	2.452	80.768	9.334	11,56%
2025	1.100	2.305	1.609	5.550	2.552	3.271	105.560	16.388	15,52%

En el escenario dinámico-plus (US\$102 dólares por MWh y 3,5% de Inflación anual del precio de la energía) los potenciales de eficiencia energética económicamente factibles de aprovechar corresponden a 2.455 GWh al año 2010; 13.238 GWh al año 2015 y 24.647 GWh al año 2025; correspondiendo respectivamente a 5,3% del consumo del SIC al año 2010, a 21,63% del consumo al año 2015 y a 23,35% del consumo al año 2025, como muestra la tabla 12.

Tabla 12:
Escenario dinámico-plus
Consumos totales por sector: línea base, consumo eficiente y
potencial de disminución en el consumo

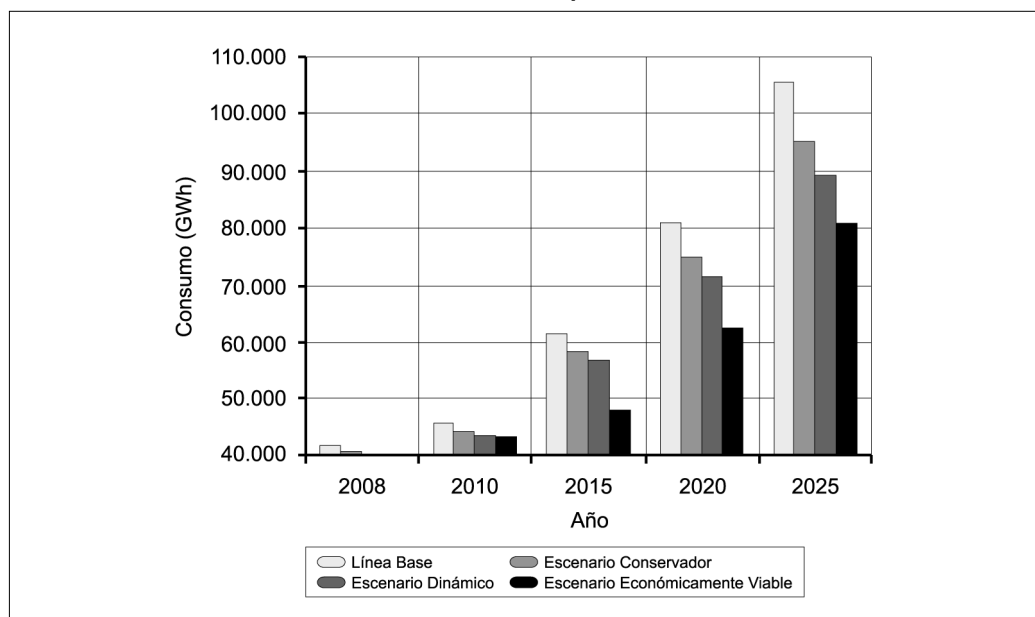
Año	Consumos anuales (GWh)											
	Cobre		Gran Industria y Minería		Industrias y Minas Varias		Sector Comercial		Sector Residencial		Total	
	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base	Consumo Eficiente	Línea Base (*)	Consumo Eficiente
2008	6.886	6.850	8.086	8.048	9.993	9.937	6.197	6.158	8.614	7.624	39.776	38.618
2010	7.319	7.206	9.197	9.033	11.017	10.792	7.095	6.850	9.292	7.993	43.920	41.874
2015	9.521	9.108	12.731	11.982	14.061	13.181	9.951	8.941	10.988	7.615	57.251	50.828
2020	11.064	10.317	17.697	16.259	17.945	16.464	13.956	11.900	12.684	8.713	73.346	63.652
2025	13.140	11.918	24.689	22.315	22.903	20.786	19.574	16.323	14.379	9.797	94.686	81.139

(*) La línea base corresponde a la sumatoria de las líneas base de los sectores enunciados, y no a la línea base total del SIC. Esto se debe a que no se han abordado el sector público y otros.

Año	Potenciales de ahorro (GWh)						Total		
	Cobre (GWh)	Gran Industria y Minería (GWh)	Industrias y Minas Varias (GWh)	Cogeneración (GWh)	Sector Comercial (GWh)	Sector Residencial (GWh)	Consumo SIC		
							Línea Base (GWh)	Total Ahorros (GWh)	% Ahorro
2008	36	38	56	242	39	990	41.464	1.400	3,38%
2010	113	165	225	408	245	1.299	45.542	2.455	5,39%
2015	413	749	880	6.815	1.009	3.373	61.195	13.238	21,63%
2020	747	1.438	1.482	8.697	2.056	3.971	80.768	18.391	22,77%
2025	1.222	2.374	2.118	11.100	3.251	4.583	105.560	24.647	23,35%

Como se puede apreciar, para el escenario conservador o menos receptivo a la innovación, se estima que es posible ahorrar casi un 10% (10.493 GWh) del consumo eléctrico total del SIC al año 2025. En el escenario dinámico, se estima que es posible ahorrar casi un 15% del consumo de electricidad del SIC para dicho año, lo que representa unos 16.388 GWh. Por su parte para el escenario económicamente viable se estima un ahorro potencial de 24.647 GWh/año o algo más del 23% de la demanda total prevista para el SIC al mismo año. El gráfico siguiente resume los potenciales estimados para los distintos escenarios y los años usados como referencia.

Gráfico 7:
Potenciales de consumo estimados para los distintos escenarios



Fuente: Elaboración propia

Nota: El escenario económicamente viable se refiere al escenario dinámico plus, con inflación de 3,5%.

Actualmente, si bien existen tecnologías para la eficiencia energética suficientemente atractivas como para su incorporación por parte de los usuarios; y aun considerando que las necesidades de competitividad empujarán a algunas empresas a modernizar sus instalaciones, tales condiciones no se traducen necesariamente en una masiva incorporación de tecnologías eficientes en las distintas áreas de la economía. Por ello, resulta indispensable la existencia de decididas políticas públicas para la eficiencia energética.

6.2 Estimación de los potenciales a nivel de la generación

Para tener una visión integral de los resultados del estudio, se ha estimado el potencial de disminución en el consumo de energía eléctrica a nivel de la generación del SIC y la distribución de electricidad. Con este objeto, se evaluaron las pérdidas en las líneas de transmisión, en base a la diferencia entre la generación neta del SIC y las ventas de electricidad. Sobre esta base, las pérdidas se estiman en hasta 3,75% de la energía generada. En el caso de la distribución, las pérdidas se estimaron a partir de la diferencia entre la energía comprada y la electricidad vendida por las empresas distribuidoras, equivalente a un 8% de la energía comprada al sistema⁴⁰.

⁴⁰ Ver informe "Estimación Preliminar del Potencial de la Eficiencia en el Uso de la Energía Eléctrica al Abastecimiento del Sistema Interconectado Central".

Para determinar las pérdidas totales en el sistema se evaluó qué parte de los consumidores finales se conectan directamente al sistema de transmisión (cuyas pérdidas se limitan a las que ocurren en las líneas de transmisión), y qué consumidores se conectan a la red de distribución (que agregan a las pérdidas en transmisión, las pérdidas de este nivel). Ello supone diferenciar entre los clientes regulados y los clientes libres, suponiendo por simplicidad que los primeros se conectan a la red de distribución y los segundos, a la de transmisión⁴¹. Sobre esta base, se ha estimado que la pérdida total desde la generación hasta el consumidor final, es aproximadamente 8,2%.

Por lo tanto, una disminución de la demanda energética al nivel del cliente final, conlleva necesariamente una disminución mayor desde el punto de vista de la generación, debido que las pérdidas del transporte son menores. La tabla siguiente resume el potencial de disminución en el consumo de energía a nivel de generación.

Tabla 13:
Potencial de disminución del consumo de energía eléctrica a nivel de consumidor final y a nivel de generación, según escenarios (en GWh)

Año	Escenario dinámico plus		Escenario dinámico		Escenario conservador	
	Potencial de ahorro a nivel de usuario (GWh)	Potencial de ahorro a nivel de generación (GWh)	Potencial de ahorro a nivel de usuario (GWh)	Potencial de ahorro a nivel de generación (GWh)	Potencial de ahorro a nivel de usuario (GWh)	Potencial de ahorro a nivel de generación (GWh)
2008	1.400	1.526	1.353	1.475	939	1.024
2010	2.455	2.675	2.111	2.301	1.479	1.612
2015	13.238	14.426	4.544	4.952	2.992	3.260
2020	18.391	20.041	9.334	10.172	6.063	6.607
2025	24.647	26.859	16.388	17.858	10.493	11.434

Fuente: Elaboración propia

6.3 Estimación del potencial de disminución de la demanda en la potencia generada

En base al potencial de disminución del consumo de energía a nivel de generación, es posible calcular el potencial de disminución de la demanda de potencia (media), que es posible lograr mediante políticas de eficiencia energética implementadas desde ya y que son sustentables en el tiempo.

Para el cálculo del potencial de disminución en la demanda de la potencia media generada, se ha considerado un factor de carga medio para el SIC⁴² igual a 0,744. A continuación, se presentan las tablas correspondientes al potencial de disminución de la demanda de potencia para los escenarios económicamente factible, innovador y conservador.

⁴¹ Esta simplificación es conservadora, ya que las distribuidoras también abastecen algunos clientes libres. Obviamente, la mayor parte de la energía distribuida por ellas va a clientes regulados.

⁴² Valor considerado por la CNE en el cálculo del precio monómico de nudo Quillota 220 kV.

Tabla 14:
Potencial de disminución de la demanda de potencia media generada, según escenarios (en GWh)

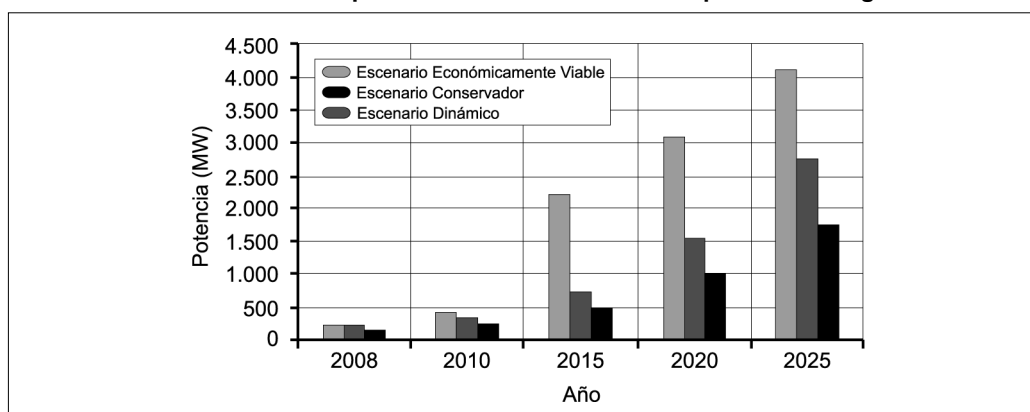
Año	Escenario dinámico plus		Escenario dinámico		Escenario conservador	
	Potencial de ahorro a nivel de generación (GWh)	Potencial de ahorro (GWh)	Potencial de ahorro a nivel de generación (GWh)	Potencial de ahorro (GWh)	Potencial de ahorro a nivel de generación (GWh)	Potencial de ahorro (GWh)
2008	1.526	234	1.475	226	1.024	157
2010	2.675	410	2.301	353	1.612	247
2015	14.426	2.213	4.952	760	3.260	500
2020	20.041	3.075	10.172	1.561	6.607	1.014
2025	26.859	4.121	17.858	2.740	11.434	1.754

Fuente: Elaboración propia

Como referencia del orden de magnitud de estas reducciones de demanda media de potencia, es importante destacar que en el caso del escenario dinámico esta podría significar 760 MW (5,8%) en 2015 y 2.740 MW (12,1%) en 2025, lo cual significaría grandes ahorros en inversión de nuevas plantas de generación que no serían necesarias.

Finalmente, para los escenarios conservador, dinámico y dinámico-plus, se han graficado los potenciales de disminución de la demanda media de la potencia generada, entre los años 2008 y 2025.

Gráfico 8:
Ahorros de Potencia para diferentes escenarios de políticas energéticas



Fuente: Elaboración propia.

Nota: El escenario económicamente viable se refiere al escenario dinámico plus, con inflación de 3,5%.

De la gráfica y tablas anteriores, puede desprenderse el impacto de una decidida política de eficiencia energética al nivel de los requerimientos de potencia en el SIC. Para el año 2025 la reducción de los requerimientos de potencia superaría largamente la potencia de cualquiera de las centrales construidas en Chile a la fecha⁴³.

⁴³ Por ejemplo, Ralco la mayor de las centrales existentes en Chile, tiene "solamente" 690 MW de potencia. (Endesa,2008).

7. APOORTE POTENCIAL TOTAL DE LAS ERNC Y EL UEEE AL ABASTECIMIENTO DEL SIC

En este apartado, se presenta una síntesis de los aportes de las ERNC y el UEEE al SIC, considerando la metodología antes expuesta y la factibilidad técnica-económica asociada. Conviene señalar que en el caso del UEEE, los menores consumos derivados de la política de eficiencia energética suponen una reducción de las pérdidas de transmisión y distribución, lo que se traduce en menores requerimientos de generación en el SIC.

El aporte potencial total de las ERNC y del UEEE²⁴ al abastecimiento eléctrico del SIC (de acuerdo a la metodología utilizada en este estudio y la factibilidad económica presentada), es de 29.177 GWh/año, en el escenario conservador; 39.767 GWh/año en el escenario dinámico; y de 56.511 GWh/año, para el escenario dinámico-plus, hacia el año 2025. Este aporte corresponde a 27,6%; a 37,5%; y a 53,6% respectivamente, de la demanda del SIC al año 2025. En la tabla siguiente se presenta el aporte potencial total de ERNC y UEEE para el escenario dinámico.

A su vez, los aportes en capacidad instalada de las ERNC y la disminución en la demanda de potencia por UEEE es de 5.086 MW en el escenario conservador; 7.142 MW en el escenario dinámico; y 9.874 MW escenario dinámico-plus al año 2025. Ello equivale a 22,3%; 31,4% y a 43,4% de la capacidad instalada al año 2025, presentando un horizonte completamente diferente a las proyecciones convencionales sobre del desarrollo eléctrico del país.

En la tabla 17 se resume el resultado de la estimación de los aportes potenciales de energía proveniente de las ERNC y del UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC para el escenario dinámico; el cual alcanzaría los 39.767 GWh/año en el año 2025, respondiendo a 37.7% de la demanda estimada del SIC en dicho año.

7.1 Escenario conservador o menos receptivo a la innovación

En la tabla 15 se resume el resultado de la estimación de los aportes potenciales en energía y potencia de las ERNC y del UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC para el escenario conservador; el que podría significar 29.177 GWh/año, correspondiendo a 27% de la demanda del SIC al año 2025.

Tabla 15:
Escenario conservador
Aporte potencial en energía de las ERNC y el UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC

Años	ERNC (GWh/año)	UEEE (GWh/año)	TOTAL (GWh/año)
2008	2.684	1.024	3.708
2010	2.968	1.612	4.580
2015	6.584	3.260	9.844
2020	11.540	6.607	18.147
2025	17.743	11.434	29.177

En cuanto a la demanda de potencia, (tabla 16) el aporte conjunto de los proyectos de ERNC y UEEE, económicamente factibles de concretar, alcanzarían los 5.086 MW, lo cual corresponde a 22,3% del requerimiento del SIC al año 2025.

Tabla 16:
Escenario conservador
Potencial de disminución de la demanda de potencia media en el SIC
satisfecha con el aporte de las ERNC y el UEEE (en MW)

Años	ERNC	UEEE	TOTAL (MW)
2008	456	157	613
2010	507	247	754
2015	1.178	500	1.678
2020	2.148	1.014	3.162
2025	3.332	1.754	5.086

7.2 Escenario dinámico

En la tabla 17 se resume la estimación de los aportes potenciales en energía proveniente de las ERNC y del UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC para el escenario dinámico, el cual alcanzaría los 39.767 GWh/año en el año 2025, respondiendo a 37,7% de la demanda estimada del SIC en dicho año.

Tabla 17:
Escenario dinámico
Aporte potencial en energía de las ERNC y el UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC

Años	ERNC (GWh/año)	UEEE (GWh/año)	TOTAL (GWh/año)	%
2008	2.684	1.475	4.159	8,1%
2010	3.178	2.301	5.479	12,0%
2015	7.468	4.952	12.420	20,3%
2020	14.482	10.172	24.654	30,5%
2025	21.909	17.858	39.767	37,7%

En cuanto a la demanda de potencia en el mismo período, la concreción de proyectos mediante ERNC y UEEE, económicamente factibles, contribuirían con una potencia de 7.142 MW al año 2025; lo que equivale a 31,4% de los requerimientos de capacidad instalada del SIC en ese período.

Tabla 18:
Escenario dinámico
Potencial de disminución de la demanda de potencia media en el SIC
satisfecha con el aporte de las ERNC y el UEEE (en MW)

Años	ERNC (MW)	UEEE (MW)	TOTAL (MW)	••%
2008	456	226	682	7,6%
2010	587	353	940	9,6%
2015	1.432	760	2.192	16,6%
2020	2.851	1.561	4.412	25,4%
2025	4.402	2.740	7.142	31,4%

7.3 Escenario dinámico plus o económicamente viable

En las tablas 19 y 20 se resume el resultado de la estimación de los aportes potenciales en energía y potencia de las ERNC y del UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC para el escenario económicamente viable o dinámico plus. En cuanto a la energía, se estima que las ERNC y el UEEE contribuirían con un total 56.511 GWh/año; correspondiendo a 53,6% de la demanda del SIC en el año 2025.

Tabla 19:
Escenario dinámico-plus
Aporte potencial en energía de las ERNC y el UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC

Años	ERNC (GWh/año)	UEEE (GWh/año)	TOTAL (GWh/año)
2008	2.817	1.526	4.343
2010	3.534	2.675	6.209
2015	8.441	14.426	22.867
2020	17.143	20.041	37.184
2025	29.652	26.859	56.511

En relación a la potencia, se estima que ambas fuentes energéticas aportarían 9.874 MW al año 2025, correspondiendo al 43,4% de la demanda de potencia media del SIC para ese año (tabla 20).

Tabla 20:
Escenario dinámico-plus
Potencial de disminución de la demanda de potencia media en el SIC
satisfecha con el aporte de las ERNC y el UEEE (en MW)

Años	ERNC (MW)	UEEE (MW)	TOTAL (MW)
2008	475	234	709
2010	664	410	1.074
2015	1.659	2.213	3.872
2020	3.396	3.075	6.471
2025	5.753	4.121	9.874

7.4 Aporte potencial total de las ERNC y el UEEE en el aumento de la demanda del SIC al año 2025 y requerimiento de fuentes convencionales en el período.

Para poner en perspectiva, y establecer ordenes de magnitud sobre la relevancia de los aportes potenciales de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica (UEEE) presentados en los capítulos anteriores de este estudio, en este apartado consignamos la estimación de participación de estas fuentes en el aumento de generación y de potencia instalada que requiere el Sistema Interconectado Central (SIC) entre los años 2008 y 2025.

Tal como presenta la tabla 20, se estima que la potencia instalada del SIC al año 2025 será de 22.736 MW. Esto significa que el país deberá incorporar nuevos proyectos de generación eléctrica con una potencia equivalente a 14.128 MW adicionales a los 8.608 MW existentes a fines de 2007. La satisfacción de este aumento de demanda, mediante proyectos de generación en base a ERNC y al aprovechamiento de los potenciales de eficiencia energética económicamente viables, en los 3 escenarios (conservador, dinámico y dinámico-plus) permitiría abastecer el 36%, el 51% y el 70% del aumento de potencia del SIC al año 2025.

Debido a las referencias de precio de la energía contemplados por este estudio fue de 75 dólares el megawatt para el escenario conservador ; valor que ha sido superado en el contexto del alza mundial en los precios de los commodities energéticos; lo mas probables es que la nueva generación sea proveída a costos mas cercanos a los 102 dólares el megawatt considerados en los escenarios dinámico y dinámico-plus de este estudio.

En consecuencia, la participación de las ERNC y el UEEE en la nueva potencia del SIC podría ser 7.142 MW (51% de la nueva potencia) en el escenario dinámico, y de 9.874 MW (70% de la nueva potencia) en el escenario dinámico plus al año 2025, requiriéndose solo un 49% y 30% respectivamente de otras fuentes energéticas para el abastecimiento total del SIC.

Tabla 20:
Participación de ERNC y UEE en el aumento de la Demanda de Potencia del SIC al 2025

Demanda SIC año 2007, GWh	39.964
Demanda SIC año 2025 (estimada)	105.560
Aumento demanda SIC 2008-2025, GWh	65.596

Escenario conservador	ERNC, GWh	UEE, GWh	ERNC+UEE	Aumento demanda SIC 2008-2025, GWh	Otras Fuentes
Año 2025	17.743	11.434	29.177	65.596	36.419
Participación %	27%	17%	44%	100%	56%

Escenario dinámico	ERNC, GWh	UEE, GWh	ERNC+UEE	Aumento demanda SIC 2008-2025, GWh	Otras Fuentes
Año 2025	21.909	17.858	39.767	65.596	25.829
Participación %	33%	27%	61%	100%	39%

Escenario dinámico-plus	ERNC, GWh	UEE, GWh	ERNC+UEE	Aumento demanda SIC 2008-2025, GWh	Otras Fuentes
Año 2025	29.652	26.859	56.511	65.596	9.085
Participación %	45%	41%	86%	100%	14%

Fuente: NEIM-CIE, Universidad Técnica Federico Santa María, julio 2008.

Con respecto a los requerimientos de aumento de generación en el SIC al año 2025, estos se estiman en 65.596 GW/h, para satisfacer el total proyectado de la demanda del sistema en dicho periodo. Esta nueva demanda de generación, tal como se presenta en la tabla 21, podría abastecerse en un 61% y en un 86% mediante proyectos de generación en base a ERNC y medidas de UEE al año 2025 en los escenarios dinámico y dinámico-plus respectivamente. En consecuencia, el país requeriría al año 2025 otras fuentes energéticas solo para abastecer el 39% (25.892GW/h) de la demanda en el escenario dinámico y solo 14% (9.086 GW/h) de la demanda en el escenario dinámico-plus.

Tabla 21:
Participación de ERNC y UEE en el aumento de Demanda de Generación del SIC al 2025

Potencia Instalada SIC año 2007, MW	8.608
Potencia instalada SIC año 2025 (estimada)	22.736
Aumento potencia instalada SIC 2008-2025, MW	14.128

Escenario conservador	ERNC, MW	UEE, MW	ERNC+UEE	Aumento potencia SIC 2008-2025, MW	Otras Fuentes
Año 2025	3.332	1.754	5.086	14.128	9.042
Participación %	24%	12%	36%	100%	64%

Escenario dinámico	ERNC	UEE	ERNC+UEE	Aumento potencia SIC 2008-2025, MW	Otras Fuentes
Año 2025	4.402	2.740	7.142	14.128	6.986
Participación %	31%	19%	51%	100%	49%

Escenario dinámico-plus	ERNC	UEE	ERNC+UEE	Aumento potencia SIC 2008-2025, MW	Otras Fuentes
Año 2025	5.753	4.121	9.874	14.128	4.254
Participación %	41%	29%	70%	100%	30%

Fuente: NEIM-CIE, Universidad Técnica Federico Santa María, julio 2008.

Estas estimaciones del aporte potencial de ambas fuentes energéticas en ambos escenarios de factibilidad económica son tan relevantes, que podrían constituir un aporte fundamental a la matriz eléctrica del SIC.

Dicho aporte además contribuiría a la seguridad y sustentabilidad del mayor sistema eléctrico a nivel nacional debido a una disminución de la dependencia energética, un aumento de la competitividad internacional; una reducción de la vulnerabilidad y mejoramiento de la calidad del servicio, un incremento del empleo y un avance en el cumplimiento de la agenda ambiental nacional e internacional.

Al año 2025 el aporte de la inserción de las ERNC y el UEE en la matriz eléctrica del SIC generaría, para el escenario dinámico, una reducción estimada de 16 millones de toneladas de CO₂ cada año y para el escenario dinámico-plus, una reducción de 22 millones de toneladas de CO₂ al año.

8. BARRERAS DE MERCADO E INSTITUCIONALES PARA EL DESARROLLO DE LAS ERNC Y EL UEEE

Los potenciales determinados en este estudio corresponden a mejoramientos en tecnología que resulten claramente rentables, en el caso de iniciativas para una mayor eficiencia en el uso de la energía, o que comiencen a ser competitivas con las fuentes convencionales, como sucede con el aprovechamiento de las ERNC. Sin embargo, la materialización de estos potenciales se ha visto obstaculizada por un conjunto de barreras institucionales y de mercado, que dificultan una mayor penetración y desarrollo de estas opciones. Algunos de estos obstáculos se refieren a debilidades en la institucionalidad y marco normativo vigentes, la tendencia a priorizar el costo inicial respecto del costo del ciclo de vida de las inversiones, falencias en la infraestructura física, debilidades en la base tecnológica del país, temor al riesgo e incertidumbre respecto de los precios futuros de la energía, etc.

A continuación se caracterizan los obstáculos más evidentes a la penetración de las ERNC y el UEEE en el SIC, con miras a su abordaje y posterior superación.

8.1 Barreras para el desarrollo de las ERNC

8.1.1 Dificultades y barreras generales de las ERNC

a) Escasa identificación y débil catastro de recursos.

Aunque el país cuenta con un gran potencial de energías hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomasa y solar no explotadas, éstas se encuentran mal identificadas y no existen estudios exhaustivos que cuantifiquen el potencial disponible, lo que dificulta la formulación y desarrollo de proyectos ERNC sobre bases sólidas.

b) Condiciones geográficas y estructura del SIC

La geografía longitudinal del país y la red que integra el SIC dificulta la incorporación de mini/micro-centrales al sistema, ya que -en general-, los recursos energéticos están ubicados lejos de los centros de consumo y el sistema troncal de transmisión del SIC presenta limitaciones.

c) Falta de cultura, experiencia y madurez tecnológica

Un desarrollo tecnológico maduro permite reducir los riesgos en la implementación de proyectos energéticos basados en ERNC. En Chile, la adaptación, aplicación y soporte de la tecnología presenta severas debilidades, que frenan y encarecen el desarrollo de estas fuentes: falta de recursos humanos especializados, débil infraestructura tecnológica, escasa capacidad de manufactura y servicios asociados, falta de capacidad industrial local (cluster de Energía), etc.

d) Ausencia de incentivos.

El sistema regulatorio actual no dispone de incentivos adecuados para estimular la inversión en ERNC, las que al ser energías innovativas tienen un costo de inversión mayor, particularmente al comienzo de su aplicación. En países más avanzados en esta materia (Alemania, Costa Rica, Brasil), la implementación de programas de incentivos ha sido fundamental para la incorporación de ERNC a la red eléctrica, como también para el desarrollo de tecnologías y generación de externalidades positivas.

e) Los precios de la energía no revelan los costos efectivos para la sociedad.

La no incorporación de las externalidades que derivan de la exploración, explotación, transformación, transporte y uso de la energía, constituye una distorsión de mercado que limita la competitividad de las energías renovables.

e) Capacidad de negociación con proveedores y tiempos de espera.

La provisión de equipos y sistemas compite con la alta demanda de estos a nivel mundial, lo que significa tiempos largos de espera y costos mayores en la compra de insumos.

8.1.2 Barreras específicas por tipo de energía

a) Energía hidráulica, centrales de pasada.

Falta definir adecuadamente la gestión de los derechos de aguas, las franjas de paso, el acceso a subestaciones de subtransmisión y el acceso a datos técnicos del SIC para la gestión técnica de proyectos y la promoción de incentivos para proyectos que combinen riego/generación. Para las nuevas empresas, se suman dificultades de gestión técnica, financiera y de contratos, para dar viabilidad a sus modelos de negocios. Además, existe natural preocupación de las comunidades adyacentes a los proyectos, con dudas sobre los impactos o beneficios de los proyectos, dada la escasa normativa ambiental existente y la preeminencia del fomento eléctrico establecida en la actual legislación sectorial.

b) Energía geotérmica.

La principal barrera está dada por la alta inversión inicial de las exploraciones del recurso geotérmico, lo que aumenta el costo, incertidumbre y el riesgo financiero de esta fuente energética. Además, el acceso a los recursos supone obras de infraestructura adicional, caminos, accesos, instalación de faenas, traslado e instalación de plataformas. También existe preocupación de las comunidades adyacentes a los proyectos, con dudas sobre los efectos de emisiones que se producirían; lo que debe ser resuelto si se desea evitar los impactos ambientales locales y la disfuncionalidad social de esta alternativa energética.

c) Energía eólica.

Faltan catastros y mediciones de comportamiento de viento en alturas de 50 a 80 metros, aspectos regulatorios respecto de derechos de exploración de recursos eólicos, costos del terreno y franjas de paso.

d) Energía de biomasa.

Su principal dificultad es la ubicación distribuida. En la medida que se requiera recolectar la biomasa, el costo de la logística de adquisición del recurso y de su transporte limitará el tamaño y rentabilidad de la planta. Las plantas de generación en base a biomasa tienen ventajas de aplicación para iniciativas de cogeneración, donde se empleen residuos o desechos.

e) Energía termo-solar eléctrica.

Reducida capacidad tecnológica propia y falta de estudios de implementación de esta tecnología en zonas de intensos vientos.

f) Energía solar fotovoltaica.

Para una penetración más dinámica, la principal dificultad reside en el costo de inversión y comparativamente, en la ausencia de incentivos económicos (del tipo subsidios o tributarios), como se aprecia en países más avanzados.

8.2 Barreras para la difusión masiva del UEEE

8.2.1 Dificultades y barreras generales del UEEE

Al comparar los resultados de las políticas públicas nacionales para el uso eficiente de la energía, respecto de las estrategias en países con mayor trayectoria y mejores resultados en esta materia, parece evidente que en Chile los usuarios finales o agentes responsables de tomar decisiones al nivel de las inversiones en equipos, edificios o instalaciones, no han interiorizado esta opción a cabalidad. Cuando la energía era mucho más barata que en el presente, su reducida incidencia en el costo final del producto explicaba la escasa importancia asignada por las empresas y usuarios en general, a la reducción del consumo. En el crítico escenario actual y con la incertidumbre de los precios futuros de la energía, esta tendencia no está cambiando con la rapidez que cabría esperar.

A pesar de lo que se sostiene normalmente en el debate público, el mercado se ha revelado insuficiente como mecanismo para promover el uso eficiente de la energía y orientar los recursos a este objetivo. A nivel internacional, especialmente en países donde existe plena conciencia de las barreras al UEEE, los gobiernos han intervenido directamente en este mercado, introduciendo normas, códigos de construcción, leyes de eficiencia energética, incentivos tributarios y crediticios, sellos de calidad, impuestos a las emisiones, consultorías, fomento a la investigación y desarrollo, subvención de inversiones, entre otras medidas.

Los esfuerzos señalados se han traducido en inversiones directas de los gobiernos; creación de agencias estatales especializadas en el UEEE; e intervención activa en la promoción e implementación de proyectos y programas de eficiencia energética en las empresas eléctricas y de gas, tanto públicas como privadas.

Una de las discrepancias más flagrantes en torno a las oportunidades que ofrece el UEEE se relaciona con los períodos de «recuperación del capital»: mientras que los usuarios de la energía exigen entre uno y dos años para recuperar sus inversiones en eficiencia, las empresas eléctricas -y en muchos casos, los usuarios finales (empresas industriales, mineras y comerciales)- basan sus decisiones de inversión considerando los activos destinados a la producción - flujo de ingresos y gastos- durante su vida útil, superando, en algunos casos, los 20 años.

A continuación se describen brevemente algunos de los obstáculos presentes en los diferentes sectores involucrados, mayores antecedentes se proporcionan en el documento específico acerca del potencial de la EE al abastecimiento del SIC.

8.2.2 Barreras específicas del UEEE, según sector económico

a) Industria de la energía

Se estima que el éxito de los procesos para incorporar las tecnologías energéticamente eficientes al nivel de los usuarios finales está vinculado al compromiso de las empresas energéticas, en calidad de activos promotores del proceso, capaces incluso de invertir en tecnologías para mejorar la eficiencia con que sus clientes utilizan la energía.

Para que ello ocurra, es necesario superar obstáculos culturales, económicos e institucionales que impiden a esta industria convertirse en un catalizador de la eficiencia energética a nivel nacional. Algunas de estas barreras o “supuestos limitantes” son:

- **Superación del círculo vicioso “ventas-utilidad”:** Tradicionalmente, las empresas energéticas han basado su accionar en el supuesto “a mayores ventas, mayores utilidades”, ignorando que la venta de servicios energéticos puede constituir un negocio más rentable que la venta de energía, dado el mayor valor agregado de los servicios sobre el recurso bruto.
- **“La eficiencia energética supone una caída en las ventas de energía”:** Este supuesto, vinculado estrechamente al anterior, motiva una disposición refractaria de las empresas a participar activamente en un programa de eficiencia energética.
- **Los precios de la energía no revelan los costos efectivos para la sociedad:** La no incorporación de las externalidades que derivan de la exploración, explotación, transformación, transporte y uso de la energía, constituye una distorsión que limita la competitividad de la eficiencia energética y las energías renovables.
- **Falta de reconocimiento de las inversiones, por parte de las empresas de la industria de la energía, en eficiencia energética:** El sistema tarifario no reconoce -en la misma forma que lo hace con las inversiones destinadas a expandir la oferta- las inversiones que pudiesen realizar las empresas de la industria de la energía para mejorar la eficiencia con que los usuarios utilizan la energía.

b) Sector industrial y minero

Aunque el sector industrial y minero es el más sensible a las señales de precios - y por ende, a adoptar decisiones de inversión en función de su rentabilidad relativa-, la experiencia nacional e internacional demuestra que este sector se encuentra por debajo de su capacidad de inversión en eficiencia energética, por razones similares a las de otros sectores usuarios. Las principales barreras serían:

- **Falta información** en las empresas sobre las potencialidades y beneficios de invertir en eficiencia energética, ya sea por falta de disponibilidad de datos relevantes o escasa capacidad de personal para recoger, elaborar y analizar esta información.
- Salvo en el caso de las empresas energo-intensivas, **el gasto en energía constituye un porcentaje reducido de los gastos** para el resto de las empresas, pese al aumento en los precios de la energía en los últimos años. Ello desincentiva la inversión de recursos técnicos y financieros en un área no considerada prioritaria, especialmente si no existen medidas institucionales y/o legales que las motiven a destinar recursos para incorporar tecnologías de EE.
- La tendencia en las empresas a adoptar decisiones de inversión **privilegiando el menor costo de inversión** en lo inmediato, en vez de considerar el costo del ciclo de vida de los equipos.
- Existe **reticencia a adoptar tecnologías poco difundidas** a nivel nacional, sin experiencia probada o comprobable a nivel local.
- La gerencia económica de las empresas normalmente considera **más útil negociar las tarifas o contratos de suministro** que invertir en el mejoramiento de equipos para una mayor eficiencia, aunque su desempeño sea igual al de equipos poco eficientes.

c) Sector residencial

Los obstáculos a la mejora de la eficiencia energética en el sector residencial son similares a los de los sectores comercial y público. Específicamente, las principales barreras para el UEEE en los hogares son:

- El gasto de energía es irrelevante en los sectores de mayor consumo energético, por lo que un uso eficiente no es prioritario respecto de su matriz de gastos.
- Tal como en las industrias y el comercio, existe un sesgo de los compradores a adquirir equipos más económicos en su precio inicial (de compra), sin considerar los gastos de operación y mantención durante su vida útil.
- La eficiencia energética está culturalmente asociada a escasez, restricción y falta de confort, lo que resulta poco atractivo a los usuarios.
- Falta información certera acerca de la confiabilidad y costos asociados tanto a los equipos energéticamente eficientes, como a los equipos convencionales. Más recientemente, el etiquetado de algunos insumos (como aparatos de refrigeración) está contribuyendo a revertir esta tendencia.
- No existe una oferta adecuada de equipos eficientes a nivel de importaciones, menos aún de producción.
- Lenta rotación de equipos electrodomésticos y obsolescencia de sus sistemas de aprovechamiento de energía, lo que se traduce en un mayor consumo.

d) Sector comercial y público

Como se ha señalado, algunas de las barreras a la eficiencia energética en este sector son similares a las expuestas en el caso residencial, si bien algunos énfasis son diferentes:

- Aunque menos acentuado que en el caso residencial, la lenta rotación de los edificios y equipos atenta contra la penetración de las tecnologías energéticamente eficientes.
- Las decisiones energéticas, claramente más importantes que en el caso residencial, son adoptadas por personas que no utilizarán los edificios.
- La eficiencia energética escasamente se considera en las decisiones que afectan el uso de la energía, tales como los criterios de construcción, definición de jornadas, compra de equipos, etc.
- En el caso de los edificios del sector público, a las barreras anteriores se suman limitaciones presupuestarias o restricciones impuestas por las políticas de compras del Estado (normalmente conservadoras y basadas en el precio mínimo).
- No hay suficientes especialistas o vendedores que asesoren a los usuarios de estos sectores para la compra de insumos y tecnologías eficientes.

8.2.3 Barreras a la cogeneración

En el caso de la cogeneración, las barreras que impiden concretar sus potencialidades fueron analizadas por el estudio realizado por Gamma Ingenieros en relación a las potencialidades de la Cogeneración⁴⁴. Las principales barreras discutidas en dicho estudio -y que se mantienen, en general, vigentes- se enumeran a continuación:

- Un proyecto de cogeneración resultará viable en la medida que exista un adecuado equilibrio entre los productos térmicos (vapor y calor) y la energía eléctrica generada. Es necesario que exista un comprador para ambos productos.
- En principio, se requiere un régimen de operación a 3 turnos o de un mínimo de horas trabajadas por año para hacer rentables estos proyectos.
- Es necesario disponer de energéticos limpios y de bajo costo: gas natural, biogás o residuos combustibles, como la biomasa, que no tengan uso alternativo.
- Precios de los combustibles y de la electricidad: La incertidumbre actual impide predecir lo que sucederá en los próximos 20 años, aunque se puede asegurar que si los combustibles aumentan su costo, también lo hará la electricidad.
- Tarifado y respaldo eléctrico: Una industria que decida instalar un sistema de cogeneración, debería contar con un respaldo en el suministro, lo que tendría implicancias contractuales y de costo.
- Costo unitario de equipos para pequeñas industrias (US\$/kW instalado): Para instalaciones más pequeñas, se produce el efecto negativo por las economías de escala.
- Poca disponibilidad y disposición de la industria a invertir: Las industrias consideran a la energía como un proceso diferente a su línea de negocios principal (sus productos, marketing, etc.), lo que se suma a la tendencia creciente a la tercerización de servicios - sistemas de vapor, eléctricos, mantención, etc.-.

⁴⁴ "Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile" noviembre de 2004, para la Comisión Nacional de Energía, preparado por Gamma Ingenieros.

9. PROPUESTA DE POLÍTICAS PARA EL DESARROLLO DE LAS ERNC Y EL UEEE

Si bien en parte las políticas para el desarrollo de las ERNC y para el UEEE son similares – como lo son las barreras que les impiden su plena expansión-, se ha estimado conveniente su tratamiento por separado, para respetar aquellos elementos que les son propios y sugerir propuestas ajustadas a sus particularidades.

9.1 *Propuesta de políticas públicas para el desarrollo de las ERNC.*

Como se ha demostrado en el presente estudio, las ERNC constituyen una componente relevante y de alto potencial para diversificación de la matriz energética nacional, contribuyendo a la seguridad y autonomía en el abastecimiento energético. Para desarrollar y aprovechar a cabalidad estos recursos, es recomendable considerarlos como una opción estratégica, que amerita el diseño y aplicación de programas de I+D+i, formación de RR/HH y adaptaciones tecnológicas, como parte de la política energética nacional.

Ello supone incentivar la capacidad científica y tecnológica del país para mejorar la transferencia y adaptación de tecnologías, a través de antenas, giras tecnológicas, empoderamiento de centros tecnológicos y fortalecimiento de actores proclives al emprendimiento, que lideren las innovaciones y los quiebres tecnológicos. Ello no sólo tendrá impactos en el ámbito de la energía, sino que también en actividades de generación de valor, como el turismo, la agroindustria, la industria forestal, la pesca y la minería.

Adicionalmente, resulta indispensable fomentar y emprender iniciativas de difusión y promoción de las posibilidades y limitaciones de las ERNC; desarrollar estudios más segmentados y específicos para mejorar la precisión de las estimaciones; e identificar oportunidades para la formulación de carteras de proyectos.

En este escenario, es recomendable perfeccionar la institucionalidad energética con miras a la superación de las barreras antes descritas, mediante:

- **Reforzamiento de la institucionalidad:** parece indispensable la creación de una Agencia nacional de energías renovables no convencionales, con suficiente autonomía y recursos humanos, técnicos y financieros que permita fortalecer y dinamizar el desarrollo de esta opción en la institucionalidad pública.
- **Generación de información:** desarrollo de catastros, mediciones y exploraciones de recursos naturales energéticos.
- **Establecimiento de un sistema de administración geográfica** computacional que gestione la información técnica de los recursos energéticos y ofrezca servicios a los potenciales inversionistas.

- **Integración de los proyectos energéticos en regiones** con sus planes de desarrollo estratégico regional (turismo, agro-industria, minería, pesca, etc.).
- **Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios** para facilitar el aprovechamiento de las ERNC.
- **Generación de infraestructura** para incorporar las ERNC al Sistema Interconectado Central (SIC) y a sistemas de generación distribuida.
- **Formación de capital humano** avanzado en ciencia, tecnología y emprendimientos energéticos, para enfrentar los múltiples desafíos en forma eficiente, contribuyendo a la planificación y desarrollo efectivo de un “cluster” de energía y recursos naturales. Convocatoria a distintos actores para el desarrollo de actividades conjuntas de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) en tecnologías de la energía.
- Integración de proyectos energéticos en regiones.
- Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios para facilitar el empleo de las ERNC.

En forma específica, para las distintas tecnologías, se proponen las siguientes medidas o instrumentos:

a) Energía hidráulica: Mejoramiento de los mecanismos e instrumentos actuales para la gestión de cuencas regionales, embalses y sistemas de riego que incorporen la generación de energía, por medio de incentivos semejantes a los existentes para las de obras de riego.

b) Energía geotérmica: Se recomienda en una primera etapa, un fuerte apoyo del Estado para reducir el riesgo asociado a los costos iniciales de exploración y explotación en iniciativas piloto.

c) Energía eólica: Perfeccionamiento de aspectos regulatorios de uso del suelo, para generar facilidades en las mediciones. La organización de un cluster eólico facilita la integración de productos y servicios nacionales (torres por ejemplo) a proyectos eólicos. Así también, la planificación de obras en el tiempo, ofrece oportunidad para mejorar la capacidad de negociación con proveedores externos.

d) Para las tecnologías con menor madurez comercial como la biomasa, la energía solar y otras fuentes (océano, hidrógeno, etc.), es recomendable la I+D+i con promoción de plantas piloto, que sirvan como soluciones de nicho y como vía de transferencia tecnológica, para demostración y validación de adaptaciones que sea preciso realizar en esta materia.

9.2 Propuesta de políticas públicas para la difusión masiva de las tecnologías de UEEE⁴⁵

Contrariamente a lo que ocurrió en los países que asumieron la eficiencia energética como una opción estratégica de su política energética, incorporando agresivos esquemas

⁴⁵ Para mayores detalles revisar el informe “Estimación Preliminar del Potencial de la Eficiencia en el Uso de la Energía Eléctrica al Abastecimiento del Sistema Interconectado Central”

normativos o “voluntarios” para enfrentar sus desafíos energéticos y ambientales, Chile, durante más de 30 años, se marginó de esta corriente y centró sus esfuerzos en tratar de responder a los desafíos energéticos desde el lado de la oferta. Si bien destacan los esfuerzos recientes realizados por el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), representan el inicio de un proceso que requiere consolidarse institucionalmente, en lo que respecta al respaldo político y a la disponibilidad de recursos humanos, técnicos y financieros.

Este estudio detectó que existen significativas potencialidades de ahorro de energía por la vía de la ejecución de proyectos de mejoramiento del uso de la energía eléctrica, los que, conforme a un criterio de evaluación privado, mostrarían una elevada rentabilidad económica. Resulta pertinente una intervención más activa y potente del Estado, que se traduzca en políticas que permitan materializar dicho potencial en un alto porcentaje y de manera sostenida en el tiempo.

Conviene señalar que una política de Eficiencia Energética integra un conjunto de normativas e incentivos de distinto tipo, cuya eficacia no se puede evaluar en forma individual, sino sistémica, teniendo en cuenta su complementariedad. A grandes rasgos, la experiencia internacional en estas políticas públicas incluye, entre otras medidas: programas de capacitación y difusión, mecanismos de financiamiento de los estudios de pre-inversión y de las inversiones, subsidios, exigencias a las empresas energo-intensivas, acuerdos voluntarios, etiquetado, y normas mínimas para artefactos domésticos y maquinaria.

A continuación se presentan propuestas de políticas de eficiencia energética focalizadas en el uso de la energía eléctrica, presentándose al inicio los conceptos que sirven de base para la formulación de políticas más específicas.

9.2.1 Marco institucional para una política de eficiencia energética⁴⁶

La experiencia en políticas para el UEEE, considerando sus impactos y resultados, pareciera sugerir la conveniencia de disponer de leyes destinadas a asegurar que las distintas actividades económicas usen la energía en forma eficiente, más que insertar la eficiencia energética en un cuerpo legal más amplio destinado a regular el funcionamiento del sector energía. Una legislación como la propuesta debería establecer normativas e incentivos aplicables a los consumos: residenciales, comerciales, públicos, industriales y de transporte. En el caso chileno, parte importante del cuerpo legislativo debería destinarse al establecimiento de regulaciones específicas para las empresas energo-intensivas (EEI).

En cualquier caso, parece indispensable que los esfuerzos que se realizan en este campo se traduzcan en leyes o programas aprobados por el parlamento, con el fin de dar sustentabilidad en el tiempo a los esfuerzos de los gobiernos por mejorar la eficiencia energética y no constituyan una mala respuesta a los problemas coyunturales de desabastecimiento energético.

⁴⁶ En base a documento preparado por Pedro Maldonado, “Estudio sobre empresas energo intensivas y su posible contribución a programas de eficiencia energética”, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2008, en prensa.

Complementariamente a la opción normativa, sugerida para el caso nacional, se podrán explotar los mecanismos de mercado. Dentro de los cuales, los Acuerdos de Producción Limpia (APL) pueden constituir un refuerzo adicional a lo normado por la legislación. Hasta la fecha, los APL se han orientado hacia las PYMEs; sin embargo, nada impediría que en el ámbito de la eficiencia energética se pudiese integrar empresas de mayor tamaño⁴⁷.

El desafío institucional para mejorar la eficiencia con que Chile utiliza la energía, implica la creación de un Centro o Agencia de Eficiencia Energética o cuerpo autorizado por el Estado, dependiente del Ministerio de Energía, pero con autonomía operativa y suficientes recursos técnicos, administrativos y financieros para enfrentar los desafíos que impone la satisfacción sustentable de los requerimientos energéticos del país. Su autonomía operativa, y eventualmente presupuestaria, debe ser contrabalanceada con su obligación de responder por el logro de las metas fijadas y el uso adecuado de los recursos.

9.2.2 Marco conceptual para la eficiencia energética

Las potencialidades de mejoramiento de la eficiencia de uso de la energía eléctrica dan cuenta de un significativo aporte a la matriz energética nacional, el que se estima podría alcanzar entre 10% y poco más de 23% de la demanda de energía prevista del SIC⁴⁸, en el año 2025, lo que motiva la propuesta de un conjunto de acciones que den cuerpo a una política energética destinada a materializar dicho potencial, eliminando para tal efecto aquellas barreras que han impedido a la fecha su concreción en los distintos sectores consumidores. A diferencia del enfoque que prioriza el aumento de la oferta eléctrica, mediante la incorporación de unos pocos proyectos, cuya construcción lideran un reducido número de empresas, el aporte del UEEE se encuentra atomizado en innumerables proyectos, cuya concreción depende de la decisión y motivación de una gran cantidad de actores. A simple vista el camino de satisfacer la demanda por la vía de un aumento de la oferta pareciera ser el camino más fácil, la práctica indica que ello no será así. Para que este quiebre en la política energética sea posible se sugiere construir una política energética sustentada en las siguientes bases conceptuales:

a) Incorporación de externalidades ambientales a proyectos de energía.

Se propone que los proyectos de generación de energía eléctrica incorporen, aunque sea en forma simplificada, en sus costos de inversión y operación, las externalidades positivas y negativas derivadas de la implantación de dichos proyectos. Ello permitirá comparar las distintas opciones de abastecimiento y priorizar aquellas que permitan al país asegurar la satisfacción de la demanda de manera sustentable tanto en los aspectos económicos como sociales.

b) Cuestionamiento del paradigma del abastecimiento de la demanda centrado en una expansión eficiente de la oferta.

Cada día con más fuerza se postula que la EE constituye una fuente energética renovable, competitiva y que no genera los problemas ambientales de las fuentes convencionales.

⁴⁷ Más adelante se menciona explícitamente una propuesta que apunta a normar el uso de la energía en las EEI.

⁴⁸ A nivel de generación en el caso del escenario conservador y dinámico plus, respectivamente.

Es decir, la satisfacción de los requerimientos energéticos dispone de un recurso nacional que supera en calidad y cantidad a las fuentes nacionales utilizadas a la fecha.

c) Promoción de la innovación tecnológica.

Las experiencias de empresas productivas, aún aisladas, sugieren la conveniencia de promover la innovación en este campo, aportando recursos financieros e introduciendo incentivos que reduzcan los obstáculos que las limitan o inhiben. Al respecto, destacan iniciativas puntuales tales como: a) caso de correas de la minera Los Pelambres, que utiliza 25 MW de correas regenerativas y que genera mediante este sistema del orden de 10% de la energía que consume la planta (premio de eficiencia energética del 2005) y el caso de Cemento Polpaico que procesa residuos, los convierte en pellets y alimenta a sus hornos de cemento a 2000°C con el consiguiente ahorro de combustible. (premio de eficiencia energética 2006).

d) Asimilación del concepto de uso eficiente de la energía en la sociedad: difusión y capacitación.

Una reducción significativa de la demanda se originará al concretarse una enorme cantidad de proyectos de UEEE, y la importancia de cada uno, por muy pequeño que sea, adquiere relevancia cuando existe una visión que permite cuantificar el impacto global. Un claro ejemplo de esto es la campaña de uso de ampolletas eficientes en reemplazo de ampolletas de filamento, actualmente en curso, donde unos pocos watts de ahorro por ampolleta pueden traducirse en varios cientos de megawatts, si la población toma masivamente conciencia de los beneficios que tiene para ella el cambio de ampolletas

e) Política educacional o cultural que incorpore los conceptos de UEEE y de la energía en general

Es preciso eliminar la visión errónea y negativa, de que UEEE significa sacrificio del confort y deterioro de la producción o de los servicios. Un programa de capacitación deberá concebirse de manera tal que sus componentes apunten a la formación de profesionales y a la capacitación de profesionales, técnicos y operarios, sin olvidar a los responsables de decidir o proponer proyectos de UEEE, intentando modificar la exagerada rentabilidad exigida a los proyectos de UEEE y el énfasis en el costo inicial. Si bien se ha estado haciendo un esfuerzo en este sentido, ello es todavía insuficiente.

f) Acceso a las tecnologías de uso eficiente de la energía (UEEE) a precios competitivos.

La envergadura y persistencias de las políticas de UEEE en los países desarrollados ha generado una importante demanda por equipos y artefactos UEEE, lo que a su vez se ha traducido en menores costos, desarrollo tecnológico y un mercado en expansión de servicios y manufacturas. En nuestro país, este mercado de tecnologías es incipiente y se ha desarrollado como resultado de iniciativas puntuales y sin una sustentabilidad en el largo plazo. Esto ha impedido la existencia de una oferta competitiva de equipos y de servicios de ingeniería, lo que conduce a precios que muchas veces desincentivan la concreción de proyectos de UEEE.

Se estima indispensable la promoción de actores privados que actúen como poder comprador de las tecnologías UEEE y que estén en condiciones de ofrecer dichos equipos al mismo precio de los equipos de eficiencia estándar, de manera que sea indiferente para el cliente, desde el

punto de vista de precios, comprar un tipo de equipo u otro. Este esquema se propuso en un trabajo anterior destinado a promover la introducción de motores eléctricos de alta eficiencia⁴⁹.

9.2.3 Políticas sectoriales de eficiencia energética

Las distintas formas de uso de la energía eléctrica, equipos usuarios, tipo de actividad económica, participación relativa de la electricidad en los costos y sobretodo el nivel de preparación técnica de los agentes que definen y deciden proyectos de UEEE, determinan la necesidad de proponer políticas ad-hoc para cada sector consumidor que permitan maximizar el aprovechamiento de las potencialidades existentes en cada uno de ellos.

La ley de eficiencia energética mencionada en la sección destinada a definir el marco institucional para el fomento de la eficiencia energética, debe incluir mecanismos, normativas e incentivos que atañen a todos los sectores de la actividad económica, por lo que no se ha estimado necesario su tratamiento al desarrollar las medidas específicas que se vinculan con cada sector en particular.

No se consideró dentro de las políticas sectoriales al sector comercio debido a que los mecanismos considerados en la legislación de eficiencia energética para las empresas energo-intensivas cubren al Gran Comercio y el comercio pequeño se verá favorecido por los mecanismos, normativas e incentivos generales de la ley de eficiencia energética.

En lo que sigue, se presenta brevemente algunas propuestas de políticas e instrumentos focalizadas por sector consumidor.

a) Sector residencial

Se propone avanzar a una segunda etapa en el etiquetado de los refrigeradores y ampollitas, aumentando el umbral mínimo de eficiencia en cada categoría, de manera que la elección de equipos de una categoría dada suponga menores consumos anuales que los artefactos que los que se venden actualmente. Además, se estima indispensable que se introduzcan los estándares mínimos aceptables, es decir, que no se puedan vender en el mercado refrigeradores o ampollitas de categorías inferiores a una categoría dada, por ejemplo D o E.

En iluminación residencial, la iniciativa del Gobierno de regalar 2 ampollitas eficientes a las viviendas pertenecientes al sector de menores recursos, resultará de gran impacto social y generará confianza en los usuarios de que la opción eficiente los beneficia; sin embargo, ella es limitada en cuanto a su impacto temporal en el ahorro energético global. Se propone como complemento a esta campaña, que las empresas distribuidoras faciliten la canalización del financiamiento de un conjunto de, por ejemplo, 4 ampollitas eficientes, descontando de la cuenta de electricidad el valor de las mismas en cuatro o seis cuotas mensuales, de manera de asegurar una reducción neta en las cuentas de los clientes, incluso durante el período de reembolso del valor de las ampollitas. Este servicio, podría ser incorporado como un servicio adicional al resto de servicios regulados que ofrecen las distribuidoras.

⁴⁹ Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Instituto de Asuntos Públicos, Universidad de Chile, "Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile", preparado para el Ministerio de Minería, enero 2007

b) Sector Gran Industria y Minería o Empresas Energo Intensivas (EEI)

Como parte de la ley de eficiencia energética propuesta, se debería destinar parte importante de este cuerpo legislativo a las normativas, mecanismos e incentivos que regulan el uso de la energía en las empresas energo-intensivas. Si bien este tipo de legislación pone el acento en la gran empresa minera e industrial, ella se deberá aplicar igualmente al Gran Comercio. En lo que se refiere a las empresas energo-intensivas (EEI), las opciones regulatorias factibles de aplicar en Chile son diversas y se describen en el documento ya mencionado⁵⁰.

c) Industrias y Minas varias

Adicionalmente al soporte a la eficiencia energética que representará una futura ley de eficiencia energética, se estima indispensable resolver un problema crítico para las PYME: el financiamiento de las inversiones en eficiencia energética.

Hasta la fecha, la política de fomento a la eficiencia energética para las industrias pequeñas y medianas apunta a financiar los estudios de pre-inversión mediante el mecanismo Programa Preinversión en Eficiencia Energética (PIEE) de la CORFO, que permite cofinanciar auditorías energéticas de empresas cuya facturación no supere el millón de UF.

Si bien el mecanismo PIEE constituye un avance importante, ya que corresponde a la primera etapa indispensable para iniciar el proceso de mejorar la eficiencia con que las PYME's usan la energía, su concreción requiere de fuentes de financiamiento accesibles, a costo razonable y focalizado en la inversión en eficiencia energética. Es evidente que para que un programa de este tipo tenga impactos masivos se estima necesario disponer de recursos suficientes para cubrir al menos unas 4.000 empresas en un espacio máximo de 10 años, para ello se deberá contar con un presupuesto anual de unos US\$ 80 a 100 millones⁵¹. A la fecha se dispone de un préstamo de la KfW que estaría aportando a la CORFO del orden de US\$ 50 a 60 millones, lo que puede considerarse un programa piloto destinado a evaluar tanto el funcionamiento de la institucionalidad como de los instrumentos para el manejo de los fondos⁵².

9.2.4 Políticas en cogeneración

La cogeneración presenta un amplio campo de aplicación por lo que no se la consideró parte de ningún sector en especial. De hecho, ella puede igualmente aplicarse a los sectores: Gran Industria y Minería, Industrias y Minas Varias, Comercio e, incluso, al sector residencial⁵³.

A continuación se proponen algunas opciones de política pública destinadas a superar las barreras a la cogeneración señaladas previamente:

⁵⁰ Pedro Maldonado, "Estudio sobre empresas energo intensivas y su posible contribución a programas de eficiencia energética", CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2008, en prensa.

⁵¹ Se estima que los préstamos por empresa podrían oscilar en promedio entre US\$ 200.000 y 250.000, basado en los informes de las auditorías realizadas a la fecha, a las que han tenido acceso los autores.

⁵² Para mayor detalle ver: Estudio de factibilidad para el fomento de la eficiencia energética en Chile a través de los fondos del KfW, elaborado por el Programa de Estudios e Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile para el Banco de Cooperación alemán KfW, julio de 2007.

⁵³ Sobre todo en la medida que se desarrolle la generación distribuida.

·Ante la dificultad de vender a la red o a otras industrias a través de la red de distribución, se sugiere que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles asegure una supervisión y resuelva cualquier diferencia que exista entre el distribuidor eléctrico y el cogenerador en la fijación de los cargos de acceso a la red de distribución, de modo que éstos siempre correspondan a una inversión necesaria y real.

·Frente a la escasa disponibilidad y disposición de la industria para invertir en cogeneración, se requiere apoyar financieramente los estudios de ingeniería básica y factibilidad necesarios para el desarrollo de proyectos de cogeneración; y desarrollar un sistema de garantías estatales para el financiamiento de los proyectos mismos.

·Apoyo directo en Subsidios a la Actividad de Cogeneración: El análisis económico de una planta de cogeneración no reconoce aspectos que son positivos para el país y que deberían formar parte del fomento a esta opción de eficiencia energética (ahorro de energía primaria, disminución de la inversión en redes de distribución, reducción de costos medios y mayor seguridad energética), por lo que se recomienda estudiar y desarrollar un sistema de subsidios en función de la Eficiencia Global de la Planta de Cogeneración, de modo de promover el ahorro de energía primaria, asegurándose que éstas tengan eficiencias superiores a un cierto nivel (70% u 80%). Los subsidios mismos deberían ser proporcionales a la mayor eficiencia a partir de la eficiencia mínima. La forma específica de otorgar los subsidios y su monto deberán evaluarse considerando las experiencias europeas y la realidad económica y financiera del país, de modo de lograr contabilidades interesantes aún frente a posibles cambios en los precios eléctricos y del gas.

10. UN FUTURO DIFERENTE

10.1 Conclusiones

El significativo aporte de las ERNC y del UEEE al abastecimiento eléctrico del SIC, estimado, en alrededor de 29.600, 40.000 y 56.500GWh y 5.100, 7.100 y 9900 MW al año 2025, (para los escenarios conservador, dinámico y referencial, respectivamente) suponen una contribución importantísima a la sustentabilidad del sistema eléctrico nacional. Esto significa una reducción de la vulnerabilidad y mejoramiento de la calidad del servicio, disminución de la dependencia energética, aumento de la competitividad y productividad de las empresas, reducción de los impactos ambientales locales asociados a la producción y uso de la energía, reducción de la inequidad social, incremento del empleo y acelerar el cumplimiento de la agenda ambiental nacional y los compromisos internacionales.

Los distintos escenarios se distinguen por la profundidad de las políticas públicas y el grado de compromiso de las autoridades y de los distintos actores sociales con ellas. El escenario referencial o económicamente viable se determinó en base un mayor impacto de la inflación energética en las tarifas eléctricas, en el caso de las ERNC y en el caso del UEEE, a la viabilidad económica de las distintas tecnologías de eficiencia energética, en las condiciones de uso y las tarifas que corresponden a los principales grupos de usuarios, a diferencia de los escenarios anteriores en que se consideraron tasas de penetración para las tecnologías rentables (inferiores a 100%). En consecuencia, este escenario se considera una referencia y el grado que alcance la materialización de los potenciales respecto de la referencia permitirá medir hasta que punto están comprometidos los distintos actores con una política energética sustentable.

En lo relativo a la reducción de gases de efecto invernadero, (suponiendo una emisión de 400 toneladas de CO₂ por GWh)⁵⁴ la materialización de las potencialidades estimadas de ERNC y UEEE permitiría reducir entre 16 y 22 millones de toneladas de CO₂ por año, en los escenarios dinámico y dinamico plus respectivamente.

Materializar los potenciales señalados requiere superar los obstáculos que impiden el pleno desarrollo de las ERNC y que el mercado opere plenamente en la asignación de los recursos destinados al UEEE, ellos son de distinto tipo: técnicos, económicos, institucionales y culturales. Los esfuerzos realizados a la fecha en ambos ámbitos son claramente insuficientes y se requiere avanzar decididamente en el establecimiento de políticas de ERNC y de eficiencia energética que cuenten con respaldo político y recursos humanos, financieros y tecnológicos consistentes con la envergadura del desafío que se debe enfrentar nuestro país.

⁵⁴ De concretarse los proyectos de generación en base a centrales convencionales a carbón en la expansión del SIC, este factor de emisión será significativamente mayor.

Dichas políticas deben apuntar al establecimiento de una institucionalidad robusta para las ERNC y el UEEE, que incorpore no sólo instituciones rectoras sino también un conjunto de normativas e incentivos de distinto tipo, cuya eficacia depende de las sinergias que se establezca entre ellas. Normalmente, estas políticas incluyen entre otros: programas de capacitación y difusión, mecanismos de financiamiento de pre-inversión e inversión, subsidios, medidas fiscales, cuotas y/o tarifas, exigencias a las empresas energo-intensivas, acuerdos voluntarios y estándares mínimos, entre otros.

Una política proactiva en ERNC y UEEE requiere de la existencia de centros o agencias nacionales de Energías Renovables y de Eficiencia Energética, dependientes del Ministerio de Energía, pero con autonomía operativa y suficientes recursos técnicos, administrativos y financieros que permita enfrentar en forma sistemática y continua los desafíos que impone la satisfacción de los requerimientos energéticos del país; y avanzar en metas de largo plazo. Esta política debiera promover el desarrollo de infraestructura tecnológica con capital humano y capacidades de servicios para la gestión de recursos naturales y energéticos, la innovación tecnológica necesaria en la transferencia y adaptación tecnológica que soportan las energías limpias.

En cualquier caso, parece indispensable que los esfuerzos que se realizan en este campo se traduzcan en leyes o programas aprobados por el parlamento, con el fin de dar sustentabilidad en el tiempo a los esfuerzos de los gobiernos por mejorar la eficiencia energética y no constituyan una mala respuesta a los problemas coyunturales de desabastecimiento energético.

La actual discusión de un proyecto de Ley de Ministerio de Energía, en el Congreso Nacional, significa una gran oportunidad para incluir estas propuestas institucionales para las ERNC y el UEEE en el Ministerio de Energía.

10.2 Recomendaciones prioritarias en el corto plazo

Este estudio no pretende definir cifras absolutas, sino estimar tendencias, metas posibles y compromisos necesarios para el mejoramiento de la seguridad y sustentabilidad energética. Sus conclusiones preliminares muestran la conveniencia de profundizar en el conocimiento de los recursos energéticos locales, específicamente de los renovables; desarrollar una capacidad tecnológica nacional; dar el soporte a la investigación y desarrollo y al conocimiento sobre: la estructura por usos finales de la energía, las tecnologías utilizadas en el país, la antigüedad de los equipos y los aspectos culturales que determinan la forma en que se usa la energía.

Uno de los mayores obstáculos para la evaluación de los potenciales de las ERNC y del mejoramiento de la eficiencia en el uso de la energía se refiere a la falta de información detallada respecto de los catastros de recursos, las capacidades locales, las externalidades de la producción y uso de la energía en cada sector usuario final. Asimismo la existencia de marcos regulatorios que obstaculizan la plena expansión de ambas fuentes energéticas.

En este contexto, y sin excluir las recomendaciones de este documento y los estudios que lo sustentan, se propone algunas medidas prioritarias y necesarias en el corto plazo para avanzar hacia los objetivos esperados.

a) Asignación de recursos para la evaluación exhaustiva de los catastros de recursos de ERNC.

b) Evaluación preliminar a las externalidades al nivel de la producción y uso de la de energía:

Un estudio riguroso para evaluar las externalidades de la producción de energía implica contar con los recursos necesarios para montar un equipo multidisciplinario de alta calificación y disponer de dos a tres años para su realización. Parece razonable, sin sacrificar el rigor, llevar a cabo un estudio preliminar que permita generar las primeras cifras que permitan obtener órdenes de magnitud y que tenga como objeto analizar alternativas o justificar la asignación de recursos a opciones cuyo balance entre externalidades positivas y negativas sea más favorable. La incorporación de las externalidades a los precios de la energía se deberá considerar como un objetivo de largo plazo.

c) Evaluación y desarrollo de las capacidades locales:

Es indispensable generar capital humano destinado al aprovechamiento y desarrollo de las ERNC y la eficiencia energética en los distintos niveles requeridos: científico, profesional, técnico y de personal de operación y mantenimiento.

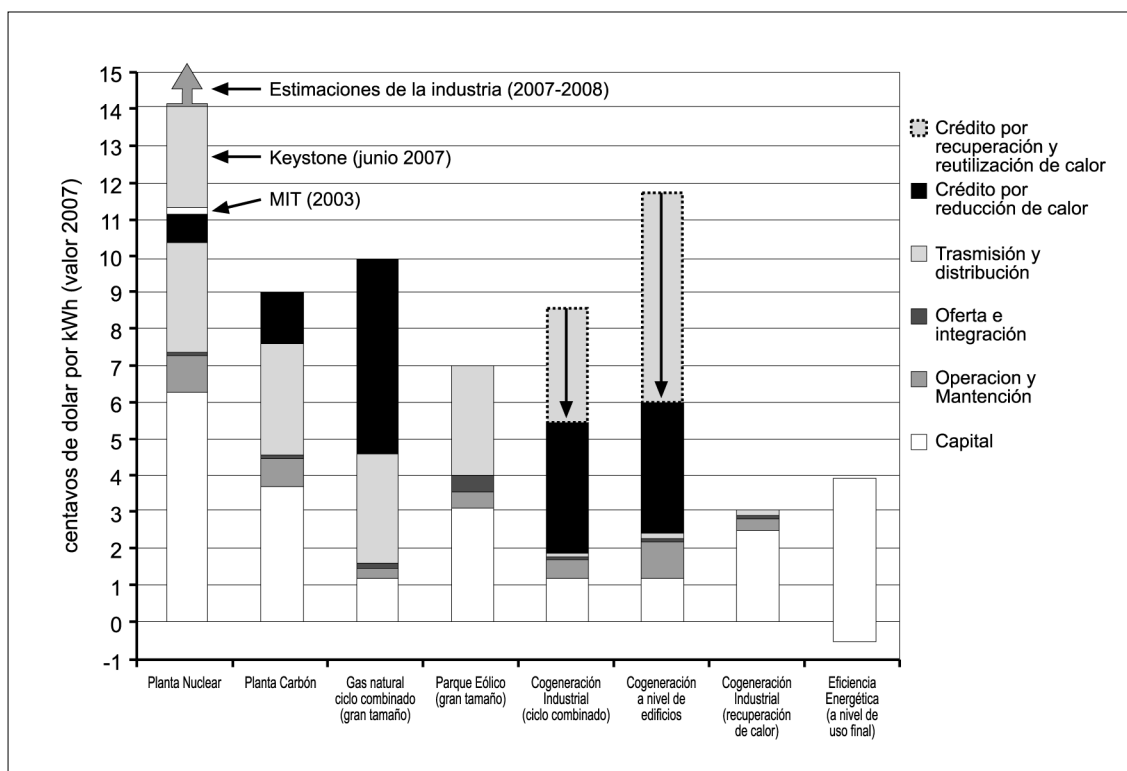
d) Profundizar en el conocimiento de la estructura de los usos finales por fuente y usuario: Generar muestras estadísticamente representativas de los principales sectores y sub-sectores abordados en este estudio, identificando los principales equipos usuarios, sus características técnicas, sus condiciones de uso, antigüedad, datos de producción, etc. Con estos antecedentes se debería realizar un balance de consumo de energía neta y energía útil al nivel usuario.

e) Estudiar incorporación de las inversiones en ERNC y en eficiencia energética en el esquema tarifario: Esta medida, aunque compleja, es indispensable para incorporar las ERNC al mercado, con un precio remunerativo y para acelerar el desacomplamiento de la relación venta-utilidades en el sector eléctrico. En principio, se requiere definir los precios remunerativos y su incidencia en el precio total de la electricidad; como también reconocer las inversiones que las empresas energéticas realicen para mejorar la eficiencia con que sus clientes usan la energía eléctrica.

f) Estudiar el impacto de una política proactiva en ERNC y UEEE sobre el empleo: Existe un relativo consenso de que lograr reducciones de consumo mediante medidas de EE permite generar significativamente más empleos permanente y de calidad que construir y operar centrales eléctricas de tamaño equivalente al ahorro derivado de las medidas anteriores. Dicha afirmación no está sustentada, en el caso chileno, por estudios rigurosos que confirmen tanto los resultados obtenidos en otros países como la certeza no confirmada de que ello sería igualmente cierto en el país.

g) Realizar un estudio del costo de los distintos recursos destinados a la generación de electricidad: Reforzando la necesidad de evaluar las externalidades, pero independientemente de la secuencia en el tiempo, parece indispensable realizar para Chile un estudio que defina el valor medio de los distintos recursos y/o tecnologías disponibles para generar electricidad en el país. Es evidente que algunos de ellos pueden ser dependientes de su localización y tamaño; sin embargo, ello puede resolverse distinguiendo para esas tecnologías dos o tres opciones que cubran las alternativas más probables. El objetivo de este ejercicio sería sentar las bases para un cambio de enfoque en el desarrollo del sector eléctrico que privilegie una evolución del parque en función del menor costo relativo de generación, considerando obviamente al UEEE y las ERNC como alternativas indispensables a analizar⁵⁵. La figura 16 es un ejemplo de lo que se debería realizar, aunque los valores para Chile seguramente serían diferentes.

Figura 16.
Costos de distintas fuentes de abastecimiento eléctrico



Fuente: Rocky Mountain Institute, 2008

⁵⁵ Una herramienta de este tipo puede servir si se adopta como estrategia el desacoplamiento de la relación ventas-utilidades

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

General ERNC

- UTFSM, Informe. Revisión de la contribución potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) al SIC al año 2025, Abril, 2008.
- The world energy supply and demand projections to 2050, Yuko Oshino, 2004.
- REN21 Renewables Global Status Report 2006 Update, www.ren21.net
- REN21 Renewables 2007 Global Status Report, December, 2007.
- Comisión Nacional de Energía, Chile (CNE), www.cne.cl
- Hacia una estrategia nacional de innovación para la competitividad, Vol. II, año 2008, Consejo Nacional de Innovación para la Competitividad.
- Renewable Energy Industry Status Report, Año 2006, Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA), New Zealand.
- Annual energy outlook 2008, DOE/EIA-0383(2008).
- WTRG Economics. www.wtgr.com
- E. Hau, "Wind Turbines", Springer,
- S. Heier, "Wind Energy Conversion Systems", Wiley, 2006.
- H. Holttinen et al, «Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power», IEA Wind Summary Paper», Global Wind Power Conference September 18-21, 2006, Adelaide, Australia.
- Energía geotermoelectrica: una decisión postergada (Investigador A. Lahsen), Revista Ciencia y Tecnología, CONICYT, Santiago 19 de Mayo de 2004.
- Joel Makower, Ron Pernick, Clint Wilder, "Clean Energy Trends 2008", marzo 2008.

Energía Biomasa

- IEA Bioenergy, Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection, Margareta PERSSON, Owe JÖNSSON, Arthur WELLINGER
- IEA Bioenergy, Biogas Production and Utilisation
- Agriculture and Waste - policies and policy options for reducing GHG Emissions in WALES
- Baseline projections for agriculture and implications for emissions to air and water.
- Rural Development Plan 2007 -2013: Wales Strategic Approach (2006)
- Assessment of Methane Management and Recovery Options for Livestock Manures and Slurries. (AEA, 2005)
- Cost curve assessment of mitigation options in greenhouse gas emissions from agriculture (IGER, 2001)
- Wise about Waste: The National Waste Strategy for Wales (2002)
- UK landfill methane emissions: Evaluation and appraisal of waste policies and projections to 2050. Golder Associates (2005).
- Local Authority Waste Recycling, Recovery and Disposal (LAWRRD) model (developed by AEA for Defra).
- Impact of Energy from Waste and Recycling Policy on UK Greenhouse gas Emissions (ERM 2006).
- Assessment of Methane Management and Recovery Options for Livestock Manures and Slurries, Report for: Sustainable Agriculture Strategy Division, Department for Environment Food and Rural Affairs, London SW1P 3JR
- IEA Bioenergy, Biogas upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid, 2005
- Remade Scotland, An introduction to Anaerobic Digestion of Organic Wastes, Final Report, November 2003, Fabien Monnet,
- CHALMERS in association with Volvo Technology Transfer AB, The Potential of Biogas as Vehicle Fuel in Europe- A Technological Innovation Systems Analysis of the Emerging Bio-Methane Technology, PHILIP ERIKSSON, MARTIN OLSSON, Department of Energy and Environment, Division of Environmental System Analysis CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Göteborg, Sweden, 2007, Report No. 2007:6, ISSN: 1404-8167
- ADEME et GAZ de FRANCE (GdF), sandrine.wenisch@ademe.fr, Gaz de France Direction de la Recherche elodie.minodier@gazdefrance.com, Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentescible des ordures ménagères collectées sélectivement en France- Synthèse -Septembre 2007 Analyse du Cycle de Vie réalisée par : RDC-Environnement ;
- Energy Policy, Cost development of future technologies for power generation-Astudy based on experience curves and complementary bottom-up assessments, Lena Neij-The International Institute for Industrial Environmental Economics, Lund University, Box 196, 221 00 Lund, Sweden

- Cogeneration Technologies™ An EcoGeneration Solutions™ LLC. Company, Considering a Cogeneration or Trigenation (District Energy) Power Plant?
- Summary and analysis of the potential for production of renewable methane (biogas and SNG) in Sweden. Malmö, May 2004 Authors: Marita Linné, BioMil and Owe Jönsson, SGC, Revised March, 2005: Johan Rietz, SGC BioMil AB biogas, miljö och kretslopp.
- The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, Frank Sensfuß a, Mario Ragwitz a, Massimo Genoese b,1, a Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Germany, b Institute for Industrial Production, Universität Karlsruhe (TH), Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Germany
- A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion, A.V. Bridgwater*, A.J. Toft, J.G. Brammer, Bio-Energy Research Group, Aston University, Birmingham B4 7ET, UK
- Amount, availability, and potential use of rice straw (agricultural residue) biomass as an energy resource in Japan, Yukihiko Matsumura a, Tomoaki Minowab, Hiromi Yamamoto c, aDepartment of Mechanical System Engineering, Hiroshima University, 1-4-1 Kagamiyama, Higashihiroshima-shi,, Hiroshima 739-8527, Japan, bBiomass Recycle Research Laboratory, National Institute of Advanced and Industrial Science and Technology, 2-2-2 Hiro,, Suehiro, Kure-shi, Hiroshima 737-0197, Japan, cSocioeconomic Research Center, Central Research Institute of Electric Power Industry, 1-6-1 Ohtemachi, Chiyoda-ku,, Tokyo 100-8126, Japan
- An economic analysis of bio-energy options using thinnings from overstocked forests, Brian L. Polagyea, Kevin T. Hodgsonb, Philip C. Malte, aDepartment of Mechanical Engineering, University of Washington, Box 352600, Seattle, WA, USA, bCollege of Forest, Resources, University of Washington, Box 352100, Seattle, WA, USA
- Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies, Alan D. Lamont, Lawrence Livermore National Laboratory, PO Box 550, L-644, Livermore, California 94550, USA
- Assessment of straw biomass feedstock resources in the Pacific Northwest, Gary M. Banowetza, Akwasi Boatengb, Jeffrey J. Steiner c, Stephen M. Griffitha, Vijay Sethid, Hossien El-Nashaara, a US Department of Agriculture, Agricultural Research Service, National Forage Seed, Production Research Center, 3450 S.W. Campus Way, Corvallis, OR 97331, USA, bUS Department of Agriculture, Agricultural Research Service, Eastern Regional Research Center, 600 E. Mermaid Lane, Wyndmoor, PA 19038, USA, cUS Department of Agriculture, Agricultural Research Service, National Program Staff, GWCC, 5601 Sunnyside Avenue, Beltsville, MD 20705-5140, USA, dWestern Regional Research Institute, Laramie, 365 North 9th Street, Laramie, WY 82072, USA.
- Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies, Annette Evans, Vladimir Strezov *, Tim J. Evans, Graduate School of the Environment, Macquarie University, Sydney, NSW 2109, Australia.
- Biomass co-firing potentials for electricity generation in, Poland—Matching supply and co-firing opportunities, Ma° rten Berggren, Emil Ljunggren, Filip Johnsson, Department of Energy Conversion, Chalmers University of Technology, SE 412 96 Go°teborg, Sweden.
- Biomass-fired cogeneration systems with CO₂ capture and storage, Sk Noim Uddin¹, Leonardo Barreto², ¹Center for Energy Environment Resources Development (CEERD), Foundation for International Human Resource, Development (FIHRD), P.O. Box 23, Radjadamnarn Post Office, Bangkok 10200, Thailand, ²Energy Economics Group, Paul Scherrer Institute (PSI), CH-5232, Villigen PSI, Switzerland
- Conditions and costs for renewables electricity grid connection: Examples in Europe, Derk J. Swidera, Luuk Beurskensb, Sarah Davidsonc, John Twidellc,d, Jurek Pyrkoe, Wolfgang Pruegglerf, Hans Auerf, Katarina Verting, Romualdas Skemah, aUniversity of Stuttgart, Germany bEnergy Research Centre of the Netherlands, The Netherlands, cIT Power, UK, dAMSET Centre, UK, eLund University, Sweden, fVienna University of Technology, Austria, gEnergy Restructuring Agency, Slovenia, hLithuanian Energy Institute, Lithuania
- Cost development of future technologies for power generation -A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments, Lena Neij - The International Institute for Industrial Environmental Economics, Lund University, Box 196, 22100 Lund, Sweden
- Economic viability of utilizing biomass energy from young stands—The case of Finland, Anssi Ahtikoskia, Jani Heikkilä b, Virpi Aleniusa, Matti Sirenc, aRovaniemi Research Unit, Finnish Forest Research Institute, Etelä rantaa 55, PB 16, FI-96301 Rovaniemi, Finland, bBiowatti Ltd., Western Finland, Hevoshaankatu 3, FI-28 600 Pori, Finland cVantaa Research Unit, Finnish Forest Research Institute, Jokiniemenkuja 1, PB 18, FI-01301 Vantaa, Finland
- Economics of trigeneration in a kraft pulp mill for enhanced energy efficiency and reduced GHG emissions, Andrea Costaa, Jean Parisa, Michael Towersb, Thomas Brownec, aÉcole Polytechnique Montréal, Chemical Department, P.O. Box 6079, succ. Centre ville Montreal, Quebec, Canada H3C 3A7, bPulp and Paper Research Institute of Canada, c/o BC Chemicals, P.O. Box 6000, Prince George, B.C., Canada V2N 2K3, cPulp and Paper Research Institute of Canada, 570 boul. St-Jean, Pointe-Claire, Québec, Canada H9R3J9

- Energy potential of waste from 10 forest species, in the North of Spain (Cantabria), S. Pérez *, C.J. Renedo, A. Ortiz, M. Manána, Department of Electrical and Energy Engineering, University of Cantabria, 39005, Santander, Spain
- Engineering economic analysis of biomass IGCC with carbon capture and storage, James S. Rhodessa, David W. Keithb, a Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA 15213, USA, bDepartment of Chemical and Petroleum Engineering and Department of Economics, University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada T2N 1N4
- Experimental studies on cofiring of coal and biomass blends in India, K.V. Narayanana, E. Natarajana, aMechanical Engineering Department, Sathyabama University, Chennai 600 119, India, bInstitute for Energy Studies, Anna University, Chennai 600 025, India
- Food and processing residues in California: Resource assessment and potential for power generation, Gary C. Matteson *, B.M. Jenkins, Department of Biological and Agricultural Engineering, One Shields Avenue, University of California, Davis, CA 95616, United States
- HTHP syngas cleaning concept of two stage biomass gasification for FT synthesis, Hans Leibold, Andreas Hornung, Helmut Seifert, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institute for Technical Chemistry, Thermal Waste Treatment Division, D-76344 Eggenstein-Leopoldshafen,, Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, Germany
- Hydrolysis of lignocellulosic materials for ethanol production: a review q, Ye Sun, Jiayang Cheng *, Department of Biological and Agricultural Engineering, North Carolina State University, Raleigh, NC 27695-7625, USA
- Impacts of a renewable portfolio generation standard on US energy markets, Andy S. Kydes, 1 Energy Information Administration, United States Department of Energy, USA
- Innovative energy technologies and climate policy in Germany, Katja Schumachera, Ronald D. Sandsb, aGerman Institute for Economic Research (DIW Berlin), König'n-Luise-Strasse 5, 14195 Berlin, Germany, bJoint Global Change Research Institute, 8400 Baltimore Avenue, Suite 201, College Park, MD 20740, USA
- Key barriers for bioenergy in Europe: Economic conditions, know-how and institutional capacity, and supply chain coordination, s McCormick, Tomas Ka°berger, ternational Institute for Industrial Environmental Economics (IIIEE), Lund University, P.O. Box 196, 221 00 Lund, Sweden
- Logistics issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain, Athanasios A. Rentizelas *, Athanasios J. Tolis, Ilias P. Tasiopoulos, Department of Mechanical Engineering, Sector of Industrial Management and Operational Research, National Technical University of Athens, 9 Iroon Polytechniou Street, Zografou 15780, Athens, Greece
- Mathematical modelling and simulation approaches of agricultural residues air gasification in a bubbling fluidized bed reactor. D.A. Nemtsov, A. Zabaniotou, Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, Aristotle University of Thessaloniki, Thessaloniki, Greece
- On the use of electrolytic hydrogen from variable renewable energies for the enhanced conversion of biomass to fuels, Dimitri Mignard, Colin Pritchard, School of Engineering and Electronics, University of Edinburgh, Edinburgh EH9 3JK, Scotland, UK
- Opportunities and impediments to the expansion of forest bioenergy in Australia, R.J. Raison, CSIRO Forestry & Forest Products, PO Box E4008, Kingston ACT 2604, Australia
- Optimal energy exchange of an industrial cogeneration in a day-ahead electricity market, J.M., Yustaa, P.M. De Oliveira-De Jesusb, H.M. Khodrc, a Department of Electrical Engineering, University of Zaragoza, Spain, b Department of Electrical and Computer Engineering of Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, c Knowledge Engineering and Decision-Support Research Group of the Electrical Engineering Institute of Porto, Portugal
- Optimization of biomass fuelled systems for distributed power generation using Particle Swarm Optimization, P. Reche López a, M. Gómez González b, N. Ruiz Reyes a, F. Jurado c, a Department of Telecommunication Engineering, University of Jaén, 23700 EPS Linares, Ja'en, Spain, b Junta of Andalusia, 23470 Maestro Francisco Yuste 2, Cazorla, Ja'en, Spain, c Department of Electrical Engineering, University of Jaén, 23700 EPS Linares, Jaén, Spain
- Perspectives for the use of biomass as fuel in combined cycle power plants, A. Franco, N. Giannini, Dipartimento di Energetica "L. Poggini", Università di Pisa, Via Diotisalvi, 2-56126 Pisa, Italy
- Potential for rural electrification based on biomass gasification in Cambodia, Hitofumi Abea, b, Akio Katayamab, c, Bhuwadeshwar P. Sahb, d, Tsuyoshi Toriub, e, Sat Samy, f, Phon Pheachf, Mark A. Adams, Pauline F. Griersona, aEcosystems Research Group, School of Plant Biology, The University of Western Australia, Crawley, WA 6009, Australia, bJICA study team for 'The Master Plan Study on Rural Electrification by Renewable Energy in The Kingdom of Cambodia', Phnom Penh, Cambodia, cNippon Koei Co. Ltd., Tokyo 102-0083, Japan, dPasco Corporation, Tokyo 153-0043, Japan, eSojitz Research Institute, Ltd., Tokyo 107-0052, Japan, fMinistry of Industry, Mines and Energy, Phnom Penh, Cambodia, gSchool of Biological Earth and Environmental Science, University of New South Wales, Sydney, NSW 2052, Australia
- Quantification of employment from biomass power plants, Patricia Thornleya, John Rogersb, Ye Huangc, aTyndall Centre for Climate Change Research, University of Manchester, Room H4, Pariser Building, P.O. Box 88, M60 1QD, UK, bAston University, UK, cUniversity of Ulster, Northern Ireland

- Simulation of micro-CHP diffusion by means of System Dynamics, El Mehdi Ben Maallaa, Pierre L. Kunschb, aSMG Department, Université Libre de Bruxelles, Campus de la Plaine CP 210/01, Boulevard du Triomphe, BE-1050 Brussels, Belgium, bMOSI Department, Vrije Universiteit Brussel, Pleinlaan 2, BE-1050 Brussels, Belgium
- The development of a computer model for a fixed bed gasifier and its use for optimization and control, Benny Gøbel, Ulrik Henriksen *, Torben Kvist Jensen, Bjørn Qvale, Niels Houbak, Biomass Gasification Group, Department of Mechanical Engineering, Technical University of Denmark, Nils Koppels Alle, DTU – Building 403, DK – 2800 Kongens Lyngby, Denmark
- The potential for bioenergy production from Australian forests, its contribution to national greenhouse targets and recent developments in conversion processes, P.Y.H. Funga; M.U.F. Kirschbaumb, R.J. Reasonb, C. Stucleyc aCSIRO Forestry and Forest Products, Private Bag 10, Clayton South, Vic. 3169, Australia bCSIRO Forestry and Forest Products, PO Box E4008, Kingston, ACT 2604, Australia cEnecon Pty Ltd, P.O. Box 417, Canterbury, Vic. 3126, Australia
- The potential for energy production from crop residues in Zimbabwe R.M. Jingura, R. Matengaifa, School of Engineering Sciences and Technology, Chinhoyi University of Technology, P. Bag 7724, Chinhoyi, Zimbabwe
- Thermo-economic analysis for the optimal conceptual design of biomass gasification energy conversion systems, David Brown a,* Martin Gassner b, Tetsuo Fuchino a, François Marechal b,1, a Tokyo Institute of Technology, S1-18, 2-12-1 Ookayama, Meguro Ward, Tokyo 152-8550, Japan, b Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, LENIISE- STI-EPFL, Station9, CH-1015 Lausanne, Switzerland

Referencias Específicas

- Carlos Modesto Martínez Hernández, Stefan Böttinger, Hans Oechsner; Norbert Kanswohl, Mathias Schlegel. Instalaciones de biogas a mediana y gran escala en Alemania, <http://www.engormix.com>. Fecha de Publicación: 08/01/2008
- OLIVIA PALACIOS, Evaluación de un Sistema Discontinuo de Biodigestión Anaerobia para el tratamiento de desechos avícolas Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales Ezequiel Zamora, Rev. Fac. Ing UCV v.20 n.4 Caracas oct. 2005
- Köttner M; Kaiser A; Viviana A. M. 2003. Tecnología de fermentación en seco para la producción de biogas- un mecanismo práctico para el saneamiento de ciclo cerrado, estabilización de residuos y recuperación de nutrientes. 2do simposio internacional sobre saneamiento ecológico, Abril del 2003. ECOSAN. Symposium. Luebeck. Alemania, 2004. 423-430 p.
- Svensson L M; Christensson K; Björnsson L. 2005. Biogas production from crop residues on a farm-scale level: is it economically feasible under conditions in Sweden Bioprocess Biosyst Eng (2005) 28: 139-148.
- Weiland P. 2000. Anaerobic waste digestion in Germany-Status and recent developments. Biodegradation 11: 415-421, 2000.
- Svensson L M; Christensson K; Björnsson L. 2005. Biogas production from crop residues on a farm-scale level: is it economically feasible under conditions in Sweden Bioprocess Biosyst Eng (2005) 28: 139-148.
- Weiland P. 2003. Production and Energetic Use of Biogas from Energy Crops and Wastes in Germany. Applied Biochemistry and Biotechnology, vol.109, 2003.

Energía Eólica

- Estudio CORFO (año 1993):“La Energía del Viento en Chile”(Depto. Geofísica, U. de Chile)
- Estudio de Comisión Nacional de Energía “Mejoramiento de la Información Eólica” Parte 1: Zonas Norte a Región V (año 2001) Depto. Geofísica, U. de Chile
- Estudio de Comisión Nacional de Energía “Mejoramiento y Administración de la Información Eólica Parte II: Zonas Centro-Sur hasta X (año 2005) CERE-UMAG, U. de Magallanes
- Proyecto CORFO: Caracterización y aprovechamiento de la energía del viento en Chile. CONICYT. Proyecto FONDEF D0111165. Centro de Estudios de los Recursos Energéticos. Universidad de Magallanes. CERE/UMAG (año 2002-2005)
- Proyecto CORFO: “Evaluación del Recurso Eólico En el Norte Chico Para su aprovechamiento en la Generación de Electricidad”. Proyecto FONDEF D05110038 Centro CEAZA -La Serena Geofísica-U. de Chile Modelación Mesoescala- MM5 (4 km). Modelación KAMM (1 km) (año 2006-2009)
- Simulación preliminar de desempeño operacional y comercial de centrales de generación eléctrica geotérmica y eólicas. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de ciencias físicas y matemáticas. Universidad de Chile. Año 2003
- “Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile”, N-13 Temas de Desarrollo Humano Sustentable, PNUD.
- Global Wind Report. 2007. GWEC, Global Wind Energy Council.
- Comparative Costs of Energy Coal, CCGT, Wind. Alex Klein. Vestas. 2006.
- Wind and Solar Power Systems. Mukund R. Patel, Ph.D., P.E. U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York .
- Evaluation of global wind power. Cristina L. Archer and Mark Z. Jacobson. JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH, VOL. 110, D12110, doi:10.1029/2004JD005462, 2005.

- Renewable Energy Industry Status Report, Año 2006, Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA), New Zealand .
- Annual energy outlook 2008, DOE/EIA-0383(2008).
- E. Hau, Wind Turbines, Springer,
- Wind Power and the CDM. Emerging practices in developing wind power projects for the Clean Development Mechanism.
- S. Heier, Wind Energy Conversion Systems, Wiley, 2006.
- H. Holttinen et al, «Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power», IEA Wind Summary Paper», Global Wind Power Conference September 18-21, 2006, Adelaide , Australia .
- Comparación de Costos de la Electricidad. Rodrigo Garcia. Megawind, www.megawind.cl
- Vestas, www.vestas.com
- Windpower. Danish wind industry association
- German Wind Energy Association (BWE)
- Renewables 2007 Global Status Report. REN 21
- Dewi (German Wind Energy Institute)
- U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary Report
- Proyecto «Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables». GEF-PNUD-CNE. Chile
- Energía Eólica. Pedro Fernandez. Universidad de Cantabria.
- The Intermittency Analysis Project, California Energy Commission, July 2007
- Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply, European Wind Energy Association, 2006
- Smart Generation: Powering Ontario with Renewable Energy, David Suzuki Foundation, 2005
- Summary of Carbon-Free and Nuclear -Free: A Roadmap for US Energy Policy, by Dr. Arjun Makhijani, Institute for Energy and Environment Research, 2007
- Wind Power: Capacity Factor, Intermittency, and What Happens When the Wind Doesn't Blow? Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts , 2006
- Spain's Gain from Wind Power is Plain to See, Ambrose Evans-Pritchard, UK Telegraph, April 8, 2008
- UK Renewable Energy Strategy: Consultation Document, June 2008. www.berr.gov.uk/renewableconsultation.
- Kammen, D.M., Kapadia, K, and M. Fripp (2004) *Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?* RAEI Report, University of California, Berkeley. Available at <http://ist-socrates.berkeley.edu/~rael/renewables.jobs.pdf>
- Renewable Energy and Energy Efficiency: Economic Drivers for the 21st Century. Dr. Roger Bedezek and the American Solar Energy Society 2007. www.ases.org
- New Energy for America : The Apollo Jobs Report, For Good Jobs and Energy Independence by the Apollo Alliance 2004. www.apolloalliance.org
- Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Distributed Resources, Rocky Mountain Institute, 2006

Energía Geotérmica

- A. Lahsen "LA ENERGIA GEOTERMICA: POSIBILIDADES DE DESARROLLO EN CHILE".
- Gerardo Hiriart, Proyectos geotermoeléctricos sus etapas y costos, Seminario Energías Renovables no convencionales, UTFSM, marzo, 2008.
- Renewable Energy Industry Status Report, Año 2006, Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA), New Zealand.
- Energía geotermoeléctrica: una decisión postergada (Investigador A. Lahsen), Revista Ciencia y Tecnología, CONICYT, Santiago 19 de Mayo de 2004.
- Alfredo Lahsen, U. de Chile, Desarrollo de la energía geotérmica en Chile, Octubre, 2006 (presentación).

Energía Solar

- Fuente Solar Generation IV -2007. Electricidad Solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo en 2020. EPIA.
- CNE, Comisión Nacional de Energía.
- "Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile", N-13 Temas de Desarrollo Humano Sustentable, PNUD.
- Concentrating Solar Power. European Commission.
- Energía Solar Termoelectrica. European Solar Thermal Industry Association.

- Ordenanza General de Urbanismo y Construcción. Reglamentación Térmica. Minvu.
- Large-Scale Photovoltaic Power Plants. Cumulative and Annual Installed Power Output Capacity pvresources.com. Annual Report 2007.
- Energía Solar Termoelectrica 2020. Pasos firmes contra el cambio climático. European Solar Thermal Industry Association.
- Dr. Manuel Romero Álvarez. "ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA" Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. TABERNAS (Almería).
- Archivo Solarimétrico. UTFSM
- Solar Market Outlook. 2008.
- Large-Scale Photovoltaic Power Plants. pvresources.com. Annual Report 2007.
- Energía Solar. Pedro Fernandez. Universidad de Cantabria.
- Wind and Solar Power Systems. Mukund R. Patel, Ph.D., P.E. U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York.
- Renewable Energy Industry Status Report, Año 2006, Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA), New Zealand.
- Annual energy outlook 2008, DOE/EIA-0383(2008).
- Renewables 2007 Global Status Report. REN 21.
- U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary Report.
- Proyecto «Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables». GEF-PNUD-CNE. Chile.
- The Intermittency Analysis Project, California Energy Commission, July 2007.
- Smart Generation: Powering Ontario with Renewable Energy, David Suzuki Foundation, 2005.
- Summary of Carbon-Free and Nuclear -Free: A Roadmap for US Energy Policy, by Dr. Arjun Makhijani, Institute for Energy and Environment Research, 2007.
- UK Renewable Energy Strategy: Consultation Document, June 2008. www.berr.gov.uk/renewableconsultation.
- Kammen, D.M., Kapadia, K, and M. Fripp (2004) *Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?* RAEI Report, University of California, Berkeley. Available at <http://ist-socrates.berkeley.edu/~rael/renewables.jobs.pdf>.
- Renewable Energy and Energy Efficiency: Economic Drivers for the 21st Century. Dr. Roger Bedezek and the American Solar Energy Society 2007. www.ases.org
- New Energy for America : The Apollo Jobs Report, For Good Jobs and Energy Independence by the Apollo Alliance 2004. www.apolloalliance.org.
- Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Distributed Resources, Rocky Mountain Institute, 2006.

Energía Mini-hidráulica

- Aranda Grez, Mauricio. Evaluación Económica de Subestaciones Eléctricas de Transmisión Asistido por Computador. (Memoria, Profesores Guías: Julián Bustos Obregon, Nelson Leiva Blanco, Germán Ubilla Sanchez). Valparaíso, UTFSM, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electricidad. 1990.
- AES Gener S.A. <http://www.gener.cl/>.
- ALSTOM Small Hydro Power Plant. www.hydro.power.alstom.com.
- Endesa Chile. <http://www.endesa.cl>.
- Estay Ureta, Rafael. La Normalización de la Distribución de Energía Eléctrica en Chile. Asociación de Ingenieros de la ENDESA. 1973.
- European Small Hydropower Association (ESHA), Dirección General de Energía. Manual de Pequeña Hidráulica. 1998.
- CDEC. Centro de Despacho Económico de Carga. Sistema Interconectado Central (SIC). Diagrama Unilineal. Dirección de Operación y Peajes.
- CNR-DGA, Comisión Nacional de Riego en conjunto con la Comisión Nacional de Energía. Estimación Potencial Hidroeléctrico Asociado a Obras de Riego Existentes o en Proyecto. 2007.
- Colbún S. <http://www.colbun.cl/>.
- CORFO, InvestChile. PROJECTS»S DIRECTORY. Renewables and the CDM in Chile. Investment opportunities and project financing, 2007.
- CORFO, Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). Invest Corfo 2006. Invest Corfo, 2007.
- Comisión Nacional de Energía. FIJACION DE PRECIOS DE NUDO OCTUBRE DE 2007 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC). INFORME TECNICO DEFINITIVO, 2007.
- Comisión Nacional de Energía. FIJACION DE PRECIOS DE NUDO ABRIL DE 2008 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC). INFORME TECNICO DEFINITIVO. 2008.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): Una Década de Electrificación Rural 1995-2005. Gobierno de Chile. 2005.
- Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental e-seia. www.e-seia.cl.

- Cunill Grau, Pedro, Geografía de Chile. Nuevo texto para la Educación Media-Decima, edición corregida. Editorial Universitaria, 1979.
- Hidroenergía. <http://www.idroenergia.com/>.
- Instituto Geográfico Militar. Atlas Geográfico para la Educación. Incluye la Nueva Región de Arica y Parinacota y la Región de Los Ríos. Nueva Edición, 2007.
- Instituto Geográfico Militar. Geografía de Chile. Tomo VIII-Hidrografía. Primera Edición 1984.
- Instituto Geográfico Militar. Geografía de Chile. Tomo XII -Geografía de la Energía. Primera Edición 1984.
- Jara Tirapegui, Wilfredo. Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Endesa Chile-Endesa Eco, Ingendesa, 2006.
- Paredes Rivero, Boris. Estudio Técnico Económico sobre posibles Alternativas de Suministro de Energía Eléctrica a la Isla Grande de Chiloé. Memoria, Profesores Guías: Nelson Leiva Blanco, Germán Ubilla Sanchez, Julián Bustos Obregon. Valparaíso, UTFSM, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electricidad. 1987.
- Ministry of Economic Development. Study: Renewable Energy in New Zealand. 2005
- Revue Francaise de l'Énergie. La Rance-A Tidal Power Scheme. L'Usine Maremotrice de La Rance. Une grande réalisation inédite-an unprecedented achievement. Septembre-Octobre 1966
- SNPower. www.snpower.cl
- Sustainable Energy for All (<http://www.sealnet.org/seal>). Energy yield factors for the generation of electrical energy. 2008
- Ubilla Sanchez, Germán y Solís C, Claudio .Desarrollo Eléctrico de las X y XI Regiones de Chile. ENDESA-CORFO. VII Congreso de Ingeniería Eléctrica, Santiago, Chile. 1987. Y Revista «Informativo de Electricidad «Marzo-Abril 1991, Chile. (Nota: comprende los Estudios, Diseños, Obras Civiles, Equipos, Montajes, Pruebas y Puestas en Servicio de tres(3) Mini centrales Hidráulicas y 800km de Líneas de Transmisión en 23 y 33 kV y Redes de Distribución en 13.2 kV y 400-230 V asociadas, entre Chaiten y Cochrane).
- Ubilla Sanchez, Germán; Gebhardt, Peter; Fritsch, Erico; Moreno, Jaime; y Lucero, Eduardo. Estudio del Desarrollo del Despacho de Carga de ENDESA. Gerencia de Explotación. ENDESA. 1975.
- Ubilla Sanchez, Germán .Estudios sobre Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de Paños de Subestaciones de ENDESA de 66 kV a 500 kV. Gerencia de Obras. ENDESA. 1983.
- Ubilla Sanchez, Germán; Estay Ureta, Rafael. Alcances a la Electrificación Rural y a su Relación con la Reforma Agraria Chilena. Tercera Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural. Mexico.1969. Revista «INGENIEROS» del Colegio de Ingenieros de Chile, 1970.
- Ubilla Sanchez, Germán Manríquez, Eugenio Larrain, Carlos Fritsch, Erico. Modos de Explotación utilizados en Subestaciones de Tensión Igual o Superior a 60kV en la ENDESA. Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), Argentina, 1972. Asociación de Ingenieros de ENDESA, 1974.
- Ubilla Sánchez, Germán. Principios Generales de Control de Instalaciones Eléctricas de Potencia (Subestaciones o Centrales). CIER, Brasil, 1974.
- Ubilla Sánchez, Germán. Diseño de los Servicios Auxiliares de Centrales Hidroeléctricas en la ENDESA. CIER.Chile,1973.
- Valgesta S.A. Análisis de Beneficios y Barreras para la Generación Eléctrica con Energías renovables no convencionales con posterioridad a la ley corta II.
- Viviani Deppe, Jose. Estudio sobre Empleo de Micro Centrales Hidráulicas en Zonas Rurales de Coyhaique. (Memoria, Profesores Guías: Germán Ubilla Sanchez, Julián Bustos Obregon, Nelson Leiva Blanco) Valparaíso, UTFSM, Departamento de Electricidad. 2000.
- Zurita Oyarzun, Danilo. Evaluación de Proyectos de Centrales Hidráulicas de Potencia Inferior a 20 MW. (Memoria, Profesores Guías: Julian Bustos Obregon, Nelson Leiva Blanco). Correferente: Rodrigo Saez R.-Valparaíso, UTFSM, Departamento de Electricidad, 2006.

Eficiencia Energética

- Advanced Energy, «Achieving More with Less: Efficiency and Economics of Motor Decision Tools», USA, 2006.
- »Cencosud Announces Third Quarter 2007 Results».
- Censo 2002.
- CDEC, Anuario 2006, Chile.
- CDEC, Anuario 2007, Chile.
- CNE, «Informe Técnico Definitivo Fijación de Precios de Nudo Octubre 2007».
- CNE, Balance Nacional de Energía 2006.
- CNE, «Metodología y definición de las áreas típicas de distribución», 2008.
- CNE, «Estadísticas de Operación CDEC-SIC 2007».

- Cochilco DE 08/2007: «Demanda de Energía Eléctrica y Seguridad de Abastecimiento para la Minería del Cobre».
- Diario Oficial, «Fija precios de nudo para suministros de electricidad», Chile, 2008.
- »Energy Independence and Security Act» USA, 2004.
- Fundación Chile, «Establecimiento del Programa Nacional de Etiquetado de Eficiencia Energética. Piloto Refrigeradores», 2007.
- Fiscalía Nacional Económica. Supermercados: Participación nacional de mercado.
- Gamma Ingenieros, «Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile», 2004.
- Hoshino, Yuko and Norihisa Sakurai, «The world energy supply and demand projections to 2050», CRIEPI YO3027, 2004.
- INE, «Chile: Estimaciones y Proyecciones de Población por Sexo y Edad., 1990-2020, Regiones Urbana-Rural», Boletín Demográfico N° 76, 2005.
- INE, CELADE, «Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País», serie CEPAL, 2005.
- John C. Andreas: «Energy Efficiency Electric Motors», Ed. Decaer, 1992.
- OECD, IEA, «Cool Appliances. Policy Strategies for Energy-Efficient Homes», 2003.
- Pedro Maldonado G. y Rodrigo Palma B, «Seguridad y calidad de abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur», Serie 72, División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, julio 2004.
- Pedro Maldonado, «Estudio sobre empresas energo intensivas y su posible contribución a programas de eficiencia energética», CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2008, en prensa.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, «Estudio de factibilidad para el fomento de la eficiencia energética en Chile a través de los fondos del KfW», para el Banco de Cooperación alemán KfW, julio 2007.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, «Estimación del potencial de ahorro de energía mediante el mejoramiento de la eficiencia energética de los distintos sectores de consumo de Chile», Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, Chile, 2007.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía: «Evaluación del programa piloto de ampollitas eficientes de Chilectra», Chilectra, 2007.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía: «Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile», Ministerio de Minería, Chile, 2007.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía: «Proceso de implementación del proyecto de uso eficiente de energía en CODELCO-Chile», 2001.
- Rocky Mountain Institute, 2008.
- Santiago Consultores «Estimación del potencial de ahorro de energía, mediante el mejoramiento de la eficiencia energética de distintos sectores de los consumos de en Chile», CNE, 2004.
- University of Coimbra, Portugal, «Improving the penetration of Energy Efficient Motors and Drives», SAVE II, European Community, 2000.
- US Department of Energy, «United status Industrial Electric Motor Systems. Market Opportunities Assessment», Washington, December 2002.
- Van D. Baxter, Oak Ridge National Laboratory, «Advances in supermarket refrigeration systems», 2002, USA.