

POLITICA VERDE

Agenda Legislativa

Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables en Chile



Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables en Chile



© Programa Chile Sustentable
ISBN: 956- 7889- 13- 9
Registro Propiedad Intelectual: 134.550
Primera Edición Enero 2004
Se imprimieron 1000 ejemplares

Edición:
M. Paz Aedo
Sara Larraín

Diseño de Portada y Diagramación:
Emiliano Méndez

Impresión:
LOM Ediciones

- INDICE -

Presentación	Pág.5
1. Política Energética en Chile: Dependencia, vulnerabilidad y desafíos estratégicos	Pág.7
1.1 Política energética y desarrollo sustentable	Pág.8
1.2 Barreras para la diversificación energética y el ingreso de las ERNC a la matriz eléctrica.....	Pág.9
1.3 ¿Cómo remover las barreras?	Pág.11
1.4 ¿Por qué una Ley de Promoción de las ERNC? Metas y desafíos pendientes	Pág.12
1.5 Tareas nacionales y metas regionales	Pág.14
2. Fundamentos para la dictación de una Ley de Promoción de las Energías Renovables	Pág.17
2.1 El sector energético en Chile: Antecedentes generales	Pág.17
2.2 El sector eléctrico	Pág.18
2.3 Antecedentes internacionales relevantes para el problema energético nacional	Pág.24
2.4 ¿Cómo superar la vulnerabilidad energética?	Pág.27
2.5 Marco conceptual para promover las energías renovables en Chile	Pág.33
2.6 Mecanismos para una Ley de Promoción de las Energías Renovables.....	Pág.35
3. Proyecto de Ley para la Promoción de Energías Renovables no Convencionales	Pág.37
3.1 Articulado A	Pág.37
3.2 Articulado B	Pág.41
4. Mecanismos de promoción de las Energías Renovables y remoción de barreras para su desarrollo, ingresados a la Ley General de Servicios Eléctricos a través de Indicaciones a la Ley Corta	Pág.47
4.1 Libertad de acceso a la red.....	Pág.47
4.2 Pago equitativo	Pág.48
4.3 Mecanismos de promoción	Pág.48
5. Modificaciones preliminares al Programa de Obras de la CNE- 2005- 2015 incorporando mayor porcentaje de renovables	Pág.50
6. Anexos	Pág.53
Anexo 1: Plataforma de Brasilia	Pág.55
Anexo 2: Seminario de Discusión técnica del Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables, abril 2003	Pág.59
Anexo 3: 2° Seminario de Discusión técnica del Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables, septiembre 2003	Pág.71
Anexo 4: Informe Legal Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables No Convenconales	Pág.79

- PRESENTACIÓN -

Este documento contiene un diagnóstico sobre la vulnerabilidad energética en Chile y la fundamentación técnica del Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables. Entrega los antecedentes más relevantes sobre el sistema energético en Chile, analizando los problemas de vulnerabilidad; los desafíos de sustentabilidad que enfrenta el sector eléctrico; y las tareas más urgentes para diversificar tanto la matriz energética como los actores que generan la energía en Chile.

Sobre esta base, el documento entrega los fundamentos para dictar una ley que permita aprovechar el gran potencial de fuentes de energía renovable no convencionales que existe en Chile; y presenta los mecanismos de regulación y financiamiento necesarios para promover y acelerar su utilización. Dichos mecanismos también se presentan en el articulado de un texto de Propuesta de Ley y en el formato de indicaciones, a través de las cuales se logro remover barreras de ingreso de las fuentes renovables a la matriz energética en el proceso de reforma de la Ley Eléctrica “Ley Corta”, como asimismo la incorporación de algunos mecanismos de incentivo.

El texto del proyecto de Ley y su fundamentación técnica contienen el insumo de muchos colaboradores durante su proceso de elaboración entre septiembre de 2002 y agosto de 2003. Adicionalmente fue discutido con sectores académicos, técnicos, y empresariales en 2 talleres realizados en la sede de CEPAL en los meses de abril y septiembre del presente año, incorporándose las observaciones allí formuladas. También fueron incluidos los diversos aportes de sectores técnicos, empresariales y parlamentarios en reuniones de trabajo posteriores. Una síntesis de los principales procesos de discusión se incluye en los anexos de este documento.

Queremos agradecer a cada una de las personas que aportaron en el proceso de discusión y formulación de este proyecto de Ley, como asimismo en el trabajo legislativo. Fruto de este trabajo ha sido la incorporación de la mayor parte de los mecanismos propuestos en este proyecto de Ley, dentro del el actual texto de la Ley Corta aprobada recientemente en la Cámara de Diputados y actualmente en discusión en el Senado.

Esperamos continuar trabajando en forma conjunta en la segunda etapa de este proceso, a fin que sea promulgada una Ley específica de Promoción de las Energías Renovables No Convencionales, que incluya los compromisos financieros necesarios para poder concretarla.

Agradecemos a la Fundación Heinrich Böll de Alemania, a los equipos de la Universidad de Chile, de la Fiscalía de Medio Ambiente (FIMA) y de la CEPAL, por su compromiso y permanente apoyo durante todo este proceso.

Sara Larraín
Directora Programa Chile Sustentable

1. Política energética en Chile: Dependencia, vulnerabilidad y desafíos estratégicos

Sara Larraín
Programa Chile Sustentable

Las políticas energéticas en Chile, al igual que en la mayoría de los países de la región, tradicionalmente se orientaron hacia el aumento del suministro de energía y la ampliación de los sistemas de transmisión de la misma, con el objeto de abastecer a los grandes emprendimientos productivos y a los centros urbanos.

Particularmente en Chile, la abundante disponibilidad de recursos hídricos -fruto de su geografía- motivó que la generación eléctrica se centrara casi exclusivamente en esta fuente. Los escasos recursos fósiles disponibles en el país (carbón y petróleo) se destinaron hacia el sector transporte y algunos sectores industriales, especialmente en aquellos como la actividad minera, que concentra sus actividades en el árido norte del país, con escasa disponibilidad de recursos hídricos.

Salvo la búsqueda de disponibilidad de nuevas fuentes energéticas y de proveer abastecimiento abundante y al menor costo frente a las demandas energéticas de la producción nacional, no se han priorizado en Chile objetivos de sustentabilidad ambiental, social o política para el sector. Sin embargo, a partir de los años '80, el sistema eléctrico empezó a enfrentar problemas crecientes, debido a la baja disponibilidad de recursos fósiles propios y la excesiva dependencia de la generación hidroeléctrica, que debido a las variaciones climáticas, se tradujo en mayor inseguridad en el suministro eléctrico. Estos problemas empezaron a poner en jaque la confiabilidad del sector, debiendo recurrirse a estrategias de ahorro y racionamientos de electricidad en varias oportunidades durante los años '90.

Simultáneamente, la quema de combustibles fósiles generó niveles crecientes de contaminación atmosférica, especialmente en los grandes centros urbanos. Todos estos problemas obligaron al país a buscar nuevas fuentes de energía. Esencialmente, ello se concretó en la segunda mitad de los '90, con la adopción del gas natural -proveniente de Argentina- como combustible para la diversificación de fuentes energéticas, especialmente en el sector eléctrico.

El ingreso del gas natural a la matriz energética fue intensivo y veloz. En pocos años se implementaron diversas plantas de generación eléctrica a través del ciclo combinado, en base a gas natural. Sin embargo, a partir del año 2002 la crisis económica y la menor inversión en el sector en Argentina generó el escenario de una eventual crisis de disponibilidad en el suministro de gas natural hacia Chile.

Durante el año 2003 esta situación crítica se hizo evidente, generándose intercambios de alto nivel entre los empresarios del sector y los gobiernos de Chile y Argentina sobre esta situación. Aunque el gobierno chileno trató de bajarle el perfil al problema, la prensa Argentina se explayó sobre sus implicancias, filtrando a la opinión pública los planes de contingencia extremos que circulaban en los sectores oficiales¹.

¹ "El gobierno chileno sugirió a las empresas elaborar un plan de contingencia que permita a las distribuidoras de gas y a las generadoras eléctricas que se alimentan de ese fluido enfrentar con los menores costos posibles una eventual crisis energética (...)". El plan de contingencia básico apunta a que "... las compañías de gas natural mantengan reservas de gas natural licuado, para abastecer las ciudades de Santiago, Concepción y Valparaíso de manera que les permita continuidad del suministro en caso de corte o baja de presión. En el caso de las generadoras eléctricas de ciclo combinado, la recomendación es que tengan a mano contenedores de petróleo que permitan su funcionamiento ante una eventual crisis" Diario El Cronista, Buenos Aires, 22 de agosto de 2003.

Al escenario de vulnerabilidad en el suministro de gas, se sumó la situación de saturación de algunas cuencas de la zona central del país por la presencia de contaminantes atmosféricos como el NOx, asociados -entre otros- a las plantas de ciclo combinado que utilizan gas natural para la generación eléctrica. Este hecho evidenció la excesiva concentración de la generación eléctrica en el gas natural y, al mismo tiempo, la concentración de las plantas en zonas cercanas a la demanda. Ello está actualmente obligando a quienes toman las decisiones en materia de energía, a pensar en nuevas alternativas para la diversificación y la seguridad del sector eléctrico.

Desde la política energética oficial en Chile, no existe una definición consensuada y pública sobre el conjunto de problemas que debiera enfrentar, ni menos aún, una visión de largo plazo del sector desde la perspectiva del desarrollo sustentable. Ello sí está presente en algunos sectores académicos y técnicos, y por cierto en las organizaciones no gubernamentales, quienes están formulando una visión coherente y articulada sobre el conjunto de problemas que enfrenta el sector energía.

Desde la perspectiva del Programa Chile Sustentable, los principales problemas que enfrenta el sector energético en nuestro país son:

- Excesiva dependencia de combustibles externos
- Vulnerabilidad eléctrica por concentración de la generación en la energía hidroeléctrica y gas natural.
- Límites ambientales y contaminación local: Saturación de cuencas por emisiones de la quema de combustibles fósiles.
- Inequidad en el abastecimiento, en el acceso y en el pago por los servicios energéticos.
- Concentración de la propiedad y de la gestión energética en muy pocos actores.

Cada uno de estos factores contribuyen a evidenciar los niveles de insustentabilidad ambiental, política y social de la actual política energética. La sumatoria de ellos se expresa en los niveles de inconsistencia de la política pública para plantear una propuesta país adecuada al desarrollo sustentable del sector.

1.1 Política energética y desarrollo sustentable

Avanzar hacia la sustentabilidad energética en Chile implica desarrollar un enfoque integral y de largo plazo, incorporando factores tanto económicos y sociales, como ambientales y políticos.

En este contexto, el Programa Chile Sustentable sostiene para construir e implementar una política energética sustentable, el país debiera considerar los siguientes factores como fundamentos y desafíos estratégicos:

- **Seguridad energética:** Este objetivo requiere diversificar las fuentes de la matriz energética y reducir la dependencia de insumos externos.
- **Resguardo del Medio Ambiente:** Implica una transición que incorpore combustibles más limpios al sistema energético, con el objetivo de reducir las emisiones de gases contaminantes, la polución local y global, disminuyendo significativamente el uso de recursos no renovables.
- **Equidad social en el acceso y costo.** Requiere avanzar en el suministro de servicios energéticos hacia las zonas rurales; distribuir los costos y beneficios del sector para las regiones; y estructurar sistemas de precios que compatibilicen niveles de ingreso, niveles de consumo y de pago por servicios energéticos. Mejorar el acceso y promover la descentralización energética al interior del país permite una mayor estabilidad del sector, al establecerse sistemas de generación distribuida.
- **Participación y democracia:** Resulta fundamental desconcentrar la propiedad y beneficios del sector, diversificando los actores que participan en la generación, transmisión y distribución de la energía, estableciendo espacios formales de participación ciudadana a nivel local, regional y parlamentario en la toma de decisiones sobre la energía.

Enfrentar en el corto plazo el problema de dependencia y vulnerabilidad energética que sufre el país y asegurar la confiabilidad en el suministro, requiere apurar el proceso de diversificación de la matriz energética; y que esta diversificación se realice prioritariamente a través de la incorporación de fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC), las cuales son nacionales, limpias y renovables (se renuevan sin agotar la fuente). El fomento de estas fuentes de energía también contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados en la producción y distribución energética, facilitando la descentralización, el acceso al servicio y la estabilidad del sistema.

1.2- Barreras para la diversificación energética y para el ingreso de las ERNC a la matriz eléctrica nacional.

A pesar del contexto de dependencia y vulnerabilidad que enfrenta el sector energético en nuestro país -y muy especialmente el sector eléctrico-, el panorama que presenta el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía para los próximos 10 años, implica la perpetuación y agravamiento de los mismos problemas actuales.

Con excepción de 3 proyectos pequeños –basados en el uso de biomasa y la cogeneración asociada a la industria de la celulosa-, las obras en construcción y las recomendadas para el período 2003 y 2013 incluyen 2 nuevas centrales hidroeléctricas y 9 nuevas centrales a gas natural. Todo ello en circunstancias que el país no posee reservas de este combustible; que Argentina, por lo pronto, no puede garantizar nuevas inversiones para la exploración y construcción de gaseoductos; y que el suministro desde Bolivia resulta políticamente inviable en el corto plazo.

El Plan de Obras de la CNE muestra muy claramente la tendencia a la concentración de la generación eléctrica en el gas natural. La razón de este hecho son las condiciones del mercado energético, que prácticamente impiden a cualquier fuente competir con los bajos precios del gas natural. Por ende, las fuentes renovables no convencionales no logran competir con los actuales costos de generación de otras fuentes (como el gas natural) en el corto plazo. Esta situación constituye la principal barrera para una diversificación energética en base al desarrollo y utilización de las fuentes renovables. A ello se agregan otras barreras graves, tales como la dificultad de acceder a la red eléctrica y el pago discriminatorio de la energía, como se desglosa a continuación.

Cuadro 1
Plan de Obras del Sistema Interconectado Central (SIC)

Fecha de entrada		Obras en construcción	Potencia
Mes	Año		
Abril	2003	Central Cholguán representada por Arauco generación S.A. Central Licantén representada por Arauco Generación S.A.	15 MW 13 MW
Junio	2003	Central de Colbún S.A. de Ciclo Abierto	253.5 MW
Enero	2004	Central Valdivia representada por Arauco Generación S.A.	70 MW
Julio	2004	Cierre ciclo combinado Central de Colbún S.A. Central Ralco	130.7 MW
Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Abril	2007	Central a gas ciclo combinado 1	372.6 MW
Enero	2008	Central a gas ciclo combinado 2	372.6 MW
Octubre	2008	Central a gas ciclo combinado 3	372.6 MW
Enero	2010	Central a gas ciclo combinado 4	372.6 MW
Octubre	2010	Central a gas ciclo combinado 5	372.6 MW
Octubre	2011	Central a gas ciclo combinado 6 Central Hidroeléctrica Neltume	400 MW 372.6 MW
Abril	2012	Central a gas ciclo combinado 7	372.6 MW
Octubre	2012	Central a gas ciclo combinado 8	372.6 MW
Enero	2013	Central a gas ciclo combinado 9	372.6 MW

Fuente: Comisión Nacional de energía (CNE): "Fijación de precios Nudo: Sistema interconectado Central (SIC). Informe Técnico definitivo". Abril de 2003

a) **Mayores costos de inversión** para las plantas de generación de energía en base a las fuentes renovables no convencionales. El siguiente cuadro ilustra esta situación.

Cuadro 2
Costos de inversión de las ERNC en Chile

TECNOLOGIA	COSTO PROMEDIO DE GENERACIÓN (centavos de dólar/kWh)	INVERSIÓN PROMEDIO (dólar/Watt)
Ciclo Combinado a Gas	3.5 (3.0-4.0)	0.6 (0.4 – 0.8)
Carbón	4.8 (4.0-5.5)	1.2 (1.0 – 1.3)
Nuclear	4.8 (2.4 – 7.2)	1.8 (1.6 – 2.2)
Eólico	5.5 (3.0 – 8.0)	1.4 (0.8 – 2.0)
Biomasa (25 MW combustión)	6.5 (4.0 – 9.0)	2.0 (1.5 – 2.5)
Geotermia	6.5 (4.5 – 8.5)	1.5 (1.2 – 1.8)
Pequeñas hidro	7.5 (5.0 – 10.0)	1.0 (0.8 – 1.2)
Fotovoltaica	55.0 (30.0 – 80.0)	7.0 (6.0 – 8.0)

Fuente: Proyecto CEPAL/ GTZ, "Promoción del desarrollo Económico en América Latina y el Caribe por medio de la Integración de Políticas Ambientales y Sociales", CEPAL 2003.

Esta aparentemente insalvable barrera para el ingreso de las fuentes renovables a los sistemas energéticos, ha sido enfrentada -por la mayoría de los países- con la creación de fondos de promoción para estas energías. Estos fondos se aplican a través de un incentivo a la inversión inicial de los proyectos o aplicando una bonificación al precio de la energía limpia generada por estos proyectos, logrando superar la barrera de entrada de los costos en muchos casos.

Los fundamentos esgrimidos para la creación de estos fondos y sus consiguientes incentivos han sido diversos: seguridad e independencia en el suministro de energía a través del uso de recursos naturales propios; electrificar comunidades aisladas o alimentar sistemas de telecomunicaciones en zonas rurales; descentralizar la generación y distribución de energía para mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos; energizar sistemas de producción limpia; mejorar las condiciones ambientales y reducir la contaminación local y global (en virtud de los objetivos de la Convención de Cambio Climático y del Protocolo de Kioto); etc.

En todos los casos, además, ha estado presente la idea de generar un mecanismo que valore los beneficios económicos, sociales y ambientales que significa el uso de fuentes renovables, en contraste con los impactos socio-ambientales y la no renovabilidad de los combustibles fósiles.

b) **Dificultad de acceder a la red.** Otra de las barreras que en Chile deben enfrentar las energías renovables, es la dificultad de acceder a la red eléctrica para vender y distribuir la energía generada, puesto que por sus características, estas fuentes actualmente se utilizan en proyectos de pequeña o mediana generación. Tal obstáculo también existe en nuestro país, ya que en el actual marco normativo **no contempla el libre acceso a la red.** Actualmente las trasmisoras y distribuidoras no están obligadas a recibir la energía generada por proyectos pequeños o proyectos en base a fuentes renovables, lo que ha redundado en un tercer obstáculo o barrera de entrada a la red: **el pago discriminatorio.**

c) **Pago discriminatorio.** Es el resultado de la inexistencia de libre acceso a la red y la falta de procedimientos justos para la fijación de precios, en el marco jurídico existente. Esto se expresa en el hecho que el precio de la energía ofrecido a los proyectos pequeños y medianos -por parte de las trasmisoras y distribuidoras de energía- están muy por debajo del precio nudo establecido para los distintos puntos de inyección a la red a través del país. Este hecho pone en desventaja a las generadoras basadas en fuentes renovables, las que deben enfrentar mayores costos de inversión inicial y construir líneas de transmisión para inyectar sólo pequeñas cantidades de energía.

1.3 ¿Cómo remover las barreras?

Tal como presentaremos detalladamente en el capítulo siguiente, los mecanismos priorizados por el Programa Chile Sustentable para remover las barreras actualmente existentes para el ingreso de las fuentes renovables en la matriz energética y en la actual normativa eléctrica, son:

- a. **asegurar la compra de la energía**, lo que equivale al libre ingreso de la energía generada por las fuentes renovables a la red eléctrica; y
- b. establecer de un procedimiento para el **pago equitativo** de la energía generada en base a las fuentes renovables. Esto significa asegurar a estos proyectos el *precio nudo* que se paga por el kW, en cada punto de ingreso a la red, y adicionalmente el *precio de potencia*, si la planta entrega energía en horas de punta.

Ambos mecanismos, por sí mismos, pretenden remover la mayor barrera de entrada al sistema que actualmente enfrentan las energías renovables no convencionales. Actualmente, al ser usadas en emprendimientos más pequeños, las empresas transmisoras no muestran interés en comprar esta energía; y si lo hacen, ofrecen precios muy por debajo de lo que se paga a plantas grandes o a fuentes convencionales. Esta situación deja totalmente fuera de mercado a los generadores alternativos.

Por ello, el libre acceso a la red y la seguridad de pago precio nudo tornarían competitivos muchos proyectos basados en fuentes renovables, actualmente “en carpeta”. Tal es el caso de las pequeñas centrales hidráulicas, cuyo costo de generación hoy en Chile puede llegar a ser competitivo con las fuentes convencionales.

Finalmente, además de los mecanismos señalados en A y B, planteamos la necesidad de crear instrumentos que aceleren el ingreso de las Energías Renovables No Convencionales al sistema eléctrico nacional, diversificar la matriz eléctrica y dar mayor autonomía al suministro. Para ello, en el proyecto de ley de Promoción de las Energías Renovables No Convencionales incluimos un tercer mecanismo: **incentivos**, que desde la política pública tienen el objeto de orientar y alentar mayores inversiones en el área, con miras a diversificar las fuentes energéticas utilizadas en la matriz eléctrica.

En el proyecto de ley priorizamos la creación de un Fondo de Promoción de las ERNC, debido a que este es un mecanismo de promoción común y de amplio uso en la política pública chilena. Tal es el caso del Decreto Ley 701 vigente desde 1974, para incentivar las plantaciones forestales; el Decreto Ley 235 de 1999 y el Decreto Supremo 202 de 2001, para la conservación de suelos y la recuperación de suelos degradados; y la Ley 18.450 de 1985 (modificada en 1994 por la Ley 19.316) para incentivar el riego, la innovación tecnológica y la producción limpia en el sector agrícola, entre otras.

Un **fondo de promoción de las energías renovables** que apunte a mejorar la seguridad y estabilidad del suministro eléctrico, a reducir la dependencia y a mejorar las condiciones ambientales, es un mecanismo que refleja voluntad política para avanzar hacia la sustentabilidad energética. Hoy día este tipo de fondos son utilizados en los países activos en el sector. En la región de América Latina, el más significativo es el Fondo Brasileño para la Implementación de la Ley de Energías Renovables (PROINFA) el cual dispone un monto de 300 millones de dólares, aproximadamente.

Sin embargo, además de este fondo, pueden establecerse mecanismos de promoción sinérgicos con otros instrumentos y programas de la política pública, tales como los programas de producción limpia y de innovación tecnológica que impulsa la Corporación de Fomento de la Producción, y aquellos que manejan los gobiernos regionales. Finalmente, la búsqueda de seguridad y limpieza de la matriz energética puede considerar, por cierto, incentivos tradicionales tales como las franquicias tributarias.

En el capítulo 2 detallamos la propuesta de un fondo de promoción con dos modalidades de aplicación:

- a. la bonificación de un porcentaje cercano al 40% de la inversión inicial de los primeros proyectos de generación eléctrica en base a fuentes renovables no convencionales, los cuales postulan a un concurso de monto fijo anual; y
- b. la bonificación de entre 50% y 25% al precio del kilowatt generado en base a fuentes renovables no convencionales, e ingresado a la red. Esta bonificación es gradual, significando una duplicación del precio kilowatt limpio entregado a la red durante los primeros años y su reducción en los años sucesivos hasta llegar a pagarse a igual valor que el convencional. Esta última fórmula es más compleja, pero utilizada muy exitosamente en los programas de incentivo a las ERNC en los países europeos.

1.4 ¿Por qué una Ley de Promoción de las ERNC? Metas y Tareas Pendientes

Además de la barrera que significa para las ERNC tener costos de generación superiores a las energías convencionales; no tener acceso libre a la red eléctrica y recibir un trato discriminatorio en relación al precio nudo; también constituye un obstáculo la inexistencia de una definición ni de un marco regulatorio.

A pesar de poseer gran cantidad de recursos naturales para la generación eléctrica en base a la energía hidráulica, solar, eólica, geotérmica y biomasa, nuestro país no posee una legislación que incorpore, ordene y regule, la participación de estas fuentes en el sector energético nacional. Tampoco ha implementado un programa de políticas públicas ad-hoc, con el objeto de cumplir sus compromisos internacionales, en especial el que establece como objetivo un 10% del consumo de energía en la matriz eléctrica para el 2010².

Además, en el ámbito doméstico Chile no posee recursos energéticos convencionales para reducir su dependencia y mejorar la confiabilidad del suministro, diversificando la matriz eléctrica. El país no posee petróleo ni gas natural; importa prácticamente la totalidad de ambos combustibles y no está en condiciones de continuar concentrando la generación eléctrica sólo en las fuentes hidráulicas, por las crecientes incertidumbres climáticas, los impactos sociales y ambientales de las grandes represas, y la distancia de las fuentes aún no utilizadas respecto de los grandes centros de consumo.

Con el objetivo de contribuir a **acelerar la introducción de fuentes energéticas nacionales, limpias y renovables en el sistema energético nacional**, el Programa Chile Sustentable presentó al gobierno en agosto pasado un Proyecto de Ley de la Promoción de las ERNC, para la consideración, análisis y patrocinio del Poder Ejecutivo. Simultáneamente, se aprovechó las discusiones y el proceso legislativo para la reforma de la ley eléctrica, a fin de introducir en esta reforma aquellos mecanismos de la propuesta que podían obtener el patrocinio parlamentario.

Las gestiones desarrolladas a partir del mes de agosto, incluyeron tanto reuniones con el gobierno y el parlamento, como la realización de talleres de discusión técnica, con la participación de académicos, empresarios, ONG's y organizaciones regionales que trabajan en el área energía.

Entre los aportes e insumos técnicos al proceso de formulación y discusión del proyecto de ley, se cuenta el apoyo de profesionales y expertos de la Fiscalía de Medio Ambiente (FIMA), de la Universidad de Chile y de la Universidad Federico Santa María; los insumos técnicos de la división de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL); y los

² Dicho compromiso fue firmado en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sustentable (Johannesburgo, Septiembre de 2002) y recientemente ratificado en la reunión regional de los Ministros de Energía de América Latina y El Caribe, realizada en Brasilia en octubre de 2003. Más adelante se exponen estos compromisos y en anexo 1 se encuentran los acuerdos de Brasilia.

aportes de representantes del sector empresarial -tanto empresas como asociaciones- con interés en el área³. Dichas discusiones, además de desarrollarse durante todo el proceso de elaboración y difusión del Proyecto de Ley, se formalizaron en dos talleres desarrollados en la sede de CEPAL en los meses de abril y septiembre de 2003, cuyas síntesis incluimos en los anexos 2 y 3 de este libro.

Por su parte, el trabajo orientado al ejecutivo incluyó la entrega del proyecto de ley al Ministro Secretario General de la Presidencia, Francisco Huenchumilla, quien coordina la tarea legislativa desde el ejecutivo; la presentación y entrega del mismo al Director Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Luis Sánchez Castellón; al Presidente de la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), Daniel Fernández; y al Ministro de Economía, Jorge Rodríguez Grossi, Presidente del Consejo de la CNE. Con Rodríguez Grossi se discutió posteriormente un conjunto de indicaciones al proyecto de reforma de la ley eléctrica o “ley corta”, para remover los obstáculos a las energías renovables.

El trabajo con el parlamento estuvo centrado en dar a conocer el Proyecto de Ley de Promoción de las ERNC a diputados y senadores de las Comisiones de Energía y Recursos Naturales de ambas cámaras. Para ello, se realizaron reuniones con los senadores de la Comisión en el Senado y con la mayoría de los diputados de su equivalente en la Cámara Baja. Se presentó el Proyecto de Ley en sesión especial de la Comisión de Recursos Naturales y Medio Ambiente del Senado; y se elaboró un texto de indicaciones que fueron patrocinadas por un conjunto de diputados⁴ en el proceso de discusión de la llamada Ley Corta (centrada en las regulaciones de la transmisión, distribución y fijación de precios de la energía), las cuales en su mayoría quedaron incorporadas al texto de modificación de dicha Ley, posteriormente aprobadas por la sala.

Como resultado de este proceso conjunto y de la discusión política asociada, se obtuvieron resultados medianos en la agenda gubernamental y excelentes resultados en la agenda legislativa.

- En el caso del Ejecutivo, se logró el interés de la Secretaría de la Presidencia y el despacho del Proyecto de Ley -por parte de ésta- hacia la CNE, para su estudio. Esta institución se comprometió a estudiar el proyecto; hacer una propuesta a su Consejo de Ministros a fines de 2003 e iniciar la discusión de un marco normativo específico para las ERNC durante 2004.
- En el ámbito de las relaciones entre el Ejecutivo y el Poder Legislativo, se logró que el Ministerio de Economía aceptara apoyar algunas de las indicaciones propuestas, tales como: el libre acceso de las energías renovables a la red y el pago equitativo en relación a las grandes instalaciones convencionales. Adicionalmente, se logró apoyo para un pequeño incentivo: la liberación de peaje de transmisión a las generadoras en base a ERNC cuya potencia sea menor a 9 MW y que no superen el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico.
- El trabajo legislativo permitió generar un amplio apoyo parlamentario al desarrollo de las ERNC como elemento fundamental de la política energética. Como fruto de este trabajo, hoy figura como parte constitutiva de nuestra ley eléctrica:
 - a) la libertad de inyección de las ERNC a la red eléctrica, cumpliendo con los requerimientos técnicos de ésta;
 - b) el pago equitativo a la energía generada a partir de las ERNC;
 - c) la inclusión del concepto de ERNC en el artículo 71-7 de la ley (en el Título III, nuevo: “De los sistemas de transporte de Energía Eléctrica”); y

³ Participaron representantes de empresas como MANTEX S.A., SOLENER, SOLAR 3, Energía Verde, HELIPLAST y la asociación ACERA.

⁴ Diputados Pablo Lorenzini (DC), Francisco Encina (PS), Antonio Leal (PPD), Leopoldo Sánchez (PPD), Esteban Valenzuela (PPD), Ezequiel Silva (DC), Alejandro Navarro (PS), Jaime Mulet (DC) y Waldo Mora (DC).

- d) un mecanismo de discriminación positiva que incentiva en parte a los proyectos energéticos basados en fuentes renovables no convencionales: esto es, la liberación del pago de peaje de transmisión de la energía para las generadoras que usan fuentes renovables no convencionales, de menos de 9 MW y que no superen el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico.

En conclusión, de los mecanismos propuestos en el Proyecto de Ley de Promoción de las ERNC presentado al gobierno en Agosto de 2003, fueron incluidos todos aquellos tendientes a eliminar las barreras para el ingreso de las ERNC al sistema eléctrico. Sólo queda pendiente incluir en la legislación mecanismos de incentivo propuestos (u otros que determine el Ejecutivo) que permitan a las generadoras superar la barrera del mayor costo de generación por kilowatt renovable. Estos mecanismos de incentivo son fundamentales para fomentar nuevos proyectos en base a ERNC y por tanto, acelerar la diversificación de la matriz eléctrica chilena en base a energías sustentables, nacionales y limpios.

1.5 Tareas nacionales y metas regionales

A las tareas de diversificar la matriz a través de fuentes energéticas renovables para avanzar hacia una política energética sustentable en el caso de Chile, se suman los desafíos de la política internacional. Esto no sólo requiere avanzar hacia procesos productivos más limpios de acuerdo con las exigencias del mercado internacional, sino también generar mecanismos que permitan al país sumarse a la meta de generar un 10% de su energía en base a ERNC. Dicha meta, aprobada en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sustentable, en Johannesburgo (Cuadro 3) y ratificado en la reunión de Ministros de Energía del Cono Sur en Brasilia en octubre de 2003⁵, requiere concretar instrumentos normativos y financieros.

Cuadro 3: Compromisos de Johannesburgo, Septiembre 2002

- Implementar el uso en la región, de al menos un 10% de energía renovable del porcentaje total energético de la región para el año 2010.
- Instalar Centros de Producción Más Limpia en todos los países de la región
- Incorporar el concepto de Producción Más Limpia en una fracción significativa de las principales industrias, con énfasis en la primera y mediana industria
- Establecer un sistema de incentivos económicos para proyectos de transformación productiva e industrial que conserve los recursos naturales y energía, y produzcan la reducción final de efluentes vertidos al agua, suelo y aire.

A nivel de la agenda energética regional, con posterioridad a la Cumbre de desarrollo Sustentable de Johannesburgo, las principales acciones acordadas por los ministros de energía de América Latina y El Caribe, son las siguientes:

- Impulsar el cumplimiento de la meta de al menos un 10% de energías renovables en el consumo total energético de la región al año 2010;

⁵ Declaración de Ministros de Energía de América Latina, Brasilia, 30 de octubre 2003. Se incluye en Anexo..... pagina.....

⁶ Texto elaborado por Roberto Román, ingeniero, profesor del Departamento de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Chile.

- Fomentar políticas públicas para el desarrollo de las fuentes renovables, teniendo en cuenta los marcos regulatorios de cada país e impulsando las inversiones del sector privado
- Promover la cooperación con el sector productivo
- Promover políticas que estimulen a los sectores productivos para adoptar escalas y tecnologías que hagan competitiva la demanda de energías renovables
- Fomentar la adopción de marcos regulatorios e institucionales que incorporen instrumentos para el desarrollo de energías renovables;
- Intercambiar experiencias sobre la adopción e implementación de políticas para fomentar el empleo de energías renovables;
- Facilitar procesos de capacitación;
- Llevar a cabo, con apoyo de la CEPAL y otras agencias, procesos de intercambio de experiencias sobre marcos regulatorios;
- Apoyar la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables, para la creación de un fondo de cooperación técnica y financiera;
- Instar a las instituciones financieras a financiar proyectos nacionales, subregionales y regionales de energías renovables;
- Estimular proyectos de energías renovables, la creación de certificados verdes, créditos y programas de incentivos fiscales;
- Considerar las necesidades sociales de la población en el desarrollo de mercados de energía renovable;
- Estimular la realización de estudios comparativos entre alternativas energéticas;
- Solicitar al Secretario Ejecutivo de la CEPAL, elaborar un documento sobre la situación de las energías renovables en América Latina y el Caribe; y
- Realizar evaluaciones periódicas de esta Plataforma.

Es importante señalar que la Plataforma de Brasilia no significó un avance significativo para el ingreso de las ERNC a la matriz eléctrica de los países de la región. Primero, porque no se clarifica la definición de “energías renovables” (solar, eólica, geotérmica, microhídrica o biomasa) como aquellas fuentes diferentes de las convencionales, lo que puede provocar que se intente lograr la meta del 10% de energías renovables en la matriz energética de muchos países, o incluso la superación de este porcentaje, únicamente a través de la construcción de megacentrales hidroeléctricas.

Segundo, porque es claro que en Brasilia se desperdilaron los compromisos nacionales para alcanzar la meta del 10%, fundiéndose en una meta común regional, lo que no garantiza el cumplimiento de la meta en cada país.

Si bien es cierto la Plataforma de Brasilia establece la necesidad de fomentar políticas públicas e intercambio de experiencias sobre nuevos marcos regulatorios, no establece un compromiso claro de legislar específicamente para promover el ingreso de las renovables en sus respectivas políticas energéticas.

Finalmente, aunque parte importante de las acciones establecidas en la Plataforma se orientan a lograr la concreción de fondos externos a la región para implementar las acciones acordadas, no es claro que estos fondos lleguen a concretarse sin que los países de la región presenten un programa de acción coherente y concreto. Desde nuestra perspectiva, esta es aún una tarea pendiente, que los gobiernos latinoamericanos deberán realizar antes de la Conferencia Internacional sobre Energías renovables, a realizarse en Bonn, Alemania, durante Junio de 2004.

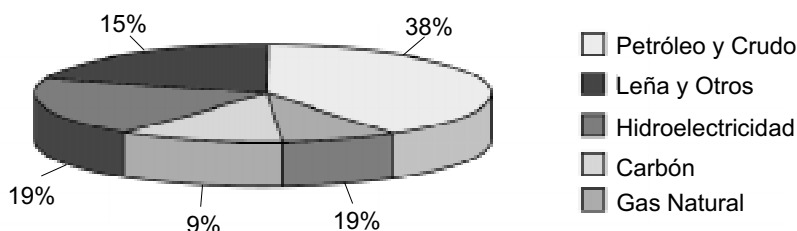
2. Fundamentos para un Proyecto de Ley de Promoción de las Energías Renovables

Roberto Román L.
Departamento de Ingeniería Mecánica
Universidad de Chile.

2.1 El sector energético en Chile: Antecedentes generales

En los últimos años, Chile ha basado su política energética en un sistema de mercado abierto y dependiente de los hidrocarburos y otros combustibles fósiles. Éstos aportan más del 66% a la energía primaria comercial del país, mientras que la hidroelectricidad aporta un 19%. La leña y otras fuentes, aportan con un 15%.

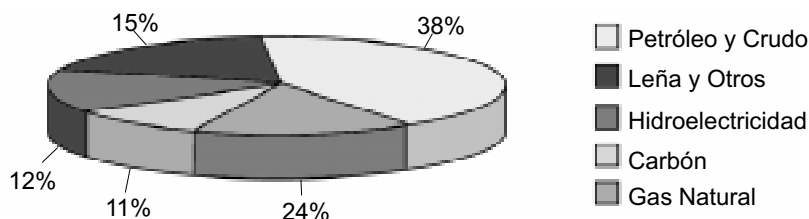
Figura 1
Consumo de Energía Primaria en Chile en el 2001



Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE), <http://www.cne.cl>

A nivel de energías secundarias (una vez que la energía primaria pasa por los centros de transformación), la dependencia hacia los combustibles fósiles es aún mayor. Un 73% del consumo de esta energía en Chile, corresponde a combustibles fósiles, como se desprende de la figura 2.

Figura 2
Consumo energía secundaria en Chile el 2001



Fuente: CNE, <http://www.cne.cl>

Como vemos, el 27% del consumo de energía secundaria a nivel país proviene de fuentes renovables (12% hidroelectricidad y 15% biomasa). Desde un punto de vista estrictamente ambiental, nuestra matriz energética es bastante «limpia», pues otro 24% de la energía secundaria proviene del gas natural, el menos sucio de los combustibles fósiles. En comparación con naciones desarrolladas, nuestras emisiones de CO₂ a partir de fuentes no renovables son relativamente bajas.

En cuanto al mercado energético en Chile, vemos que está constituido por los siguientes sectores:

- **Sector Industrial:** depende esencialmente de un abastecimiento eléctrico seguro y oportuno, además, hay subsectores que dependen de otros combustibles energéticos tales como los derivados del petróleo, gas natural o carbón.
- **Sector Comercial:** incluye el área de comercio y servicios. Su desarrollo depende fundamentalmente del buen abastecimiento en energía eléctrica.
- **Sector Transporte:** el consumo de energía primaria en transporte se reparte en forma más o menos equivalente entre el transporte comercial y particular. El primero depende sobre todo, del petróleo diesel y el segundo, de las gasolinas.
- **Sector Residencial:** es el vector y eje energético de la energía eléctrica, el cual también ocupa energía térmica (gas y leña) tanto para calefacción, higiene sanitaria y cocción de alimentos.

En lo referido a el abastecimiento de energía, existen dos vectores principales a nivel de usuarios finales:

- **Energía Eléctrica:** Abastecido por los Sistemas Interconectado Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC) que cubren más del 80% de la demanda total de energía eléctrica del país, la cual se genera principalmente con hidroelectricidad, gas natural y carbón.
- **Hidrocarburos:** Suministrados principalmente mediante petróleo diesel, gasolinas y en menor escala, gas natural. Los primeros son usados fundamentalmente en transporte mientras que el gas natural se destina para la generación de calor a nivel industrial, comercial y residencial.

A estos vectores, que tienen asociados sistemas de distribución bien establecidos, se suma la leña y otros recursos energéticos, los cuales constituyen cerca del 15% de la energía secundaria consumida en el país; pero su uso y cadenas de distribución está bastante menos estructurado.

En lo que se refiere al aspecto productivo, la energía eléctrica constituye un vector esencial. Cualquier problema de abastecimiento de esta energía tiene graves impactos en la producción. Además, el no disponer de electricidad limita en forma grave las posibilidades de desarrollo de una zona o sector. Por ello, conviene analizar en forma más acabada lo que sucede en este sector.

2.2 El sector eléctrico

El sistema de abastecimiento eléctrico en Chile consta de cuatro subsistemas: El Sistema Interconectado Norte Grande (SING); el Sistema Interconectado Central (SIC); Sistema Aysén y Sistema Magallanes.

El **SING** basa su mayor capacidad de generación en centrales térmicas de carbón y gas natural. Su orientación está íntimamente ligada a abastecer a los proyectos de la Minería de la I y II Región.

El proceso de expansión del SING se consolidó a fines de los '90, cuando varias centrales de ciclo combinado con gas natural comenzaron a competir con las centrales térmicas a carbón. A ello se sumó una línea de alta tensión desde Salta a Antofagasta y la construcción de dos gasoductos para abastecer las centrales de ciclo combinado.

Hoy día este sistema presenta una seria sobreoferta de capacidad instalada, dando lugar a importantes distorsiones. Adicionalmente, se han producido serias presiones para utilizar petcoke en las centrales térmicas convencionales, para bajar los costos de generación. Los operadores de estas centrales térmicas ven en esta opción la única alternativa para competir con las plantas de ciclo combinado a gas natural, independiente del impacto ambiental de tal solución.

Por su parte, el **SIC** cubre desde la III región hasta Chiloé y posee la mayor capacidad de generación y consumo a nivel nacional. Al igual que en el SING, la introducción del gas natural y el uso de centrales termoeléctricas de ciclo combinado cambiaron fuertemente este sistema en 1997.

Finalmente, en cuanto a los sistemas Aysén y Magallanes, vemos que éstos tienen una generación de energía mucho menor. Las características más importantes de estos sistemas se resumen en el Cuadro 4.

Cuadro 4
Características Principales Sistemas Eléctricos⁷

	Capacidad MW	Demanda Máxima MW	Generación GWh	Térmico GWh	Hidráulico GWh
SING	3.645,1	1.420,0	10.399,6	10.332,6	67,0
SIC	6.732,9	4.878,0	31.973,3	9.643,3	22.330,0
Aysen⁶	23,4	15,2	85,9	-	-
Magallanes⁷	64,5	35,1	176,5	176,5	-
Totales	10.465,9	6.348,3	42.635,3	-	-

Fuente: CNE, 2002

Otro análisis fundamental acerca del sector eléctrico se relaciona con su evolución. En el Cuadro 5 se muestran los datos de capacidad instalada y generación entre 1998 y 2002.

Cuadro 5
Capacidad y Generación SING y SIC

SISTEMA	AÑO	Instalada MW	Máxima MW	Bruta GWh
SING	1998	1.475,5	1.020,9	7.357,5
	1999	2.501,5	1.093,6	9.001,0
	2000	3.317,0	1.153,5	9.327,4
	2001	3.440,9	1.221,0	9.851,0
	2002	3.645,1	1.420,0	10.399,6
SIC	1998	6.274,5	3.991,4	25.658,2
	1999	6.681,9	4.185,5	26.920,2
	2000	6.646,3	4.516,0	29.576,8
	2001	6.572,7	4.694,0	30.765,0
	2002	6.732,9	4.878,0	31.971,3

Fuente: CNE, 2002

Como vemos, en el caso del SING la capacidad instalada creció de 1.475,5 MW a 3.645,1 MW (un aumento de 147%) mientras la generación aumentó un 41%. En el mismo período la capacidad instalada del SIC aumentó sólo en un 7,3% mientras que la generación aumentó en 24,6%. Esto da una tasa anual de aumento de generación de un 5,6%, cifra que prácticamente duplica el aumento anual del PIB en el mismo período.

Durante los últimos años, el consumo de energía primaria y el consumo eléctrico han aumentado a tasas mucho más rápidas que el PIB. Esto se explica por varios factores, entre los que destaca la masificación de procesos intensivos en el uso de energía eléctrica (en especial en minería, con técnicas de electro obtención de cobre); y la intensificación del uso en el sector comercial e industrial.

⁶ El sistema Aysén tiene una capacidad de generación de 8,5% en base a energía eólica a contar de fines de 2001.

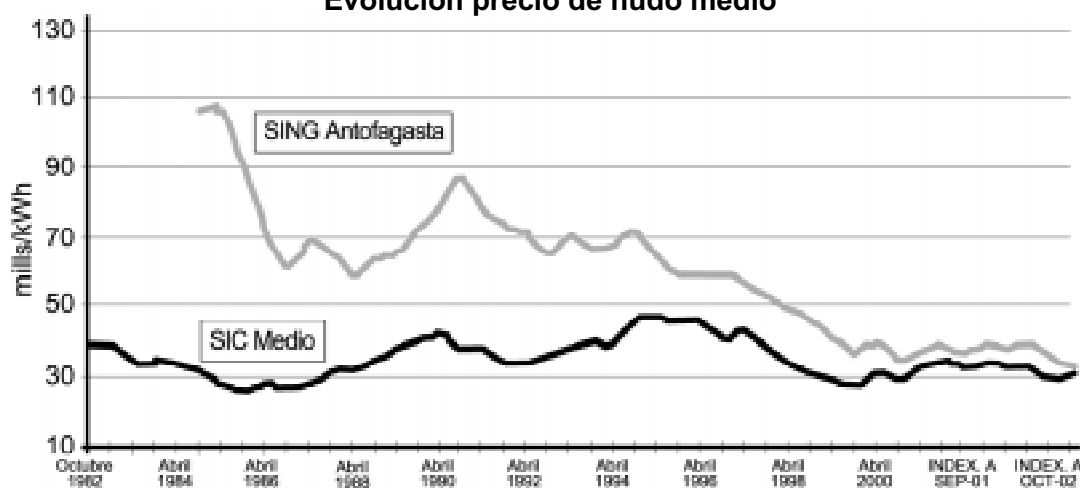
⁷ Este sistema tiene 3 subsistemas de 58,5; 4,2 y 1,8 MW y es 100% térmico.

También ha influido la introducción masiva del gas natural en la matriz eléctrica, debido a la reducción sistemática del precio de nudo. Este precio de nudo considera, en forma ponderada, tanto el costo de la **energía** como el costo de la **potencia**.

En el caso del SING, se ha producido una disminución sistemática del precio de unos 110 mills/kWh en 1985 a unos 35 en la actualidad, mientras que el SIC bajó de un promedio de 40 a 42 mills/kWh a unos 35 en la actualidad. Éste último alcanzó su precio máximo entre 1994 y 1996, llegando casi a los 50 mills/kWh.

Estos datos ilustran el fuerte impacto de la introducción de gas natural a la matriz energética. Una primera lectura de los datos puede inducir a pensar que este fenómeno es positivo, sin embargo, esta apreciación puede ser errónea. En los últimos años este bajo precio de nudo desincentivó a las compañías a invertir en generación eléctrica, ya que una reducción demasiado fuerte en la tarifa pagada al generador lo desincentiva a realizar nuevas inversiones. La evolución del precio de nudo entre 1982 y 2002 se presenta en la Figura 3.

Figura 3
Evolución precio de nudo medio



Fuente: CNE, 2002. Datos históricos Precio de Nudo, (precios promedio con factor de ponderación estándar)

2.2.1 Estructura Tarifaria Eléctrica:

El tema de la estructura tarifaria es fundamental para entender la necesidad de diversificar la matriz energética y avanzar hacia el fomento de las energías renovables.

En la energía eléctrica es preciso distinguir entre **energía** y **potencia**. En nuestro sistema se producen los mayores consumos en invierno -especialmente entre 18:00 y 23:00 horas, conocidas como "horas punta"-, pues se superpone el consumo doméstico con el consumo industrial. Sin embargo, en años recientes se ha producido un nuevo peak de consumo durante los meses de verano, el cual se atribuye al incremento en el uso de equipos de refrigeración y aire acondicionado.

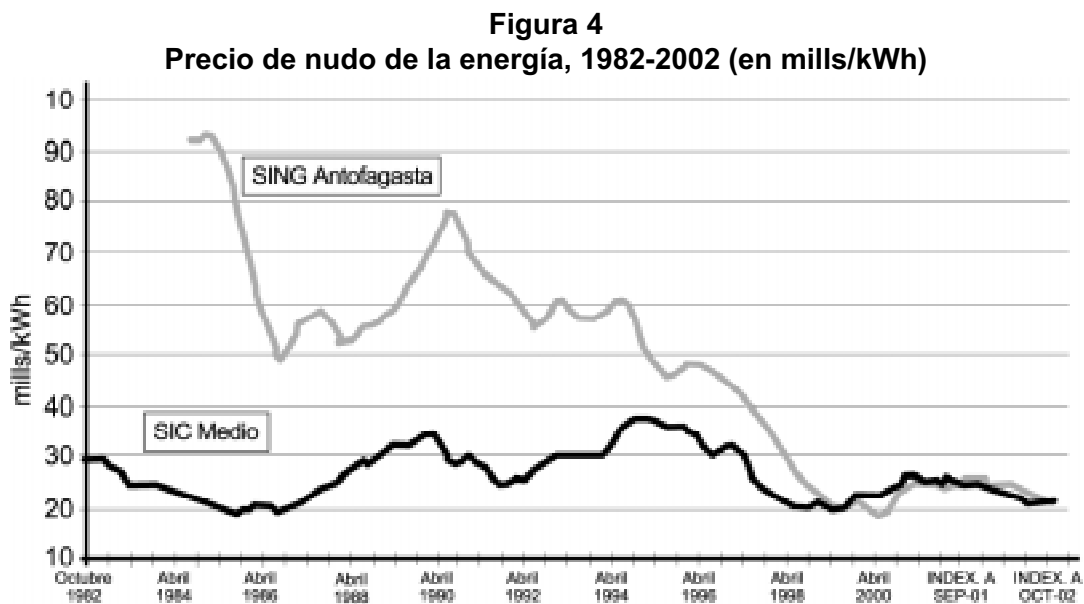
Los precios de nudo para la energía eléctrica se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un informe técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- La **energía generada** (\$/kWh). Es el llamado «precio de nudo de la energía» y se calcula según donde se inyecte la energía a la red. Depende fundamentalmente de las reservas hídricas que dispone el sistema.
- La **potencia en punta**. Este precio se calcula en base al costo marginal de producir 1 kW adicional de potencia disponible en horas de punta. Lo recaudado por este concepto se utiliza para que el sistema disponga de la capacidad de generación que se utiliza en horas punta y queda ociosa en horas fuera de este período.

Lo anterior da origen a los valores del **precio nudo de la energía** y al **precio de nudo de la potencia**. El sistema opera de tal forma que lo recaudado a través de las distribuidoras, por concepto de la **potencia** eléctrica demandada por sus clientes (industriales, comerciales y residenciales), se integra a un fondo que luego es distribuido a las generadoras que contribuyeron a cubrir la demanda de punta. Es decir, se genera un fondo para cubrir los costos de generación en horas de punta.

Los problemas de consumo en punta se producen desde mayo a septiembre; sin embargo, el cobro se aplica durante los 12 meses. Este fondo -que sirve para cubrir las necesidades de punta- significa un excedente importante sobre el precio nudo, que se reparte conforme a lo que cada empresa generó para cubrir la necesidad de punta.



Fuente: CNE, 2002. Datos históricos Precio de Nudo, (precios promedio con factor de ponderación estándar)

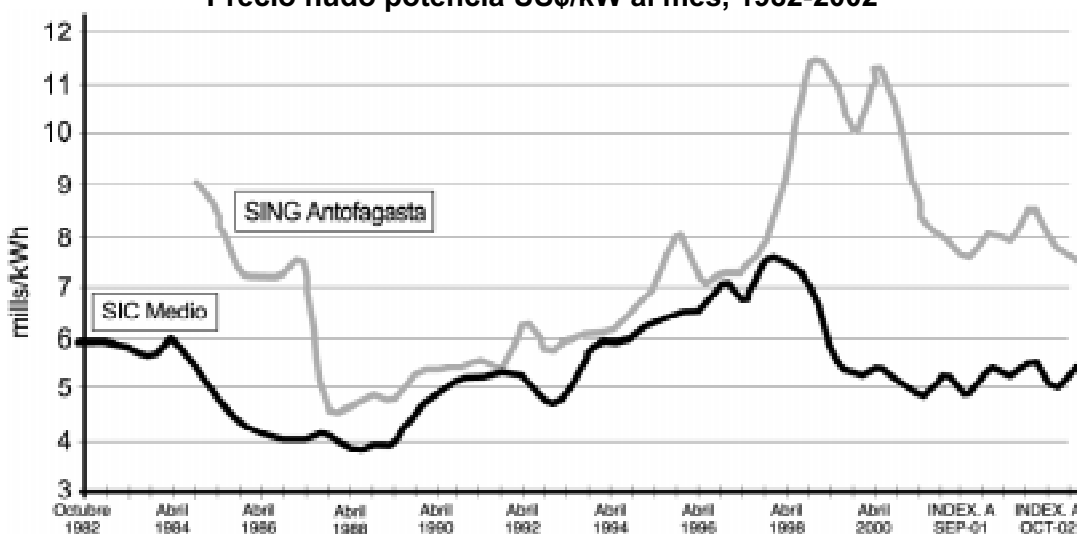
En cuanto al precio de nudo de la energía, éste fue de aproximadamente 22 mills/kWh en Octubre de 2002. Su máximo ocurrió en 1995 y alcanzó los 37 mills/kWh para el SIC y de 90 mills/kWh para el SING en 1985. Este precio, en la actualidad, es de US\$ 5,50 para el SIC y US\$ 7,50 para el SING por cada kW de demanda del sistema (\$3.900 y \$5.360 por kW. respectivamente cada mes).

Para una empresa cuyo consumo se mantiene las 24 horas del día (lo que ocurre rara vez), esto representa un incremento de US\$ 0,0077 por Kwh, mientras para aquellas que consumen sólo la mitad del día (lo cual es más frecuente), esto significa

que el recargo entre el precio de la energía básica al precio ponderado (energía más potencia) cercano al 50%. Para consumos únicamente en horas punta, el recargo es mucho mayor, sobre todo si se considera que el cobro se realiza durante los doce meses del año, aunque la demanda efectiva haya ocurrido sólo en algunos meses de invierno.

El sistema eléctrico, por lo tanto, valora que una unidad generadora esté disponible cuando se necesite y en particular, en horas punta.

Figura 5
Precio nudo potencia US\$/kW al mes, 1982-2002



Fuente: CNE, 2002. Datos históricos Precio de Nudo, (precios promedio con factor de ponderación estándar)

2.2.2 Subsidios al sistema eléctrico

Igual que otros sectores, el sector eléctrico cuenta con una serie de incentivos o subsidios. Uno de ellos es el recién mencionado: discriminar entre potencia de punta y energía consumida. A partir de ello, todos los usuarios pagan a este fondo, que sirve para mantener la capacidad de generar energía en horas de punta. Esto se extiende incluso al usuario doméstico, puesto que el sistema presume que su consumo residencial ocurrirá preferentemente en horas de punta, y ello se refleja en el precio que este sector paga por su energía.

Adicionalmente, existen otros dos subsidios a destacar. El primero es el **subsidio otorgado por el PER (Programa de Electrificación Rural)**. Este mecanismo está orientado a que el sector rural pueda tener extensión del tendido eléctrico; para ello el Estado subsidia directamente a la empresa que extiende el servicio, financiando gran parte del costo del proyecto. Con ello se obtiene el beneficio de llevar energía eléctrica a lugares y familias que no la tienen; pero el actual diseño de este sistema también supone un importante traspaso de recursos del sector público a las empresas privadas.

El segundo, más cuantioso aún, es el subsidio que se entrega en el trato tarifario a las importaciones de combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas natural) para la generación de energía eléctrica; los cuales están **eximidos del pago de aranceles**. Si se considera que las importaciones totales de combustibles fósiles exceden los US\$ 2.500 millones al año, este subsidio (indirecto) implica un beneficio del orden de US\$ 100 millones al año para las empresas involucradas. En el caso del gas natural, este beneficio significa entre US\$ 20 y US\$ 30 millones.

En resumen, tenemos un sistema eléctrico que incorpora una serie de incentivos diseñados para asegurar su estabilidad. Sin embargo, **tales mecanismos tienden a favorecer exclusivamente la**

generación por combustibles fósiles, la mayoría importados, en vez de apoyar opciones energéticas ambientalmente más amigables y de gran disponibilidad en el territorio nacional, como las fuentes renovables: geotérmica, eólica, solar, hidráulica y biomasa.

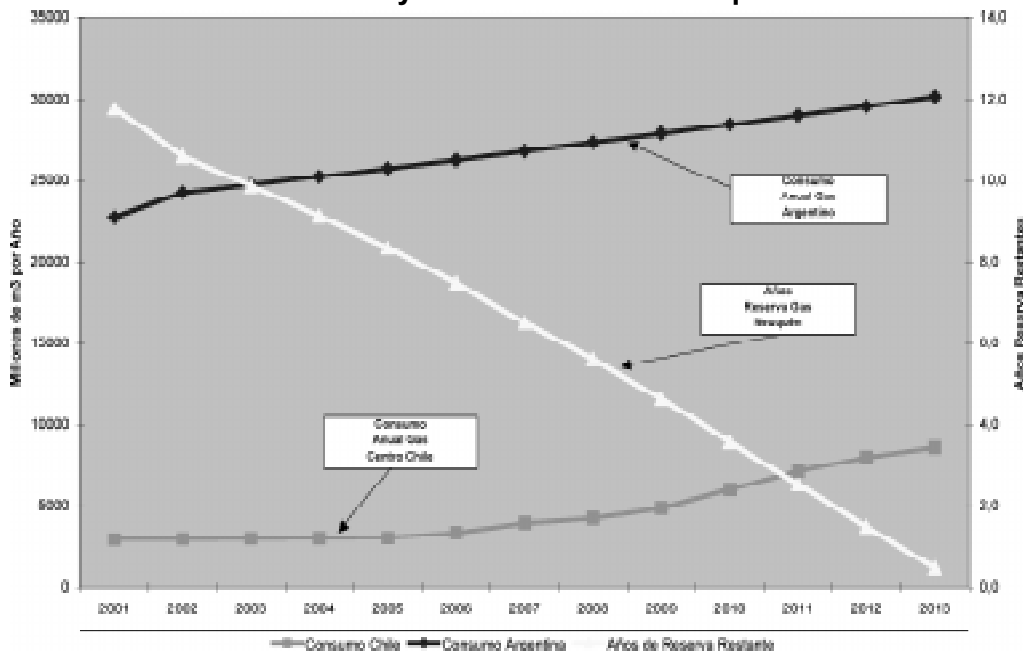
2.2.3 Vulnerabilidad del Sector Eléctrico:

Un análisis más detallado del sector eléctrico da cuenta de la gran vulnerabilidad del mismo debido a la fuerte demanda de energía y a la dependencia cada vez mayor de hidrocarburos, esencialmente gas natural. Hasta 1997, el abastecimiento eléctrico en Chile se basó en la hidroelectricidad, con un apoyo de centrales térmicas a carbón o petróleo pesado. A contar de ese año se incorporaron centrales termoeléctricas a gas natural en ciclo combinado. Dicha tecnología es muy competitiva, con costos de inversión modestos, rápida puesta en marcha y capacidad de generación flexible. Por ello, en sólo 5 años las centrales termoeléctricas en nuestro país han llegado a representar el 40% de la capacidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC) y las inversiones futuras muestran una intensificación mayor de esta tendencia.

La política energética impulsada por la Comisión Nacional de Energía contempla la ampliación de capacidad de transmisión eléctrica y la construcción de 11 centrales a gas de ciclo combinado, más una hidroeléctrica (Neltume, con una potencia de 400 MW) en el plan referencial de obras de la CNE 2003-2015⁸. Más del 60% de la generación termoeléctrica en el SIC se basa en gas natural. La expansión de la oferta de energía contemplada en el Plan de Obras de la CNE, también se basa en nuevas centrales termoeléctricas que operan con dicho combustible.

Nuestro abastecimiento de gas natural depende en casi un 100% de yacimientos argentinos. En el caso de la zona central, dependemos de dos gasoductos de la zona de Neuquén. Pero la cuenca de Neuquén es la cuenca gasífera con más años de explotación en Argentina y sus reservas son muy escasas, no superando los 12 a 14 años de vida útil. Una proyección realizada por Lahsen indica que es muy probable que el abastecimiento de esta cuenca entre en crisis entre el año 2007 y 2010.

Figura 6
Consumo y Reservas Gas de Neuquén⁹



⁸ Fuente: CNE: "Fijación de precios Nudo: Sistema interconectado Central (SIC). Informe Técnico definitivo". Abril de 2003

⁹ A.Lahsen, J. Rojas, R. Román: Proyección de abastecimiento Gas Natural para la Zona Central de Chile. Taller UE, 2003.

A la fecha, no se ha producido una situación energética crítica debido a la deprimida demanda interna de Argentina. Sin embargo, una reactivación económica que incremente los niveles de crecimiento en nuestro país y en Argentina motivaría que nuestro abastecimiento se tornara extremadamente vulnerable, ya que en el mejor de los casos, si se interconectan nuevas cuencas, éstas implicarán inversiones adicionales y, por consiguiente, el costo del gas natural subiría.

En el ámbito mundial, el precio y oportunidad de abastecimiento de los hidrocarburos está afectado por la concentración de los recursos y situaciones políticas que desencadenan un mercado de precios altos y volátiles. Las reservas mundiales de petróleo, además, están muy próximas a alcanzar un punto de producción declinante, que redundará en mercados cada vez más volátiles, precios en alza y, sobre todo, incertidumbre en la proyección de precios¹⁰.

Adicionalmente, como ya señalamos, nuestro sector eléctrico crece a tasas mayores que el PIB y su programa de expansión se apoya en el aumento de la capacidad de generación, en base a plantas termoeléctricas que operan a partir de gas natural -aunque el abastecimiento del mismo es incierto en el futuro próximo.

Por otra parte, la evolución de los precios nudo en virtud del bajo precio del gas natural, desincentivó la inversión en generación eléctrica con otras fuentes de energía más confiables y de abastecimiento seguro.

En síntesis, el sistema eléctrico, y en especial el SIC, está en una etapa muy vulnerable: por ello, cualquier incremento significativo en la demanda interna o cualquier alteración hidrológica, pueden evidenciar su incapacidad para afrontar la demanda.

2.3. Antecedentes internacionales relevantes para el problema energético nacional

Tal como hemos señalado, los planes de expansión del suministro eléctrico se basan fundamentalmente en la entrada en operación de nuevas centrales termoeléctricas a gas natural, que operan en ciclo abierto o ciclo combinado.

Pero el suministro de gas natural está sujeto a varios factores:

- **Precio internacional de hidrocarburos:** En el plazo mediano, el gas natural tiene un precio vinculado al mercado de otros hidrocarburos, en especial del petróleo.
- **Situación de demanda interna Argentina:** Una mayor demanda de gas natural en Argentina (producto de la reactivación económica interna) tenderá a provocar un aumento en los precios.
- **Nuevas opciones de venta:** Hasta hace poco, el gas natural tenía un mercado limitado, por lo que se podían extender las tuberías de gas. Hoy se han abierto nuevos mercados en base a su exportación, como GNL (gas natural licuado). Este sistema de exportación a temperaturas criogénicas será más común mientras mas aumente la incertidumbre del precio del petróleo y sus derivados. Entonces la consecuencia lógica será una tendencia al alza en los precios del gas natural.

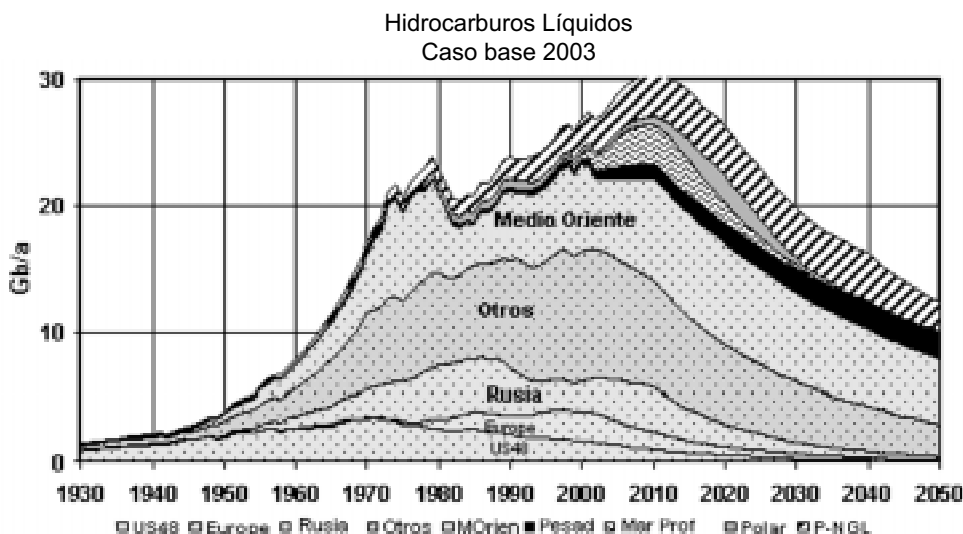
2.3.1 Precio internacional de hidrocarburos

La situación internacional, en cuanto a abastecimiento de hidrocarburos, está llegando a un punto que se tornará crítico en los próximos 5 a 10 años.

¹⁰ R.Román L: Análisis de abastecimiento de energía para Minera El Abra. Noviembre de 2001.

Ya en la década de los 70 se plantearon argumentos que preveían una declinación en la producción mundial de petróleo, entre 1985 y 1990. Estas predicciones se basaron en reconocidos modelos para prever la declinación de producción de recursos no renovables, en particular recursos minerales. Los trabajos originales fueron de Hubbert¹¹ y todos los análisis independientes actuales confirman, a grandes rasgos, las conclusiones más importantes de dichos estudios.

Figura 7: Producción Mundial de Hidrocarburos



Fuente: Newsletter N° 30, Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO), Junio 2003. www.peakoil.net

La producción mundial de petróleo alcanzó un primer peak a fines de los años '70 y luego declinó durante los '80, recuperando después su producción creciente. La razón de este declive radica en la implementación de técnicas más eficientes para el uso de energía y, sobre todo, la puesta en marcha de centrales que utilizan gas natural (en ciclo combinado). De esta manera, el petróleo -que era una importante fuente de energía para la generación eléctrica- ha sido desplazado por el gas natural. Se prevé que, a nivel mundial, la producción de petróleo comenzará a declinar entre el 2005 y el 2010; y que la producción **total** de hidrocarburos (incluyendo gas natural y otros recursos) seguirá misma tendencia hacia el 2015.

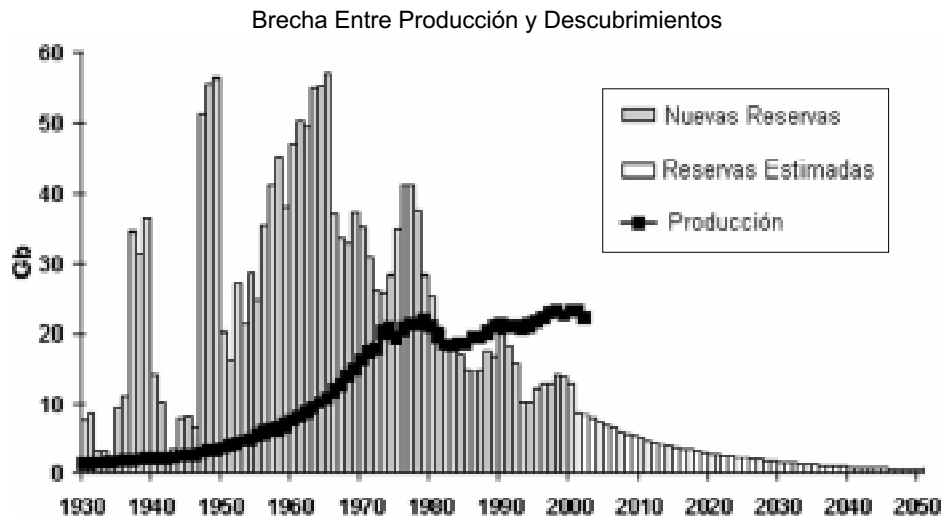
Un análisis más detallado de la producción petrolera muestra que en Estados Unidos el máximo productivo se produjo en 1970; en Europa, el año 2000; en Rusia, 1990; y en los demás países (con la excepción del Medio Oriente) está muy próxima la fase de producción decreciente. La situación a nivel mundial es tal, que la única zona capaz de resistir un aumento significativo de la producción es el Medio Oriente.

Podría pensarse que la falta de nuevos recursos se compensaría con un mayor esfuerzo en la exploración o a través de mejores técnicas para la recuperación de petróleo; sin embargo, esto no es así. Los datos demuestran que la producción sobrepasó los nuevos descubrimientos de hidrocarburos ya en 1980. Entre 1940 y 1980 los nuevos descubrimientos de petróleo siempre sobrepasaban la producción, pero desde hace 23 años la situación es otra. Literalmente, estamos funcionando a partir de las reservas acumuladas en el pasado. Dicho de otra manera, estamos "consumiendo la casa" (Figura 8).

¹¹ Ver <http://www.asponews.org> o bien <http://www.peakoil.net> donde existen extensas referencias sobre el tema.

Las investigaciones evidencian que los yacimientos reales por descubrir son marginales, pequeños y de elevados costos de producción. También demuestran que, en aproximadamente 60 años, la humanidad consumió casi la mitad de las reservas de petróleo del planeta, las cuales tardaron varios centenares de millones de años en acumularse.

Figura 8
Diferencia entre descubrimiento y reservas de hidrocarburos a nivel mundial



Fuente: Newsletter N° 30, Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO), Junio 2003. www.peakoil.net

La situación actual implica que en un plazo de 5 a 7, años la situación de la oferta de petróleo (e hidrocarburos) a nivel mundial se complicará notablemente. En dicha situación, pueden originarse dos escenarios distintos:

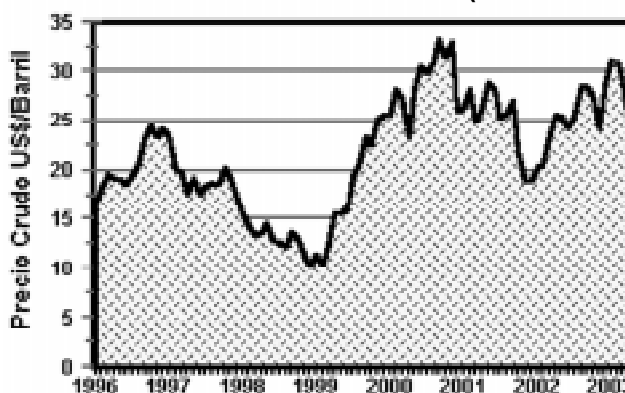
En el primer escenario, se puede lograr que la curva de declinación de producción de petróleo sea relativamente simétrica con el aumento de la misma (el pasado histórico). Para que esto ocurra se debe desplazar la utilización del petróleo (y otros hidrocarburos) reemplazándolos por nuevos energéticos. Esta situación generaría un escenario de precios crecientes, pero con una tendencia al alza relativamente suave.

El segundo escenario es que el consumo mundial se mantenga a niveles parecidos al actual o siga creciendo. En este caso la declinación de producción será mucho más rápida que lo que fue el aumento. Un escenario de este tipo implica fuerte inestabilidad en los precios y fuertes fluctuaciones con tendencias al alza si se siguen simplemente las tendencias actuales.

Un análisis de las actuales políticas energéticas dominantes indica que es mucho más probable el segundo escenario que el primero. Solamente los países de la Unión Europea tienen una actitud proactiva en torno al tema, buscando alternativas al esquema energético actual. Estados Unidos en cambio (principal consumidor de hidrocarburos) y otros países, actúan como si aun existieran enormes reservas.

En este contexto, resulta evidente que Estados Unidos invadió a Irak, principalmente, para asegurar su abastecimiento de petróleo. Sin embargo, ello no ha significado una baja en los precios del crudo, que hoy está en torno a los US\$ 28. Las tendencias indican que el precio no bajará. La **figura 9** muestra la tendencia de precios del petróleo en los últimos años.

Figura 9
Evolución de Precios del Petróleo (valores reales)



Fuente: Newsletter N° 30, Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO), Junio 2003. www.peakoil.net

En el **caso del gas natural**, fundamental para la generación eléctrica, también se produjeron fuertes alzas en los últimos meses. En Estados Unidos el gas natural rondaba los US \$2 por 1000 pies cúbicos hace 2 años, US \$3 el año pasado y hoy bordea los US \$6,5 por 1000 pies cúbicos. Esto significa un aumento que casi triplica los costos entre el año 2000 y 2003. Los analistas norteamericanos predicen valores un poco menores, en torno a los US \$4,50 para el 2009.

Las alzas en los precios del petróleo y del gas cambian fuertemente las condiciones de mercado. Con respecto al gas natural, los precios existentes en el pasado no hacían viables proyectos muy costosos, que implicaban la necesidad de transportar el gas sólo por gasoductos y no en forma de gas natural licuado.

Tal es el caso del proyecto de exportación de gas natural desde Bolivia hacia la costa Oeste de Estados Unidos, el cual implica transportar el gas unos 500 kilómetros (por gasoducto) a algún puerto; licuarlo a temperaturas criogénicas (-150°C); transportarlo en barcos especiales a Baja California, y allí gasificarlo para luego quemarlo en centrales de ciclo combinado del país del norte. Si la mayor demanda hace viable la inversión en proyectos más costosos, ello implica un cambio significativo del precio al que se transa el gas, y también un cambio en las oportunidades de venta del productor.

Sin embargo, este proyecto tiene pocas posibilidades de concretarse, debido a la negativa del pueblo boliviano a exportar el gas natural en las actuales condiciones, demandando –en cambio- la priorización de la producción de gas para el desarrollo energético e industrial nacional.

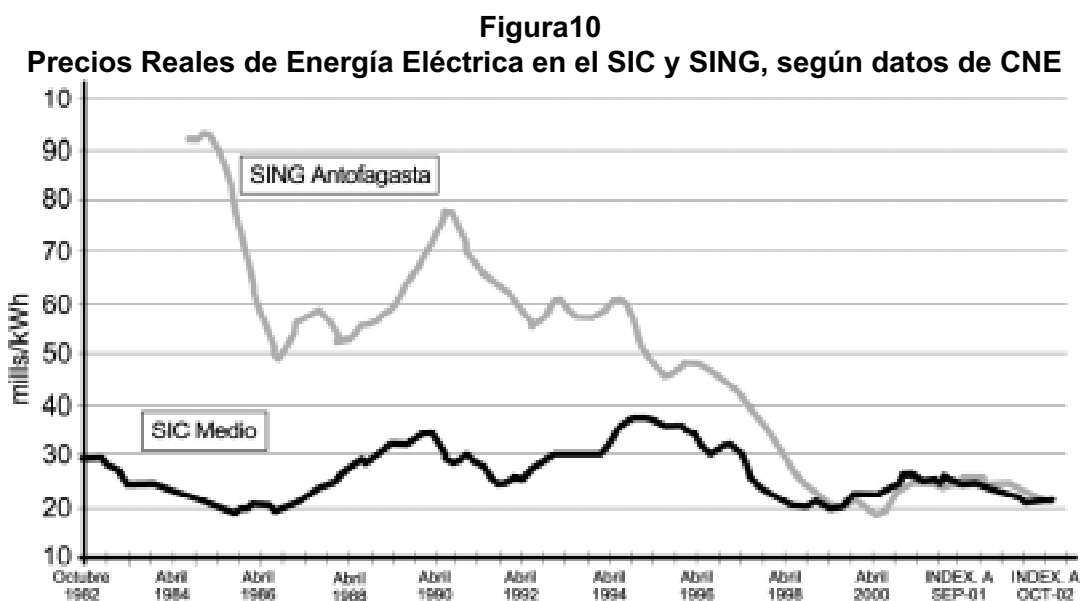
2.4 ¿Cómo superar la vulnerabilidad eléctrica?

El análisis anterior demuestra que el aumento de demanda de energía eléctrica en Chile no puede estar basado exclusivamente en el gas natural. Considerando que las reservas de la cuenca de Neuquén son limitadas y que entrarán en la fase de producción decreciente en un período no superior a los 5 años, basar la producción de energía eléctrica en el gas, suponiendo que este recurso es suficiente para abastecer la demanda, es una hipótesis sumamente arriesgada. Ello sin considerar que Argentina está entrando en un período de recuperación económica que ciertamente incrementará la demanda interna de gas.

También es claro que, necesariamente, los precios reales de la energía eléctrica tendrán que subir. Esto revertirá la tendencia a la baja en los precios reales de nudo observada desde 1996.

En efecto, para el SING el precio bajó de US\$ 0,05/kWh en 1996 a US\$ 0,022 en octubre de 2002. Para el SIC la caída fue de US\$ 0,038 en 1996 a US\$ 0,022/kWh en octubre de 2002. Si la capacidad de generación del sistema puede aportar en horas de punta, este precio aumenta en un 30 a 50% según el caso.

El análisis de abastecimiento de hidrocarburos demuestra que la situación de precios no se puede prolongar. Pero como hemos visto, el problema no es sólo de precios. En un plazo breve, es **muy** probable que se produzcan problemas de abastecimiento de gas natural.



Fuente: CNE, 2002

Si a ello sumamos una situación hidrológica incierta, es evidente que tenemos una bomba de tiempo en cuanto seguridad en el abastecimiento eléctrico. Esto es especialmente cierto para el **SIC**.

La fuerte penetración de la generación en base a gas natural ha generado una baja en los precios de la energía eléctrica, lo que ha desincentivado la inversión en el sector e impedido el desarrollo de sistemas de generación basados en otras tecnologías. En el presente, el gobierno pretende resolver la falta de inversión a través de cambios en el sistema tarifario. Sin embargo, el actual debate sobre la llamada Ley Corta es miope y reactivo, pues restringe la discusión y el análisis a la falta de inversión, ignorando los desafíos que requiere un sistema eléctrico estructuralmente vulnerable como el nuestro.

En este contexto, consideramos fundamental que el país enfrente adecuadamente la vulnerabilidad en el sector eléctrico y que realice una apertura a la innovación tecnológica, a la descentralización y la diversificación de los actores que participan de la producción y generación de energía. Por ende, los objetivos básicos de una política orientada hacia la seguridad y sustentabilidad energética son:

- **Diversificar** las fuentes de energía para la generación eléctrica promoviendo la utilización de la energía geotérmica, mini hidráulica, eólica, solar y otras de enorme potencial en nuestro territorio; y
- **Acelerar** esta diversificación para tener un abastecimiento más seguro.

Tenemos el profundo convencimiento que las señales de mercado son insuficientes como guías para enfrentar los problemas energéticos. Tal como lo ha hecho el país en otros sectores, es necesario crear verdaderos incentivos que permitan superar la curva de aprendizaje de tecnologías y promover la diversificación de actores.

2. 5 Marco conceptual para promover las Energías Renovables en Chile.

El desarrollo del país precisa disponer de fuentes de energía abundante, segura y a precios competitivos. Por ende, la promoción del uso de las energías renovables en Chile debe concordar con esta visión estratégica.

Si en la próxima década se desea tener un desarrollo vigoroso de la economía, es indispensable tener un planteamiento proactivo para asegurar un desarrollo equilibrado del sector energético que implica:

- **Diversificar las fuentes:** Aumentar la cantidad y la diversidad de las fuentes de energía primaria disponibles para el sector energético, asegurando un abastecimiento confiable y menos dependiente de los vaivenes internacionales.
- **Promover las energías renovables no convencionales:** Se hace necesario contar con una política activa de fomento al uso de energías renovables. Esto asegura tanto la sustentabilidad del sistema en el largo plazo, como la disminución de las emisiones de carbono a la atmósfera.
- **Iniciar una política activa de Ahorro Energético:** El uso eficiente de la energía es la forma más económica de ampliar la disponibilidad de la misma. Para este objetivo En esta línea, las técnicas posibles de implementar van desde el desfase temporal de consumos, hasta cogeneración y otros métodos más sofisticados.

Una política activa para la promoción de energías renovables debe tener un doble enfoque: diversificar el abastecimiento y optimizar el consumo. La política energética actual es más bien **pasiva** y **reactiva**, no tomando en cuenta la proyección de lo que ocurrirá en el sector energético y sólo reaccionando frente a las variables condiciones externas.

Adicionalmente, es necesario considerar que la firma e implementación de diversos Tratados de Libre Comercio, implican un claro desafío para la próxima década: convertirnos en un Estado más competitivo y disminuir la intensidad energética requerida por unidad de producto. Para lograr esto es indispensable implementar políticas tendientes a la eficiencia, el ahorro y la cogeneración, especialmente en el sector industrial.

Las tendencias del mercado no bastan para asegurar un desarrollo energético equilibrado. Si esperamos que las tecnologías estén lo suficientemente desarrolladas y maduras, se perderá el espacio de tiempo que pudo emplearse para avanzar en su desarrollo. Los países con políticas energéticas exitosas tienen políticas activas en esta dirección. Tal es el caso de Brasil, con una política de promoción del alcohol como sustituto de las gasolinas y la próxima implementación de una ley para la promoción de energías renovables. También países como España y Alemania, cuentan con políticas de promoción de estas fuentes energéticas.

No adoptar urgentes medidas para enfrentar el actual y futuro panorama energético, significará un enorme costo para nuestro desarrollo. En consecuencia, es vital iniciar una política pro-activa, que implicará costos moderados **ahora** e importantes ahorros en el mediano y largo plazo.

El sector energético más estratégico para comenzar estos procesos en nuestro país es, sin duda, el sector eléctrico. Por su calidad y alta energía, la electricidad es vital y se adapta con flexibilidad a todos los procesos productivos. La realidad demuestra que las reservas de la cuenca de Neuquén sólo subsistirán 10 años en los niveles de consumo actual. Si se proyecta un aumento anual de las reservas en un 5%, y un crecimiento del consumo (entre Chile y Argentina) de sólo 3% al año, la crisis de las reservas se hará patente en los próximos 7 a 10 años. Esto cambiará sólo si hay descubrimientos importantes de gas natural en los próximos 3 a 5 años, o bien si se importa gas desde las cuencas de Bolivia (zona de Santa Cruz); sin embargo, ambos escenarios son poco probables y no resuelven los problemas de la dependencia y vulnerabilidad en el sistema energético.

Por ello, es indispensable promulgar leyes de promoción de uso de energías renovables, para acelerar en Chile una transición desde los combustibles fósiles importados, hacia un uso más intensivo de las energías renovables disponibles en el país. El objetivo esencial de esta ley –además de la preservación del medio ambiente,- es disminuir nuestra vulnerabilidad en un sector estratégico. Dado que no es posible, ni conveniente, abarcar todos los sectores en un primer intento, se sugiere que esta Ley se aboque al sector eléctrico.

2.5.1 Fuentes energéticas renovables con mayor potencial y proyección en la generación eléctrica en el corto plazo

En el Sistema Interconectado Central (SIC) se cuentan la **geotermia**, la **energía eólica** y la **biomasa**. En el caso del SING, la **geotermia** y la **energía eólica**, y a mayor plazo, la **solar**. Todas estas fuentes son utilizadas en diversos países con tecnologías maduras y eficaces.

En Chile el potencial de generación eléctrica por **geotermia** excede los 8.000 MWe. Sólo en el SIC el potencial aprovechable en el corto y mediano plazo excede los 2.000 MWe. La geotermia además tiene la ventaja de generar energía las 24 horas del día.

Esta energía se trabaja con sistemas **modulares**. El aprovechamiento de un campo geotérmico puede iniciarse con una central pequeña (10 a 40 MWe), a la que luego se pueden agregar otros módulos en la medida que se aumenta la exploración y explotación del campo. Esto significa que las inversiones pueden ser escalonadas.

El principal inconveniente de la geotermia es el costo inicial que representa abrir un yacimiento. Si bien estudios en superficie pueden mostrar gran potencial, sólo se puede tener una prospección real del campo una vez realizados los primeros pozos. La inversión inicial puede ser del orden de US\$ 5 a US \$ 10 millones para un campo, lo cual es no despreciable.

En el caso de la energía **eólica**, existe muy buen potencial en el Norte de Chile (en especial la zona de Norte Grande), los valles transversales y el sector costero desde Concepción al Sur. Esta tecnología ha experimentado el mayor crecimiento en la última década a nivel mundial. De hecho, en Alemania se genera más energía eléctrica a partir de energía eólica, que el total de energía generada en el SIC en nuestro país. En Chile solamente existe un parque eólico en Aysén de 2 MWe (tres turbinas de 660 kW), un sistema muy exitoso, pero existe planificación para nuevos proyectos en el corto plazo.

Chile cuenta con privilegiadas condiciones para el aprovechamiento de la **energía solar**. En la zona norte, entre Arica (I región) y Coquimbo (IV región) las condiciones de pureza del cielo, el número de días despejados que en el interior supera los 300 días al año, y los índices de 75% de transparencia atmosférica media, no tienen equivalente en otras latitudes.

Se calcula un potencial de producción eléctrica de 20.000 MW en base a radiaciones estimadas de 4.500 a 3.700 Kilocalorías/m³/día entre las regiones I y VII respectivamente, en nuestro país. Sin embargo aunque geográficamente las condiciones son inmejorables para proyectos solares confiables y rentables, el costo del aprovechamiento de la energía solar es muy superior a otras fuentes no convencionales, lo que hace inviable su ingreso a la matriz, restringiendo su utilización a pequeños proyectos en zonas aisladas.

También es evidente la necesidad de ampliar el espacio para aumentar la utilización de **biomasa**. En la actualidad, esta última tecnología ya se usa, en especial combinándola con otros procesos industriales (por ejemplo, en el proceso de celulosa), pero una política más activa en su uso posibilitaría la rápida puesta en marcha de varias decenas de Megawatts adicionales de potencia eléctrica en otros

sectores como el de los rellenos sanitarios. Informes del PRIEN¹² indican un potencial superior a los 300 MWe solo a través del aprovechamiento de los desechos de plantaciones forestales.

El objetivo de una Ley para promover el uso de las energías renovables debe **facilitar** la entrada de estas nuevas fuentes de energía a la matriz de generación eléctrica en Chile. Para ello es fundamental remover las “barreras de entrada”.

2.5.2 Barreras de entrada que dificultan el acceso de nuevas tecnologías a la generación eléctrica

El sistema actual incentiva la producción de grandes bloques de energía y desincentiva la generación en escala más pequeña. Una de las características de las fuentes renovables es que son modulares, escalables y de potencia modular no muy elevada.

Existen numerosas barreras que dificultan la entrada de estas nuevas tecnologías, entre las que se cuentan:

- **Incertidumbre en cuanto a costos reales** de inversión y operación en el país, lo que se supera con la experiencia.
- **Precio de compra de la energía muy bajo**, que distorsiona la evolución del sistema como un todo integrado.
- **Falta de certeza de que la nueva energía generada pueda ser comprada por la red.**
- Dificultad de optar por fuentes menos conocidas frente a opciones de generación probadas y establecidas.

2.6 Mecanismos para una Ley de Promoción de las Energías Renovables.

Con el objetivo de remover las barreras antes mencionadas, y establecer mecanismos de incentivo para el rápido ingreso de las energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional, se propone:

- A. Asegurar la compra de la energía proveniente de las fuentes de energía renovable**, por medio de la obligación¹⁸ al CEDEC de comprar. La compra se realizaría de acuerdo a los precios convencionales del sistema. Así, para el CEDEC será indiferente comprar energía a un proveedor de fuentes renovables o convencionales.
- B. Promover el desarrollo de proyectos en base a fuentes renovables no convencionales premiando la energía eléctrica generada a partir de estas fuentes.** Ese premio puede concretarse a través de muchas formulas. Sin descartar otras, proponemos 2 modalidades:

La primera (A) corresponde a un incentivo a la inversión, la cual será de 50% de la inversión los 2 primeros años y de 25% en los años siguientes. Esta formula es semejante a otros incentivos actualmente vigentes en Chile.

La segunda o B) con un pago adicional al precio de nudo por kWh realmente generado y entregado a la red. Este adicional se paga a cada generadora en función de la energía realmente producida e inyectada a la red, y conforme a una tabla de incentivos por tipo de instalación. Esta fórmula se asemeja a los fondos de incentivo a las energías renovables, establecidos en algunos países europeos.

- C. Generar un Fondo Programado de Incentivo** para la promoción de las energías renovables que permita incentivar y acelerar la diversificación de la matriz eléctrica en el periodo establecido por la Ley.

¹² PRIEN: potencial biomasa, Congreso Energía 1993.

Este mecanismo consiste en la postulación de los proyectos energéticos basados en Energías Renovables No Convencionales a un fondo que se asigna a proyectos específicos. Una vez agotado el monto del fondo establecido para cada año, no se asignan incentivos a nuevos proyectos. Este sistema tiene la ventaja de que el monto de recursos comprometidos es conocido a priori, y por lo tanto su impacto en la tarifa también es conocido.

La administración y la asignación de proyectos a partir de este fondo debiera estar en manos de una comisión ad hoc, con participación de los actores involucrados en el sector (incluyendo representantes de la sociedad civil), encabezados por la **Comisión Nacional de Energía-CNE**, lo cual resulta vital para asignar los recursos en forma eficiente y de la manera más transparente posible.

En Chile existen varias formas de constituir fondos de promoción, y actualmente existen muchas iniciativas de este tipo tales como los fondos de producción limpia, de restauración de suelos, de forestación, de riego agrícola, etc. Chile tiene vasta experiencia y trayectoria en este modelo, por lo que podría recurrirse a esta forma. Por cierto, no es necesario cerrar el mecanismo de promoción a otras modalidades para dotar de recursos al fondo de esta Ley. En el marco de las restricciones fiscales expresadas por el ejecutivo, proponemos dos alternativas de recaudación:

- a) **Alimentar el Fondo mediante un arancel de 1% a la importación de combustibles fósiles destinados a la generación eléctrica.** Actualmente los hidrocarburos y carbón para generación eléctrica están exentos de arancel de importación, lo cual es un subsidio encubierto a las energías no renovables.

Este fondo -de acuerdo a las importaciones actuales de carbón y gas natural destinadas a la generación eléctrica (CNE 2002)- podría acumular un monto de 3 millones de dólares anuales en la actualidad, y de 7 millones de dólares anuales en el año 2010¹³. Este Fondo se distribuiría a los nuevos proyectos de ERNC seleccionados cada año. La duración del fondo no debe exceder el período en el cual se cumpla la meta de 10% de ERNC en la matriz energética nacional; o al menos debe ser revisado su focalización, pues a futuro las nuevas fuentes deben competir en igualdad de condiciones con las convencionales.

- b) **Alimentar el Fondo mediante un aporte del consumidor final de energía eléctrica.** Este aporte significaría un recargo de 1% sobre el valor neto de consumo de energía de la boleta o factura. En este caso el recargo se aplica al usuario final, sobre el valor neto del consumo de energía eléctrica. No se aplica ni a los cargos fijos ni a la demanda de potencia de la boleta o factura.

De acuerdo a la generación bruta actual (31.971GWh en el SIC y 10.399 GWh en el SING), el recargo de 1% constituiría un monto anual cercano a los 15 millones de dólares para el Fondo de Promoción de las Energías Renovables, si consideramos el valor kWh al precio que paga el consumidor final industrial. Si se calcula en base al precio que paga el consumidor residencial este monto sería superior.

Los fondos recaudados por concepto del arancel a los combustibles fósiles utilizados en el sector eléctrico, u obtenidos a través del mayor precio de la energía, se juntan en un fondo común y son repartidos a las generadoras, que tienen derecho al incentivo.

¹³ De acuerdo a las proyecciones de la CNE de importación de fósiles destinados a la generación de energía eléctrica

2.6 Modalidades de asignación del Fondo para la Promoción de las Energías Renovables

Aunque existen muchas modalidades para focalizar y asignar este tipo de fondos, hemos realizado un ejercicio con el objeto de visualizar el real impacto de una inversión pequeña; ya que las fuentes de financiamiento que explicamos anteriormente, aunque reorientan correctamente los costos desde las energías convencionales fósiles a las renovables, implican aportes modestos:

2.6.1 Fórmula A:

Los recursos del Fondo de Promoción se concentran en proyectos de generación eólica y pequeña hidráulica .

- **Escenario 1: Se invierte anualmente un fondo de 15 millones de dólares, para incentivar la inversión en proyectos de generación eólica e hidráulica . Los proyectos postulan al fondo y se bonifica el 50% de la inversión inicial de los proyectos seleccionados.**

Las bonificaciones se basan en valores convencionales del kw eólico e hidráulico y sus respectivas líneas de transmisión (ver cuadro 5). Estos valores son: costo unitario de generación de 1000 dólares americanos el kWe eólico, y de 600 dólares el kWe hídrico. Se contempla un costo unitario para líneas de conexión de 25.000 dólares el km lineal y adicionalmente 2 subestaciones por proyecto, a un costo unitario de 50.000 dólares cada una.

En base a estos cálculos y considerando un máximo de 100 km de líneas de conexión por proyecto, lograríamos en dos años instalar una potencia de 27.3 Mwe eólicos, o bien una potencia de 46 Mwe hidráulicos.

- **Escenario 2: Se invierte anualmente un fondo de 30 millones de dólares, para incentivar la inversión en proyectos de generación eólica e hidráulica . Los proyectos postulan al fondo y se bonifica el 50% de la inversión inicial de los proyectos seleccionados. La bonificación se basa en los mismos valores señalados en el párrafo anterior. Con este fondo se lograría instalar una potencia de 57.1 Mwe eólicos y 95 Mwe hidráulicos.**

Ambas alternativas implican un avance significativo de incorporación de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica. Particularmente en el caso eólico ambos escenarios permitirían aumentar en aproximadamente 14 y 30 veces respectivamente, el actual parque eólico, de poco mas de 2 Mwe.

Cuadro 6
Cálculo de Incentivos para la Promoción de Fuentes Renovables No Convencionales²⁰

<p>Desarrollo: Primeros 2 años : 50% de incentivo Años siguientes : 25% de incentivo</p>	<p>Costo unitario de la inversión: Eólica : 1000 US/kWe Hídrica : 600 US/kWe</p>
<p>Fondo de apoyo a inversión inicial: Escenario 1: \$ 15.000.000 US Escenario 2: \$ 30.000.000 US</p>	<p>Líneas de conexión : 25.000 US/km Subestaciones : 100.000 US</p>
<p>PRIMER ESCENARIO 15 M.M.US\$</p>	
<p>Caso eólico: Todo el fondo los 2 primeros años : \$ 30.000.000 Centrales a 100km de distancia : \$ 2.500.000 Subestaciones : \$ 200.000 Máquinas instaladas : \$ 27.300.000 Potencia posible de instalar : 27.3 MWe</p>	<p>Caso hidráulico: Todo el fondo los 2 primeros años : \$ 30.000.000 Centrales a 100km de distancia : \$ 2.500.000 Subestaciones : \$ 200.000 Máquinas instaladas : \$ 27.300.000 Potencia posible de instalar : 46 MWe</p>

¹⁴ Fuente: Alejandro Sáez, "Calculo de Rendimiento de un fondo limitado de Promoción de las Fuentes de Energía Renovable no Convencionales en base a costos convencionales de inversión ". Elaborado para el programa Chile Sustentable, Octubre 2003.

SEGUNDO ESCENARIO 30 M.M.US\$

Caso eólico:	Caso hidráulico:
Todo el fondo los 2 primeros años : \$ 60.000.000	Todo el fondo los 2 primeros años : \$ 60.000.000
Centrales a 100km de distancia : \$ 2.500.000	Centrales a 100km de distancia : \$ 2.500.000
Subestaciones : \$ 400.000	Subestaciones : \$ 400.000
Máquinas instaladas : \$ 57.100.000	Máquinas instaladas : \$ 57.100.000
Potencia posible de instalar : 57.1 MWe	Potencia posible de instalar : 95 MWe

2.6.2 Fórmula B:

Los recursos del Fondo de Promoción se utilizan en proyectos de generación eólica, pequeña hidráulica, biomasa, geotermia y solar.

Este Fondo de Promoción constituido por un monto anual semejante a la Formula A, se utiliza para **premiar la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables no convencionales, a través de un pago adicional al precio de nudo por kWh generado y entregado a la red.** Este adicional se paga a cada generadora en función de la energía realmente producida, conforme a una tabla de incentivos por tipo de instalación.

La modalidad de asignación de este Fondo es utilizado en algunos países europeos como Alemania y España con gran éxito, sin embargo su funcionamiento es mucho mas complejo que los fondos de incentivo que actualmente funcionan en el país. A través de esta modalidad la energía generada por instalaciones que funcionen en base a energías renovables no convencionales, recibirá un subsidio adicional al precio de energía nudo conforme a una escala de gradualidad decreciente en el tiempo, alcanzando un valor final el año 2020. El incentivo es mayor para aquellos proyectos que se inicien en forma temprana, y es cada vez menor para proyectos más tardíos

Cuadro 6
Remuneraciones Decrecientes

TIPO DE FUENTE	2003-2008	2009-2012	2013-2015	2016-2020
Micro hidráulica > 1 MW y ≤ 10 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Geotermia > 1 MW y ≤ 100 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Energía Solar > 1 MW y ≤ 20 MW	1,5 Veces precio nudo	1,2 Veces precio nudo	1,0 Veces precio nudo	0,6 Veces precio nudo
Energía Eólica > 1 MW ≤ 20 MW	1,5 Veces precio nudo	1,2 Veces precio nudo	1,0 Veces precio nudo	0,6 Veces precio nudo
Biomasa > 1MW y ≤ 20 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo

Así por ejemplo una instalación geotérmica de más de 20 MW que entra a operar el 2005 recibirá un adicional de 1 vez el precio nudo entre 2005 y 2008, de 0,8 veces el precio nudo entre 2009 y 2012; y así en forma decreciente hasta 0,2 veces el precio nudo desde el 2020 al 2023.

El incentivo es sólo en lo referente al precio de compra de la **energía**. Si la capacidad de las renovables tiene opción de abastecer en horas de punta, su evaluación se hace igual que para las centrales ya existentes; y por tanto también se adjudican el pago adicional por generar en punta.

Tomando en cuenta este factor, la tabla de incentivos reconoce y considera dos casos para establecer los montos del pago adicional:

- **Fuentes Renovables con Potencia a Firme: micro hidráulica, geotermia y biomasa.** Estas pueden obtener ingresos por venta de potencia en horas de punta.
- **Fuentes Renovables sin Potencia a Firme: energía solar y eólica:** es muy poco probable que puedan obtener ingresos por potencia. Por lo tanto, el incentivo inicial es mayor para sobrepasar la curva de aprendizaje.

En el siguiente cuadro se visualiza el mecanismo y la gradualidad de obtención de los incentivos:

Cuadro 7 Ejemplo de la aplicación de incentivos

Una central micro hidráulica de 2000 kW (2 MW) recibiría los siguientes ingresos:

- **Precio básico de la energía:** el precio nudo de US\$ 0,022 por cada Kwh. aportado al sistema.
- **Incentivo adicional por Ley:** una cantidad adicional de US\$ 0,022 por cada Kwh. aportado al sistema entre el 2003 y 2008; US\$ 0,0176/Kwh. entre el 2009 y 2012; US\$ 0,011/Kwh. del 2013 al 2015 y así sucesivamente hasta llegar a un incentivo adicional de 0,2 veces el precio de nudo del 2020 en adelante.
- **Ingreso adicional por potencia:** como la mini hidráulica está presente en horas de punta, recibiría el precio pagado por el sistema convencional a la potencia presente en punta igual que cualquier generadora.

En ambas formulas de asignación del Fondo de Promoción para las ERNC se fijó un mínimo y máximo de potencia, a los proyectos que concursan anualmente. Dado que se busca que esta nueva capacidad de generación alimente directamente los sistemas interconectados, **se fijó como potencia nominal mínima la de 1.000 kW** (mil kilowatts, equivalente a 1 Megawatt), por cuanto sistemas más pequeños podrían tener dificultades técnicas para acoplarse a sistemas de alta tensión.

Adicionalmente, cabe señalar que el mecanismo de un fondo tiene como ventaja adicional el que se trata de un monto pre-establecido anualmente, y al que se concursa. Por lo tanto, el costo es conocido y moderado, el sistema es transparente y permite claramente incentivar los proyectos iniciales.

2.7. Conclusiones

Los antecedentes presentados en este documento demuestran la necesidad de proceder en forma rápida para diversificar las fuentes y aumentar la seguridad de suministro de nuestro sistema eléctrico. Si no se realizan hoy acciones para mejorar la seguridad del abastecimiento, enfrentaremos en el corto plazo una aguda crisis de suministro en el sector eléctrico que tendrá un fuerte impacto en la economía nacional.

Para enfrentar esta situación es necesario actuar a la brevedad, generando un importante escenario de diversificación en los próximos 2 o 3 años y consolidando una matriz orientada hacia la seguridad y sustentabilidad energética, a más tardar hacia el 2010. Las crisis anteriores en los precios de los combustibles han ocurrido en ausencia de políticas y resguardos en Chile, generando fuertes impactos negativos para el desarrollo del país. La crisis que se avecina posee características de una magnitud que supera a las anteriores, por lo que las consecuencias serán todavía mayores.

Si se consideran los escenarios de mayor introducción de las energías renovables en los países de América Latina; su masificación en los países de la Unión Europea; y la disponibilidad de instrumentos y fondos de la cooperación internacional para esta transición energética, se hace evidente el imperativo de actuar ahora.

3. Proyecto de ley para la promoción de las energías renovables no convencionales.

Este capítulo contiene una propuesta de texto para la Ley de Promoción de la Energías Renovables No Convencionales, la cual tiene 2 versiones (articulado A y articulado B).

En lo referido a la aplicación de incentivos para acelerar el ingreso de las fuentes renovables de energía a la matriz eléctrica, el articulado A establece los procedimientos para aplicar un incentivo a la inversión inicial de los proyectos de generación eléctrica que se basen en fuentes renovables no convencionales. Esta fórmula es similar a los mecanismos de mayor utilización en nuestro país, tales como los incentivos al Riego Agrícola; a la Producción Limpia; a la Restauración de Suelos Degradados; a las Plantaciones Forestales, etc.

El articulado B establece los procedimientos para aplicar el incentivo al precio del kilowatt generado en base a las ERNC, y de acuerdo a la cantidad de energía realmente ingresada a la red eléctrica. Esta fórmula de aplicación de incentivo es más compleja: requiere un perfil institucional y un sistema de fiscalización más sofisticado. Por cierto, este mecanismo se ha utilizado exitosamente para incentivar el desarrollo de las ERNC en países de la Unión Europea.

Ambos sistemas de fomento contemplan tres etapas: inicio, periodo de aplicación y término. Cabe señalar que los montos de incentivo tienen una escala decreciente a lo largo de todo el período de aplicación, con el objetivo de premiar a quienes primero inician el desarrollo de este tipo de proyectos.

3.1 Articulo A

PROYECTO DE LEY DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

(Versión con incentivo a la inversión inicial de proyectos)

ARTICULO 1º- A: ÁMBITO DE APLICACIÓN

Esta ley regula la compra y pago, por parte de las empresas concesionarias de servicio público eléctrico, del suministro que efectúen a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, de electricidad que se produzca exclusivamente a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC). Para los efectos de la presente ley, éstas comprenden:

- a) **Minicentrales hidráulicas** productoras de energía eléctrica, con una potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a diez megawatts;
- b) **Concesiones de energía geotérmica**, con potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a cien megawatts;
- c) **Plantas de energía eólica** que tengan una o más turbinas en que la potencia nominal del conjunto sea superior a un megawatt e igual o inferior a veinte megawatts;
- d) **Centrales autoproductoras de energía eléctrica, que utilicen biomasa**, con una potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a veinte megawatts;
- e) **Plantas de energía solar** con potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a veinte megawatts.

ARTÍCULO 2º-A: OBLIGACIÓN DE ACEPTAR Y PAGAR

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) y los **operadores de las redes de transmisión y distribución, según corresponda, estarán obligados** a conectar al sistema eléctrico las instalaciones **generadoras de** electricidad definidas en el artículo 1º, y a determinar la adquisición preferente de toda la electricidad producida **por éstas**, si técnicamente cumplen con las normas de calidad que fija el sistema. Para estos fines, el **generador de electricidad en base a ERNC** deberá presentar los datos de la instalación a la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Esta obligación afectará al distribuidor cuya concesión esté más próxima a la instalación **generadora en base a ERNC**, y sea la más apropiada técnicamente, independientemente de la primacía de la primera fase, si es necesario ampliarla, siempre que los costos del abastecimiento eléctrico sean **iguales** a los demás productores conectados al Sistema. En todo caso, el CDEC deberá autorizar de inmediato el despacho a la red si así lo solicita el distribuidor.

Todo distribuidor, estará obligado a aceptar y pagar la cantidad de electricidad que haya asumido el CDEC, de acuerdo a lo expresado en el inciso 1º, salvo que en la instalación del **generador eléctrico en base a ERNC** no exista una línea de transmisión para su conexión al sistema.

La negativa a aceptar la electricidad **generada por** instalaciones de ERNC, obligará al distribuidor responsable del rechazo a la devolución de todos los incentivos directos o indirectos que haya recibido de acuerdo a la legislación vigente, en especial las exenciones de derechos de importación de combustibles fósiles, según determinación que hará breve y sumariamente el juez de letras de Santiago, el cual será competente para conocer de estos asuntos. Sólo será apelable la sentencia definitiva. Esta apelación se concederá en el sólo efecto devolutivo y gozará de preferencia para su vista y fallo.

La energía eléctrica **generada en base a ERNC**, entregada a la red se pagará conforme al precio de nudo, al igual que una instalación convencional.

ARTÍCULO 3º-A: INCENTIVOS

Con el objetivo de **acelerar el ingreso de las ERNC al sistema eléctrico y mejorar su confiabilidad, se bonificará** la energía eléctrica proveniente de las fuentes renovables no convencionales que regula esta ley, **a través de un incentivo a la inversión inicial de los proyectos de generación.** Este incentivo provendrá de un **Fondo para la Promoción de las ERNC** y bonificará la inversión inicial de los proyectos seleccionados, entre aquellos que postulen anualmente a dicho fondo.

Las bonificaciones tendrán como base los valores convencionales del kilowatt eólico e hidráulico y sus respectivas líneas de transmisión, los cuales serán establecidos en el reglamento y fijados por la autoridad de acuerdo al precio de mercado vigente, antes del llamado a cada concurso anual. El incentivo será decreciente en el tiempo, dentro de los límites de vigencia del Fondo y conforme a los términos que se indican en la siguiente tabla:

TIPO DE FUENTE	2003-2008	2009-2012	2013-2015	2016-2020	>2020
Micro hidráulica > 1 MW y ≤ 10 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Geotermia > 1 MW y ≤ 100 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Energía Eólica > 1 MW ≤ 20 MW	1,5 Veces precio nudo	1,2 Veces precio nudo	1,0 Veces precio nudo	0,6 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Biomasa > 1MW y ≤ 20 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Energía Solar > 1 MW y ≤ 20 MW	1,5 Veces precio nudo	1,2 Veces precio nudo	1,0 Veces precio nudo	0,6 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo

Los fondos necesarios para cubrir el incentivo precedentemente indicado podrán provenir:

- a) de lo que se recaude por concepto de un impuesto específico y extraordinario, con una duración exclusiva de veinte años contados desde la promulgación de esta ley, que recaerá sobre el consumo de energía eléctrica de los usuarios finales. El monto de este impuesto será del 1% del valor del consumo neto de energía. Este impuesto no gravará la demanda eléctrica de punta ni los cargos fijos del usuario;
- b) de lo que destine el gasto público anual a Programas de Innovación Tecnológica, Producción Limpia y Electrificación Rural.
- c) de lo que se recaude por concepto de un impuesto específico a la importación de combustibles fósiles para la generación eléctrica.
- d) de lo que se recaude por concepto de un impuesto específico al diesel.

El mencionado Fondo para la Promoción de las ERNC será administrado por la CNE y se distribuirá a los generadores mencionados en el Artículo 1º de esta Ley, los que serán beneficiados por la ley de acuerdo a la inversión inicial de los proyectos de generación eléctrica en base al uso de fuentes de ERNC.

ARTÍCULO 4º-A: PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DEL INCENTIVO A LA INVERSIÓN EN ERNC

Los **operadores de minicentrales** hidráulicas; los titulares de concesiones de energía geotérmica **que generen electricidad**; los dueños de plantas **generadoras de** energía eólica; los dueños de centrales autoproductoras que **generen energía en base a la utilización de** biomasa; y los dueños de plantas **generadoras** de energía basadas en fuentes renovables no convencionales, recibirán un pago conforme a lo dispuesto en el artículo 3º de esta ley, de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento que dictará el Presidente de la República para estos efectos.

Este reglamento deberá considerar que el rendimiento medio se calculará sobre la base de la potencia efectiva media anual. El cálculo del rendimiento referencial se efectuará previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Dicho reglamento deberá consignar que la potencia efectiva media anual en el caso de la energía eólica y de la energía solar, se calculará sobre la base de la suma de las potencias individuales de todas las unidades generadoras de energía eólica o solar, según sea el tamaño del proyecto. Asimismo, la potencia nominal de un campo eólico o solar se calculará conforme a la potencia media anual que efectivamente puede entregar a la red eléctrica.

ARTÍCULO 5º-A: COSTOS DE RED.

Para que la obligación establecida en el artículo 2º sea exigible, el operador de la instalación **generadora** de ERNC deberá asumir la totalidad de los costos necesarios de conexión de la instalación a la red al punto de conexión más conveniente desde un punto de vista técnico y económico.

La ejecución de la conexión debe contemplar las exigencias técnicas individuales que establezca el CDEC. El operador de la instalación **generadora de electricidad** puede encomendar la conexión al operador de red o a un profesional independiente.

Los costos necesarios de una ampliación de la red por la conexión de una nueva instalación para el abastecimiento público de electricidad son asumidos por el generador de ERNC que deba efectuar esa ampliación, debiendo informar a la CNE de las inversiones necesarias, indicando en detalle sus costos.

En caso de divergencias dirimirá una oficina de arbitraje que será constituida en la Comisión Nacional de Energía, en la que participarán los interesados, sin forma de juicio.

**ARTÍCULO 6°-A: PROCEDIMIENTO DE MEDICION DE
INGRESO DE LAS ERNC A LA RED VÁLIDO PARA TODO EL PAÍS.**

Los operadores de las redes de transmisión están obligados a registrar las cantidades de energía aceptadas de conformidad con el artículo 1°.

Los distribuidores deberán informar mensualmente a la CNE, acerca de la cantidad de energía **proveniente de generadoras en base a ERNC** que han adquirido el mes anterior en cumplimiento del artículo 2°. Asimismo, deberán establecer el porcentaje de esa cantidad de energía que han vendido a consumidores finales en forma directa o indirecta mediante redes posteriores.

El Centro de Despacho Económico de Carga está obligado a poner oportunamente a disposición de los otros operadores de red, los datos necesarios para los cálculos previstos en los artículos 2° y 3°. Cualquier distribuidor podrá exigir la certificación de esos datos a un auditor o revisor de libros nombrado conjuntamente. En caso de que no se llegue a acuerdo, resolverá el presidente de la oficina de arbitraje establecida en el artículo 9°.

ARTÍCULO 7°-A: VIGENCIA.

Esta ley se aplicará a los dueños o titulares de instalaciones **de generación eléctrica nuevas en base a** fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), a contar de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Para todos los efectos de esta ley, se considerará que las instalaciones puestas en funcionamiento antes de su entrada en vigor, han sido puestas en funcionamiento en esa fecha, siempre que cumplan la definición de «instalaciones reactivadas».

Para los efectos descritos en el artículo, se entenderá por instalaciones nuevas aquellas puestas en funcionamiento después de su entrada en vigencia.

Las instalaciones reactivadas se considerarán instalaciones nuevas si han sido modernizadas sustancialmente, es decir si los costos de la renovación se elevan por lo menos al cincuenta por ciento de las inversiones en una instalación nueva.

Las instalaciones antiguas son aquellas que han sido puestas en funcionamiento antes de la entrada en vigencia de la presente ley, y que no han sido reactivadas en los términos descritos en el inciso precedente.

3.2 Articulado B

PROYECTO DE LEY DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES. (Versión con incentivo a la energía ingresada a la red eléctrica)

ARTICULO 1º-B: ÁMBITO DE APLICACIÓN

Esta ley regula la compra y pago, por parte de las empresas concesionarias de servicio público eléctrico, del suministro que efectúen a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, de electricidad que se produzca exclusivamente a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC). Para los efectos de la presente ley, estas comprenden:

- f) **Minicentrales hidráulicas** productoras de energía eléctrica, con una potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a diez megawatts;
- g) **Concesiones de energía geotérmica**, con potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a cien megawatts;
- h) **Plantas de energía eólica** que tengan una o más turbinas en que la potencia nominal del conjunto sea superior a un megawatt e igual o inferior a veinte megawatts;
- i) **Centrales autoproductoras de energía eléctrica, que utilicen biomasa**, con una potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a veinte megawatts;
- j) **Plantas de energía solar** con potencia instalada superior a un megawatt e igual o inferior a veinte megawatts.

ARTÍCULO 2º-B: OBLIGACIÓN DE ACEPTAR Y PAGAR

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) y los **operadores de las redes de transmisión y distribución, según corresponda, estarán obligados** a conectar al sistema eléctrico las instalaciones **generadoras de** electricidad definidas en el artículo 1º, y a determinar la adquisición preferente de toda la electricidad producida **por estas**, si técnicamente cumplen con las normas de calidad que fija el sistema. Para estos fines, el **generador de electricidad en base a ERNC** deberá presentar los datos de la instalación a la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Esta obligación afectará al distribuidor cuya concesión esté más próxima a la instalación **generadora en base a ERNC**, y sea la más apropiada técnicamente, independientemente de la primacía de la primera fase, si es necesario ampliarla, siempre que los costos del abastecimiento eléctrico sean **iguales** a los demás productores conectados al Sistema. En todo caso, el CDEC deberá autorizar de inmediato el despacho a la red si así lo solicita el distribuidor.

Todo distribuidor, estará obligado a aceptar y pagar la cantidad de electricidad que haya asumido el CDEC, de acuerdo a lo expresado en el inciso 1º, salvo que en la instalación del **generador eléctrico en base a ERNC** no exista una línea de transmisión para su conexión al sistema.

La negativa a aceptar la electricidad **generada por** instalaciones de ERNC, obligará al distribuidor responsable del rechazo a la devolución de todos los incentivos directos o indirectos que haya recibido de acuerdo a la legislación vigente, en especial las exenciones de derechos de importación de

combustibles fósiles, según determinación que hará breve y sumariamente el juez de letras de Santiago, el cual será competente para conocer de estos asuntos. Sólo será apelable la sentencia definitiva. Esta apelación se concederá en el sólo efecto devolutivo y gozará de preferencia para su vista y fallo.

La energía eléctrica **generada en base a ERNC**, entregada a la red se pagará conforme al precio de nudo, al igual que una instalación convencional.

ARTÍCULO 3º-B: INCENTIVOS

Con el objetivo de **acelerar el ingreso de las ERNC al sistema eléctrico y mejorar su confiabilidad**, se **bonificara** la energía eléctrica proveniente de las fuentes ERNC que regula esta ley, a través de un incentivo adicional al precio de la energía de nudo. Este incentivo provendrá de un fondo público para la **Promoción de las ERNC** y su monto dependerá del tipo de instalación generadora y su potencia.

Los montos del incentivo se expresan como fracciones de la energía del precio de nudo por kWh. Así, la energía eléctrica proveniente de instalaciones que se enmarquen dentro de la presente ley recibirá el precio de nudo como base por kWh, **y adicionalmente** un incentivo, el cual dependerá del tipo de instalación y será decreciente en el tiempo, dentro de los límites de vigencia y conforme a los términos que se indican en la siguiente tabla:

Valor Incentivo ERNC

Tipo de Fuente	2003-2005	2006-2010	2011-2020
Microcentrales hidráulicas > 1 MW y ≤ 10 MW	Bonifica 50% de la inversión	Bonifica 25% de la inversión	Bonifica 19 % de la inversión
Concesiones energía geotérmica > 1 MW y ≤ 100 MW	Bonifica 50% de la inversión	Bonifica 25% de la inversión	Bonifica 19% de la inversión
Plantas energía eólica >1 MW ≤ 20 MW	Bonifica 50% de la inversión	Bonifica 25% de la inversión	Bonifica 19% de la inversión
Centrales autoproductoras(Biomasa) > 1 MW y ≤ 20 MW	Bonifica 50% de la inversión	Bonifica 25% de la inversión	Bonifica 19% de la inversión
Plantas energía solar > 1 MW y ≤ 20 MW	Bonifica 50% de la inversión	Bonifica 25% de la inversión	Bonifica 19% de la inversión

Los fondos necesarios para cubrir el incentivo precedentemente indicado provendrán de lo que se recaude por concepto de un impuesto específico y extraordinario, de una duración exclusiva de veinte años contados desde la promulgación de esta ley, que recaerá sobre el consumo de energía eléctrica de los usuarios finales. El monto de este impuesto será del 1% del valor del consumo neto de energía. Este impuesto no gravará la demanda eléctrica de punta ni los cargos fijos del usuario.

El mencionado Fondo para la Promoción de las ERNC será administrado por la CNE y se distribuirá a los generadores mencionados en el Artículo 1º de esta Ley, los que serán beneficiados por la ley de acuerdo a la energía que ingresen efectivamente al sistema.

ARTÍCULO 4º-B: MICROCENTRALES HIDRÁULICAS.

Los **operadores de minicentrales** hidráulicas recibirán un pago por kWh conforme a lo dispuesto en el artículo 3º de esta ley y de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento que para estos efectos dictará el Presidente de la República. En este reglamento deberá considerarse que el rendimiento medio se calculará sobre la base de la potencia efectiva media anual.

ARTÍCULO 5°-B: CONCESIONES DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.

Los titulares de concesiones de energía geotérmica **que generen electricidad en base a estas**, recibirán un pago por kWh conforme a lo dispuesto en el artículo 3° de esta ley y de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento que para estos efectos dictará el Presidente de la República. En dicho reglamento deberá considerarse que el rendimiento se calculará considerando la media anual de la potencia eléctrica efectiva en los diferentes meses.

Asimismo, la potencia efectiva media anual se calculará sobre la base de la suma de las potencias individuales de todas las unidades generadoras provenientes de una misma concesión de energía geotérmica.

ARTÍCULO 6° B: PLANTAS DE ENERGÍA EÓLICA.

Los dueños de plantas **generadoras de** energía eólica recibirán un pago por kWh conforme a lo dispuesto en el artículo 3° de esta ley y de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento que para estos efectos dictará el Presidente de la República. Al respecto, el cálculo del rendimiento referencial se efectuará previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

En dicho reglamento deberá considerarse que la potencia efectiva media anual se calculará sobre la base de la suma de las potencias individuales de todas las unidades generadoras de energía eólica. Asimismo, la potencia nominal de un campo eólico se calculará conforme a la potencia media anual que efectivamente puede alimentar a la red.

ARTÍCULO 7°- B: CENTRALES AUTOPRODUCTORAS QUE UTILICEN BIOMASA.

Los dueños de centrales autoproductoras que **generen energía en base a la utilización de** biomasa recibirán un pago por kWh conforme a lo dispuesto en el artículo 3° de esta ley y de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento que para estos efectos dictará el Presidente de la República. En este reglamento deberá considerarse que el rendimiento se calculará considerando la media anual de la potencia efectiva eléctrica media medida en los diferentes meses.

ARTÍCULO 8°-B: PLANTAS DE ENERGÍA SOLAR

Los dueños de plantas **generadoras** de energía solar recibirán un pago por kWh conforme a lo dispuesto en el artículo 3° de esta ley y de acuerdo al procedimiento establecido en el reglamento que para estos efectos dictará el Presidente de la República. Al respecto, el cálculo del rendimiento referencial se efectuará previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

En dicho reglamento deberá considerarse que la potencia efectiva media anual se calculará sobre la base de la suma de las potencias individuales de todas las unidades generadoras de energía solar. Asimismo, la potencia nominal de un campo solar se calculará conforme a la potencia media anual que efectivamente puede alimentar a la red.

ARTÍCULO 9°-B: COSTOS DE RED.

Para que la obligación establecida en el artículo 2° sea exigible, el operador de la instalación **generadora** de ERNC deberá asumir la totalidad de los costos necesarios de conexión de la instalación a la red al punto de conexión más conveniente desde un punto de vista técnico y económico.

La ejecución de la conexión debe contemplar las exigencias técnicas individuales que establezca el CDEC. El operador de la instalación **generadora de electricidad** puede encomendar la conexión al operador de red o a un profesional independiente.

Los costos necesarios de una ampliación de la red por la conexión de una nueva instalación para el abastecimiento público de electricidad son asumidos por el generador de ERNC que deba efectuar esa ampliación, debiendo informar a la CNE de las inversiones necesarias, indicando en detalle sus costos.

En caso de divergencias dirimirá una oficina de arbitraje que será constituida en la Comisión Nacional de Energía, en la que participarán los interesados, sin forma de juicio.

ARTÍCULO 10°-B: PROCEDIMIENTO DE COMPENSACIÓN VÁLIDO PARA TODO EL PAÍS.

Los operadores de las redes de transmisión están obligados a registrar las cantidades de energía aceptadas de conformidad con el artículo 1°. Este registro servirá de base para establecer el pago del incentivo adicional a la energía establecido en el Artículo 3°.

Los distribuidores deberán informar mensualmente a la CNE, acerca de la cantidad de energía **proveniente de generadoras en base a ERNC** que han adquirido el mes anterior en cumplimiento del artículo 2°. Asimismo, deberán establecer el porcentaje de esa cantidad de energía que han vendido a consumidores finales en forma directa o indirecta mediante redes posteriores.

Se efectuarán pagos mensuales del fondo de incentivo considerando las cantidades y remuneraciones compensatorias previstas.

El Centro de Despacho Económico de Carga está obligado a poner oportunamente a disposición de los otros operadores de red los datos necesarios para los cálculos previstos en los artículos 2° y 3°. Cualquier distribuidor podrá exigir la certificación de esos datos a un auditor o revisor de libros nombrado conjuntamente. En caso de que no se llegue a acuerdo, resolverá el presidente de la oficina de arbitraje establecida en el artículo 9°.

ARTÍCULO 11°-B: DISPOSICIONES CONJUNTAS.

En caso de que la electricidad producida en varias instalaciones se calcule con un solo dispositivo medidor, las diferentes remuneraciones se realizarán considerando la máxima potencia efectiva de cada una de las instalaciones.

Tratándose de electricidad producida en diferentes instalaciones de energía eólica o solar, se tomarán para su cálculo los valores acumulados de estas instalaciones.

ARTÍCULO 12°-B: VIGENCIA.

Esta ley se aplicará a los dueños o titulares de instalaciones **de generación eléctrica nuevas en base a** fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), a contar de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Para todos los efectos de esta ley se considerará que las instalaciones puestas en funcionamiento antes de su entrada en vigor, han sido puestas en funcionamiento en esa fecha, siempre que cumplan la definición de «instalaciones reactivadas».

Para los efectos descritos en el artículo, se entenderá por instalaciones nuevas aquellas puestas en funcionamiento después de su entrada en vigencia.

Las instalaciones reactivadas se considerarán instalaciones nuevas si han sido modernizadas sustancialmente, es decir si los costos de la renovación se elevan por lo menos al cincuenta por ciento de las inversiones en una instalación nueva.

Las instalaciones antiguas son aquellas que han sido puestas en funcionamiento antes de la entrada en vigencia de la presente ley, y que no han sido reactivadas en los términos descritos en el inciso precedente.

4. Mecanismos de promoción de las energías renovables y remoción de barreras para su desarrollo, ingresados a la Ley General de Servicios Eléctricos a través de indicaciones a la Ley Corta.

Tal como se esbozaba en el capítulo 1, además de la propuesta de texto Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables No Convencionales, el programa Chile Sustentable trabajó con un conjunto de parlamentarios para lograr introducir algunos de los mecanismos propuestos **en el trámite legislativo del “Proyecto de Ley que Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos”**, popularmente conocida como «Ley Corta».

En este capítulo presentamos el texto de las indicaciones hechas al Proyecto de Ley que Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos, en su trámite legislativo, y destacamos aquellas que fueron incluidas en la Ley Corta aprobada por la Cámara de Diputados, en octubre de 2003, y posteriormente despachada al Senado.

En síntesis, el gran logro de estas indicaciones, es que permitieron introducir en la Ley Eléctrica -en los Artículos 71-6, párrafo 4; y en el Artículo 71-6, párrafo 1, respectivamente- mecanismos para la superación de barreras de ingreso de las ERNC a la red. Tales son la libertad de acceso a la red y el pago equitativo de la energía.

Aunque no se logró establecer con claridad mecanismos de incentivo asociados al Fondo de Promoción recomendado por el Proyecto de Ley para la Promoción de ERNC - puesto que ello es prerrogativa del Poder Ejecutivo, no del Legislativo—, sí se estableció en el numeral 12, artículo 4º, párrafo 2; **un estímulo económico específico para las generadoras en base a energías renovables no convencionales**: la liberación del pago de peaje de transmisión para aquellos proyectos de una potencia menor 9 megawatts y que no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico.

Finalmente, dentro del mismo Artículo 4, al mencionar a las beneficiarias de este incentivo, se introduce una definición de las energías renovables no convencionales, inaugurando su ingreso al marco de la legislación energética nacional.

A continuación se presentan las indicaciones propuestas y su inclusión en la Ley Corta.

4.1. Libertad de acceso a la Red:

La indicación propuesta señalaba: *“Se asegurará la Inyección libre de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la red, sin necesidad de pedir permiso a las trasmisoras, a las distribuidoras o al CDEC”.*

La incorporación de esta indicación a la Ley Corta se realizó con otro lenguaje, en el artículo 71-6, del Título III, nuevo: “De los sistemas de transporte de Energía Eléctrica”, en cuyo párrafo 4, señala: **“Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo, no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada”.**

4.2. Pago Equitativo:

La indicación propuesta señalaba: “Se asegurará que el pago por kilowatt generado a partir de fuentes renovables, inyectado a la red, recibirá el mismo valor precio nudo que reciben las fuentes convencionales de las generadoras miembros del CDEC; es decir, el precio SPOT del kilowatt en el momento que es inyectado a la red.”

La incorporación de esta indicación a la Ley Corta se realizó en el artículo 71-6, del Título III, nuevo: “De los sistemas de transporte de Energía Eléctrica”, en el párrafo 1, que señala:

“Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema a de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título”.

También se garantiza un procedimiento equitativo de fijación de precios en el numeral 12, artículo 4º del Título III, nuevo: “De los sistemas de transporte de Energía Eléctrica”, párrafo 2, que señala:

“Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacúe al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a las instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.”

4.3. Mecanismos de Promoción:

La indicación propuesta consta de dos partes:

(A) Agregar en el artículo 91: “Se exime del pago de peaje a las generadoras de energías renovables no convencionales que tengan una potencia menor a 9 megawatts.”

La incorporación de esta indicación a la Ley Corta se realiza dentro del artículo 71-7, del Título III, nuevo: “De los sistemas de transporte de Energía Eléctrica”, que en el párrafo 2, señala:

“Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundamentalmente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, están liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal. Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforma a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico respectivo”.

(B) Agregar en el artículo 120-6, del Capítulo III, Artículo 2º, el siguiente párrafo: “Para el cálculo del costo incremental de desarrollo de generación y transmisión, se podrán considerar alternativas tecnológicas como las ERNC con el fin de mejorar la confiabilidad, reducir la vulnerabilidad del suministro, avanzar en objetivos de producción limpia y para facilitar el cumplimiento de los convenios ambientales internacionales”

Esta última indicación **no fue incorporada en el Congreso** pues de acuerdo al sistema vigente las Ejecutivo, es decir del presidente de la Republica.

4.4 Definiciones:

La propuesta señalaba que se agregará en el ex Artículo 3 (que pasa a ser Artículo 4 con la modificación legal) sobre adecuaciones al DFL N°1 de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en el numeral N° 20 (que pasa a ser N° 25 con la modificación legal), a continuación de literal y), el siguiente literal nuevo:

“z) Energías Renovables No Convencionales: denominación de las energías generadas a partir de recursos naturales renovables, tales como las fuentes geotérmicas, eólicas, solares, biomasa, mareomotriz y pequeñas cuencas hidrográficas”.

Esta indicación no fue incorporada en el artículo 4, numeral 25, sobre definiciones. Sin embargo, la la definición de fuentes renovables no convencionales se incluye dentro del artículo artículo 17-7 (Título III), párrafo 2, no como concepto aparte, sino como sector sujeto a discriminación positiva en torno a la liberación del pago de peaje de transmisión:

“Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundamentalmente por la Comisión cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, están liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal.”.

5. Modificaciones preliminares al Programa de Obras de la CNE- 2005- 2015, con incorporación de nuevas fuentes renovables.

La Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE), dependiente del Ministerio de Economía, es la encargada de elaborar el programa de obras de generación y transmisión de energía de acuerdo a lo establecido en los Artículos N° 99 del DFL N° 1 (1982) y N° 272 del Decreto 327 (1999). Este Plan de Obras incluye las obras en construcción y las obras planificadas, tanto por el sector público como por el privado, para ingresar al sistema eléctrico en el futuro.

Durante las últimas décadas, con posterioridad a la privatización del sector eléctrico y la transnacionalización del mismo, el Plan de Obras ha quedado reducido a una presentación del listado de proyectos prioritarios de cada consorcio empresarial; sin manifestar ninguna señal o espacio para orientar el sector hacia mayores niveles de seguridad y sustentabilidad.

Excepcionalmente este año, sin embargo, durante el mes de octubre -con posterioridad a todos los debates sobre la vulnerabilidad eléctrica, a la crisis del suministro del gas argentino, y frente a la necesidad de incorporar las Energías Renovables No Convencionales como uno de los factores de diversificación, autonomía y seguridad energética- la CNE elaboró un nuevo Plan de Obras, distinto al presentado en el mes de abril del 2003¹⁵, y en el cual se incorpora fuertemente la generación geotérmica (hoy inexistente en el país), con 3 centrales de 100 megawatts. Estas centrales serían construidas en Calabozo, VII Región, en los años 2009, 2010 y 2011 respectivamente.

Cuadro 7: Programa de Obras en el Sistema Interconectado Central

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Febrero	2005	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final:	390 MVA 1400 MVA
Julio	2005	Instalación 2do Transformador S/E Maitencillo 220/110 kV Instalación 3er Transformador S/E Pan de Azucar 220/110 kV	75 MVA 75 MVA
Octubre	2005	Aumento de capacidad C.Navia-Polpaico 220 kV	300 MVA
Enero	2006	Aumento de capacidad Charrúa-Concepción 220 kV	300 MVA
Abril	2006	Nueva línea Charrúa-Temuco 220kV	1x270 MVA
Julio	2006	Central a gas ciclo combinado 1 en San Vicente 154kV	385.10 MW
Abril	2007	Central a gas ciclo combinado 2 en Temuco 220kV	377.80 MW
Octubre	2008	Línea de Interconexión SIC-SING Polpaico 220kV	600 MW
Enero	2009	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 1	100 MW
Enero	2010	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 2	100 MW
Abril	2010	Línea de Interconexión SIC-SADI	400 MW
Enero	2011	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 3	100 MW
Abril	2011	Central a gas ciclo combinado 3 en San Vicente 154kV	385.10 MW
Octubre	2011	Central a gas ciclo combinado 4 en Chillán 154kV	381.00 MW
Octubre	2012	Central a gas ciclo combinado 5 en Temuco 220kV	377.80 MW
Abril	2013	Central Hidroeléctrica Neltume	400 MW
Octubre	2013	Central a gas ciclo combinado 6 en Charrúa 220kV	379.40 MW
Enero	2015	Central a gas ciclo combinado 7 en Charrúa 220kV	379.40 MW

Fuente: Programa de Obras elaborado por la CNE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo N° 99 del DFL N° 1/82 (M). Las fechas de puesta en marcha de las obras las establece cada empresa.

¹⁵ Reproducimos dicho Plan de Obras en el capítulo 1 de este libro, en base a información de la CNE, www.cne.cl.

Este hecho significa una importante muestra de voluntad política por parte de la CNE y a nivel de la política energética oficial, que tradicionalmente (salvo en casos aislados de electrificación rural) ha tenido nula sensibilidad y apertura para incorporar las fuentes renovables en la matriz energética nacional.

El potencial que el país posee en geotermia es uno de los más importantes del mundo, debido a su ubicación en una zona geológica de alta actividad sísmica y volcánica, llamada el “Cinturón de Fuego del Pacífico”. De acuerdo al Servicio Nacional de Geología y Minería existen en el país 113 manifestaciones termales volcánicas, susceptibles de ser aprovechadas energéticamente. Adicionalmente en virtud de la Ley N° 19.657 “Sobre Concesiones de Energía Geotérmica” promulgada el año 2000, el Ministerio de Minería ha otorgado 12 concesiones para exploración geotérmica, las que reproducimos en el cuadro siguiente.

Una de las características más relevantes de la generación geotérmica, es que una vez realizada la exploración -que es la inversión más costosa- pueden colocarse plantas modulares de generación de acuerdo al potencial de cada campo. Por tanto, las inversiones pueden hacerse en forma escalonada. Esto facilita la entrada de nuevos actores al sector de la generación, actividad enormemente concentrada en nuestro país.

Considerando que la geotermia permite la generación continua de energía, su uso tiene un atractivo mayor si se considera el potencial pago adicional por la energía generada en horas de punta, lo cual, a su vez, puede incentivar también nuevas inversiones en este campo.

Para nuestro país, la generación geotérmica es particularmente importante pues le permitiría contar con una fuente de energía propia, limpia, renovable y disponible las 24 horas del día.

- ANEXOS -

Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables en Chile



Anexo 1

Plataforma de Brasilia Sobre Energías Renovables

Brasilia, 30 de octubre de 2003

Los países de América Latina y el Caribe participantes en la Conferencia Regional para América Latina y el Caribe sobre Energías Renovables,

Tomando en cuenta las iniciativas nacionales e internacionales adoptadas para dar seguimiento al Plan de Acción de la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible de Johannesburgo,

Recordando que en la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, aprobada en la primera reunión extraordinaria del Foro de Ministros de Medio Ambiente de América Latina y el Caribe celebrada en Johannesburgo, Sudáfrica, el 31 de agosto de 2002, se reconoce la importante contribución que pueden hacer las actividades subregionales y regionales al fomento del desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe, en el marco de la Plataforma para la Acción hacia Johannesburgo 2002, aprobada en Rio de Janeiro, Brasil, en octubre de 2001,

Recordando asimismo que uno de los objetivos principales de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible era otorgarle una dimensión práctica al proceso que culminaría en la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible, de tal manera que éste reflejara las singularidades, visiones y metas de la región, teniendo en cuenta ante todo la vigencia del principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas de los Estados,

Acogiendo con beneplácito la iniciativa del Gobierno alemán de ser anfitrión en junio de 2004 de la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables,

Destacando el positivo aporte que el uso productivo de las fuentes renovables de energía puede hacer al desarrollo sostenible de los países de la región, sobre todo en lo siguiente:

- a) la mitigación de la pobreza, por medio de la reducción de las desigualdades y de la creación de nuevas oportunidades de empleo e ingreso;
- b) el aumento de la seguridad energética y la diversificación de las matrices energéticas nacionales y regionales, especialmente en lo que se refiere a reducir el grado de dependencia de la provisión de combustibles fósiles que tienen nuestras economías;
- c) la reducción de los riesgos de la variabilidad hidrológica;
- d) la descentralización de la producción de energía, especialmente en las zonas rurales y aisladas;
- e) el mejoramiento de la base tecnológica e industrial de los países, y
- f) la universalización de la provisión y el uso de energía eléctrica,

Teniendo en cuenta los desafíos que representa para los países de la región el cumplimiento del Plan de Acción de Johannesburgo y de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, sobre todo en lo que respecta a la contribución de la energía renovable dentro de la matriz energética global,

Reconociendo el aporte que ha hecho la Coalición de Johannesburgo sobre Energía Renovable para impulsar la movilización de los países sobre el tema en todas las regiones,

Reconociendo asimismo la importancia de una adecuada coordinación en la formulación de políticas que articulen el consumo y la oferta de energía en el marco de un desarrollo sostenible,

Acuerdan:

1. **Impulsar** el cumplimiento de la meta de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible de lograr en el año 2010 que la región, considerada en su conjunto, utilice al menos un 10% de energías renovables del consumo total energético, sobre la base de esfuerzos voluntarios y teniendo en cuenta la diversidad de las situaciones nacionales. Este porcentaje podría ser incrementado por aquellos países o subregiones que, de manera voluntaria, deseen hacerlo;
2. **Fortalecer** la cooperación entre los países de la región y los países desarrollados, para promover el crecimiento económico, la protección del medio ambiente y la equidad social, en cumplimiento de los acuerdos adoptados en la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible;
3. **Fomentar** la elaboración de las políticas públicas de largo plazo necesarias para impulsar el desarrollo de fuentes de energía renovable, de acuerdo con los marcos regulatorios imperantes en cada país, con el objeto de integrarlas de manera plena y efectiva en la matriz energética, e **impulsar**, asimismo, las inversiones del sector privado;
4. **Promover**, a nivel de cada país, la cooperación con el sector productivo, con el objeto de crear alianzas y profundizar el conocimiento del sector de las energías renovables;
5. **Promover**, a nivel de cada país, políticas que estimulen e incentiven a los sectores productivos industriales y agropecuarios públicos o privados para que adopten escalas y tecnologías en sus procesos productivos que hagan competitiva la demanda de energías renovables;
6. **Fomentar** la adopción de marcos regulatorios e institucionales que incorporen instrumentos que internalicen los beneficios sociales y ambientales que producen las energías renovables;
7. **Intercambiar** experiencias sobre la adopción e implementación de políticas para fomentar el empleo de energía renovable tanto entre los países de la región como con otras regiones;
8. **Facilitar** procesos de capacitación de recursos humanos con fines de difusión de tecnología, de perfeccionamiento de estudios y proyectos, y de provisión de servicios de instalación y asistencia técnica, entre otros, considerando el usuario final de energía renovable como parte importante del proceso de capacitación;
9. **Llevar a cabo**, con el apoyo de la CEPAL y otras agencias internacionales, un intercambio de experiencias sobre marcos regulatorios aplicables al desarrollo de las fuentes renovables de energía, con los siguientes objetivos:
 - a) desarrollar un cuadro comparativo de los marcos regulatorios vigentes en la región en relación con los tratamientos específicos existentes respecto de las energías renovables;

- b) **elaborar propuestas que permitan profundizar la dimensión de sustentabilidad de los marcos regulatorios vigentes, acorde con la situación de cada país, y promover una mayor eficiencia energética;**
10. **Apoyar decididamente en la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables (Bonn, 2004), la creación de un fondo de cooperación técnica y financiera, que facilite la cooperación de los países industrializados con América Latina y el Caribe en materia de desarrollo tecnológico, permita reducir los costos actuales y aumente la inversión en fuentes renovables de energía en los países de la región;**
 11. **Instar a las instituciones financieras a que financien proyectos nacionales, subregionales y regionales de energías renovables;**
 12. **Estimular el desarrollo de proyectos de energías renovables y la creación de mercados de “certificados verdes” de energía y de créditos de carbono y la ejecución de programas de incentivos fiscales, considerando las externalidades positivas de las fuentes renovables y los efectos negativos de los combustibles fósiles;**
 13. **Formular políticas públicas que estimulen el desarrollo de mercados de energías renovables;**
 14. **Tener en cuenta las necesidades sociales de los sectores de más bajos ingresos de los países de la región en el proceso de desarrollo de mercados de energía renovable, buscando alternativas económicamente viables para alcanzar las metas de relevancia social de la Declaración del Milenio y de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible;**
 15. **Estimular la realización de estudios comparativos entre las alternativas de provisión centralizada y descentralizada de energía, otorgando prioridad a las opciones de distribución en pequeña escala en las regiones en las que convenga y sea factible aprovechar los recursos energéticos renovables locales;**
 16. **Solicitar al Secretario Ejecutivo de la CEPAL que elabore un documento sobre el estado de situación de las energías renovables en América Latina y el Caribe, para su posterior presentación en la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables y que, de conformidad con los mandatos de la Comisión y los recursos de que disponga, apoye a los países de la región en esa Conferencia Internacional y en el proceso de seguimiento e implementación de sus acuerdos, incluida la convocatoria, en el marco de las Naciones Unidas, de una conferencia regional de seguimiento;**
 17. **Realizar evaluaciones periódicas de la aplicación de esta Plataforma, específicamente de sus objetivos, con el objeto de actualizarlos cuando sea necesario;**
 18. **Declarar que esta plataforma de acción constituye una contribución de América Latina y el Caribe a la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables y encomendar a la presidencia que lo presente en dicha Conferencia;**
 19. **Agradecer al Gobierno de la República Federativa de Brasil por la organización de la Conferencia y a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Gobierno de la República Federal de Alemania por el apoyo brindado a este foro.**

Anexo 2

1º Seminario-Taller “Discusión del Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables No Convencionales”.

CEPAL, 30 de Abril de 2003

PARTICIPANTES

Pedro Maldonado	<i>Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN), Universidad de Chile</i>
Pedro Roth	<i>Departamento de Mecánica, Univ. Federico Santa María</i>
Roberto Román	<i>Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile</i>
Alfredo Lashen	<i>Departamento de Geología, Universidad de Chile</i>
Christof Horn	<i>Gerente General, Heliplast Chile</i>
Juan Carlos Farias	<i>SOLAR 3</i>
Reinold Schmidt	<i>Director CODING</i>
Juan Rojas	<i>Unidad de Geotermia, Empresa nacional de Petróleo (ENAP)</i>
Paul Riesz	<i>Asesor Senador Horvarth</i>
Manlio Coviello	<i>División Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL</i>
José Javier Gómez	<i>División de Medio Ambiente y Recursos Humanos, CEPAL</i>
Sara Larraín	<i>Programa Chile Sustentable</i>

En este documento se presenta una síntesis de las observaciones recogidas en la reunión de análisis sobre el Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables No Convencionales, realizada el 30 de Abril de 2003, en las dependencias de CEPAL.

1. PRESENTACIÓN

José Javier Gómez, Oficial de Asuntos Económicos, División de Desarrollo Sustentable y Asentamientos Humanos, CEPAL.

La sustentabilidad de las políticas energéticas es una prioridad para la División de Desarrollo Sustentable y Asentamientos Humanos de la CEPAL y para la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la misma. El objetivo de este encuentro es trazar una “línea base” sobre energías renovables (ER), en el marco de los compromisos de Johannesburgo y de la Iniciativa de los países Latinoamericanos de avanzar a un 10% de energías renovables en la matriz energética para el 2010 en cada país. Se necesita introducir un marco regulatorio que fomente el uso de ER, considerando también la planeación y distribución de ER.

En este proceso debe existir un compromiso real y práctico del Estado en el fomento a las ER. Las externalidades que generan las energías convencionales debieran ser incorporadas dentro de los precios; y desarrollar mecanismos que permitan operativizar los acuerdos internacionales en el área, como el acuerdo de Kioto.

Sara Larraín, directora Programa Chile Sustentable

La iniciativa de elaborar una propuesta de Ley de Promoción de las Energías Renovables No Convencionales en Chile que presenta hoy el Programa Chile Sustentable, corresponde a un trabajo de continuidad del Seminario Internacional sobre eficiencia Energética y Renovables que organizamos en conjunto con el Programa de Investigaciones en Energía de la Universidad de Chile y la Fundación Heinrich Boll, en esta misma sede a fines de 2001, y cuya publicación Ustedes recibieron. Producto del entusiasmo y compromiso de muchos de los que están en esta sala, prometimos como Programa desarrollar un proceso para lograr una legislación sobre las ER.

El proceso de elaboración de esta propuesta de Ley, consideró:

- El objetivo del ingreso de las ER a la matriz energética nacional, y responder a desafíos estratégicos de la actual política energética chilena, tales como: resolver la vulnerabilidad y la dependencia (petróleo principalmente); enfrentar la reciente “obsesión” por el gas natural, recurso que genera una nueva dependencia de un fósil de transición escaso e importado; diversificar las fuentes de energía; resolver las barreras al ingreso de la ER; e implementar políticas de eficiencia energética.
- En el proceso se revisó los marcos legales de otros países, principalmente, los modelos alemán y español en el ámbito de las ER: reconociendo en tales propuestas elementos complementarios y adecuables al sistema económico chileno.

Para el diseño de este proyecto de ley se tomó en cuenta la compatibilidad entre la incorporación de ER a la matriz y el contexto del mercado de energías, considerando el débil rol actual del Estado en el área. Asimismo, se consideró el contexto de la actual discusión sobre la “ley larga” y la “ley corta”, en el Parlamento.

Esta iniciativa espera constituir un avance para sacar las ER de la marginalidad, incorporándolas a las matrices energéticas. Finalmente, la propuesta recoge la necesidad de descentralizar la producción energética y diversificar los actores vinculados al negocio energético; considerando a las ER como energías que permitirían descentralizar y diversificar esta producción.

En el ámbito de actores relacionados al tema, se reconoce una actitud favorable para un mayor desarrollo de las ER en la CONAMA, pero existe reticencia desde la Comisión Nacional de Energía (CNE). Hoy en Chile no existen actores convencionales en la promoción de las renovables. Por ello los académicos interesados en este tema y las organizaciones no gubernamentales, deberán tomar acciones más persistentes para hacer avanzar la Agenda.

Es necesaria la búsqueda de nuevas alianzas, teniendo en cuenta la favorable coyuntura internacional para la cooperación financiera y tecnológica para las energías renovables en el marco del Cambio Climático y generar un espacio para introducir la discusión sobre las ER en el ejecutivo y el parlamento.

Actualmente existe un grupo de parlamentarios interesados en apoyar una iniciativa legislativa sobre las ER.

2. PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DE LEY DE PROMOCION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES.

Roberto Román, Departamento de Ingeniería Mecánica U. de Chile

En el contexto de la política energética nacional, destacan los siguientes fenómenos:

- Vulnerabilidad del sector eléctrico: Considerando que el sistema eléctrico está mayoritariamente interconectado, si éste se cae el daño generado es muy significativo, a diferencia del petróleo, que cuando entra en crisis no genera un efecto “paralizante” dada la diversidad de actores involucrados y la relativa amortiguación del mercado.
- Después de Ralco, todas las centrales previstas por construir son de ciclo combinado y usan gas, lo que no resuelve la vulnerabilidad, la dependencia o el daño ambiental.
- De acuerdo a proyecciones de cifras a nivel mundial, el momento peak de la producción de hidratos de carbono (HC) será entre el 2010 y el 2015, tras lo cual empezará a descender, por agotamiento de las fuentes energéticas convencionales y por ende, los altos costos que significará su producción y acceso. Se advierte que en los últimos 50 años se ha gastado el 50% del petróleo disponible en el planeta.

- En los países en desarrollo, las emisiones de CO2 son crecientes y los últimos años se ha producido los más altos niveles de emisiones.
- El uso de gas natural en centrales de ciclo combinado se ha masificado bajo el supuesto de su mayor limpieza, dando lugar a la implementación de centrales altamente automatizadas con un costo de inversión relativamente bajo. Al menos, este traspaso ha significado una erradicación temporal de la producción de energía local, si bien existen casos como el de Argentina, que vende a Australia energía nuclear y se obliga a hacerse cargo de los residuos que su producción genera.

Aspectos críticos de la situación nacional

En Chile, la situación se ha vuelto progresivamente crítica. A la vulnerabilidad y la dependencia características de la matriz energética, se agrega un consumo de gas es elevadísimo y creciente, llegando a representar casi _ de las fuentes de energía utilizadas en el país. Ello desconoce que la cuenca Neuquén, de donde proviene este recurso, se agotará alrededor del año 2013.

Destaca también la extrema vulnerabilidad del sistema interconectado central (SIC): dos años de sequía colapsarán el sistema. La capacidad del SIC ha crecido en apenas un 7,3%, mientras que la demanda de energía ha aumentado en 24,6% para el mismo período estudiado.

Perspectivas para el mejoramiento del sistema

Un mejoramiento del sistema supondría:

- Diversificar fuentes, aumentando las fuentes de energía primaria, menos vulnerables.
- Promover las ER
- Implementar una activa política de ahorro energético

Barreras

- Incertidumbre en los costos de inversión y operación en la producción de ER
- Curva inicial de aprendizaje y adecuación
- Reticencia a optar por fuentes menos conocidas en la producción de energías
- Bajo precio de compra de energía
- No existe certeza de compra de energía o apoyo estatal con este fin en las zonas rurales

Propuestas para generar una línea base para el ingreso de las Energías Renovables a la matriz

- Asegurar redes de compra de nuevas energías.
- Pagar más por KWh de las nuevas fuentes, para superar la barrera de inicio.
- Generar incentivos para un “primer impulso”: La tabla de incentivos presentada en la exposición evidencia las ventajas del aporte estatal en el principio de la producción de ER, y el progresivo abaratamiento posterior en la producción.

3. COMENTARIOS DE LOS PARTICIPANTES

Hugo Altomonte, División de Recursos Naturales e Infraestructura de CEPAL

La División centra su trabajo en Agua, Energía y Minería con tres áreas de trabajo: economía de los recursos naturales, regulaciones y recursos naturales y desarrollo sostenible.

Coincide en los “considerando” de la propuesta y en la necesidad de incorporar los acuerdos de Johannesburgo como “paraguas” de la ley. También, coincide en la crítica al uso de energías aparentemente innovadoras pero tan insustentables como las fuentes convencionales, como es el caso del gas natural. Reconoce que el actual rol de Argentina como hidro-gasífero exportador es insostenible y que el Plan de Obras de expansión de Chile tampoco es sostenible.

En términos de comentarios y dudas, plantea:

- La propuesta de ley no incorpora módulos específicos para el abordaje y tratamiento de cada fuente energética.
- **Falta una propuesta relativa a la institucionalidad que regirá la producción de energías.** Cabe señalar que la producción a pequeña escala, como las pequeñas centrales hidroeléctricas descentralizadas, no requerirían de tal órgano.
- Es importante conservar en la Ley los mecanismos obligatorios y pasar al reglamento los mecanismos de apoyo. Es necesario no poner en la ley cifras que “amarren”; ello puede hacerse en el reglamento que se derive de la ley.
- Sería importante agregar la necesidad de incorporar el tema tributario, vinculado a la producción y compra de energías convencionales, la introducción de nuevas tecnologías, etc. Evalúa que una ley de este tipo no se sustenta sin subsidios.
- Recomienda revisar, la cronología de la tabla de precios nudo
- Aclarar el artículo 10, párrafo 4 que no se entiende.

Pedro Roth, Departamento de Mecánica U. Federico Santa María

Propone incorporar los siguientes elementos:

- Incluir el rol del Estado y la institucionalidad en la ley
- Diseñar e implementar reglamentos complementarios.
- Frente a los costos de producción iniciales, se requieren subsidios.
- Fomentar la capacidad tecnológica para llevar a la práctica iniciativas que superen la dependencia.
- Sensibilizar a la comunidad en torno a la temática energética: Se necesita mayor capacidad de disuasión.
- No deben fijarse límites hacia abajo en las fuentes que ingresarían bajo el demarco de incentivos de la Ley : 100 MW es un límite razonable.
- Asegurar un suministro descentralizado y una frecuencia de la generación de energía para garantizar la continuidad del servicio.
- Simplificar aspectos técnicos de difícil comprensión; algunos términos hay que precisarlos para la futura discusión legislativa.(60% de los legisladores son abogados)
- Privilegiar párrafos mas claros sobre los aspectos centrales y tirar lo demas al reglamento. Aclarar términos como rendimiento, potencia instalada.
- Es necesario re-calcular los valores indicados: **ER de tensión baja no pueden inyectar energía en un sistema convencional, de tensión alta.** Es necesario diferenciar el precio en baja y el precio en alta. (Los pequeños entran en 220 y los de 1 mega van hacia los volts)
- Difundir las estadísticas del consumo y disponibilidad del gas natural, dado lo serio del problema, difundiendo y generalizando la inquietud.
- Incorporar el tema de ahorro y eficiencia energética, puesto que sería un método fácil de aplicar y generaría mayores beneficios.

Pedro Maldonado, PRIEN, Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile.

Señala la necesidad de enfrentar los siguientes aspectos:

- Profundizar en la definición de impactos sobre el presupuesto y los costos de la producción. Clarificar en los antecedentes cuanto le costara el mix a la gente. Tres aspectos son necesarios: a)crear conciencia, b)despejar la idea de que costara mas y c)aclarar que si cuesta un poco mas los beneficios son enormes.
- Destaca que el objetivo de conexión a la Red es fundamental, lo demas seria seguir marginalizando el tema. También es importante aclarar el rol de la conexión en red, considerando que en zonas aisladas ha contribuido al abastecimiento.
- Destacar el tema de la generación distribuida y la eliminación de perdidas en la transmisión y distribución.

- Es necesario aclarar los costos expuestos en la tabla de incentivos. En cada año en que se entra y que beneficio corresponde.
- Definir la institucionalidad adecuada para la implementación de esta propuesta.(recursos económicos y una institucionalidad para que opere compatiblemente)
- En relación al Punto 7: En Alemania se genera mayor potencia de la propuesta. Por su parte, el SIC produce más de lo que consume.
- Es necesario destacar la obligación de aceptar pero también las normas de calidad.
- Es necesario unificar criterios: ¿micro o mini centrales?
- No es necesario presentar el pago del incentivo como subsidio, sino **asumiendo el precio inicial de compra**, el incremento normal del precio.
- El punto 6 no se entiende. Revisar redacción de párrafo 1 y 2
- También es necesario estimar los valores de aplicación (pag-13)

Por otra parte, existe un problema fundamental para el desarrollo técnico: es difícil incentivar a jóvenes profesionales y estudiantes a especializarse en energías renovables, si no hay campo de ejercicio.

Respecto del financiamiento de innovaciones, el fomento a las Pymes podría servir para la mediana y pequeña producción, a través de la CORFO (pese a la “mafia” de consultores que opera en este organismo).

Las compañías exigen ciertas condiciones propuestas por el operador de la red, y los factores de seguridad obedecen a criterios internacionales. En Chile, habría que certificar según la norma que escojamos, reconociendo que en alta tensión los costos serían mayores. Habría que ver el tema en baja tensión. Como premisa, los equipos deben tener algún tipo de certificación, para evitar el descrédito.

Es necesario flexibilizar criterios para la incorporación de ER a diferentes escalas.

Juan Rojas, Unidad de Geotermia, Empresa Nacional de Petroleo- ENAP

Coincide en los comentarios de los demás en los siguientes puntos:

- falta precisión respecto a una institucionalidad ad hoc
- la propuesta parece ser más bien un reglamento que un proyecto de ley
- ya existe una ley sobre energía geotérmica desde el 7 de enero del 2000, y es necesario apoyarse en esa Ley para extender el desarrollo de las ER.
- Tenemos que trabajar en un escenario de que el Congreso no estará dispuesto a discutir sobre presupuestos para implementar esta iniciativa.
- Actualmente los precios de nudo son demasiado bajos pero el cliente final paga caro.
- (Tractebel publicaba hoy que no puede subsistir con 0,5 y 5% de retorno)

Los aspectos económicos son fundamentales, porque es caro sostener el sistema desde el consumo. La población paga el precio más caro, aun cuando la disponibilidad sea mayor.

Manuel Baquedano, presidente del Instituto de Ecología Política- IEP

Las ER son percibidas como marginales, pero son “germinales” y esenciales frente a los nuevos escenarios futuros.

Los alcances de la ley son insospechados para quienes trabajan en el tema. La propuesta es un aporte en términos de abrir una mesa de negociaciones, para que posteriormente se convierta en una demanda incorporada a la agenda ciudadana. Si no logra convertirse en una demanda ciudadana, los intereses económicos no la sacaran adelante por sí solos.

La incorporación de las ER como demanda ciudadana será posible en el marco de un progresivo cuestionamiento al modelo de desarrollo. Precisamente desde su marginalidad, podría generarse un proceso de construcción de demandas.

La propuesta de Ley debe ser simple, pues en el trámite legislativo puede llegar a sufrir muchos cambios. Su valor es principalmente abrir un espacio de discusión y abrir el camino para colocar el tema de las ER en la Agenda Política.

Juan Carlos Farías, director empresa Solar 3

La ley debe ser simple en principio, y debe estar centrada en promover el uso de fuentes renovables y las energías nacionales. Debe resguardarse que no quede en "letra muerta" por exceso de complejidad.

El problema de las energías hidro es la concesión de los derechos de aguas, actualmente casi completamente en manos de empresas transnacionales.

Respecto al financiamiento de innovaciones tecnológicas, hay mecanismos de subsidio, como el programa pro Empleo, que pueden ayudar a las iniciativas nuevas.

En el marco del apoyo y fomento a las Pymes, se puede masificar los colectores planos y las turbinas chica, todo ello en el marco de las herramientas Corfo.

Alfredo Lashen, académico e investigador, Departamento de Geología, Universidad de Chile

- Sensibilizar a la sociedad civil, gobernantes y políticos en general.
- La ley no es suficiente: se requiere un texto oficial, algo mínimo, para discusión y difusión.
- Junto al mecanismo de la ley se requiere mayor inversión del Estado en investigación básica, científica y tecnológica. Enfrentamos por ejemplo el desafío de evaluar y caracterizar recursos.
- Hay que hacer mucho en investigación aplicada, es necesario focalizar los recursos.
- También hay que avanzar en el diseño de una cartera de proyectos. Es el mecanismo para introducirlo en el campo de las inversiones.

Cristoph Horn, presidente empresa Heliplast, Chile

La primera pregunta es ¿qué es lo que pretendemos hacer? Los resultados del cambio que genera la masificación del uso de ER son sorprendentes. Por ejemplo Alemania genero 10.000 MW en 5 años, y no necesariamente se produjeron a través de fondos de gobierno, sino con participación ciudadana. Por ejemplo, microempresas que consiguen créditos para instalar tecnologías alternativas (por ejemplo: paneles solares en hogares de ancianos en Alemania).

La masificación también puede generarse a través del incentivo publicitario, por ejemplo, cuando algunos vecinos ven a otros hacer inversión y a largo plazo, ahorrar. Además, al aumentar el uso de ciertos instrumentos (por ejemplo, módulos solares), los precios de producción de energías y tecnologías limpias bajan.

Para alcanzar estas metas se requiere:

- Incentivos incorporados a la ley, no es necesario aplicar los mismos valores que en Alemania porque aquí la producción de ER es más barata, dada su mayor disponibilidad.
- Los legisladores debieran averiguar y estar en conocimiento de los costos de traer e instalar esta energía.
- Para que el cambio a ER no implique pérdida de potencia, es necesaria la adecuación de tecnologías. Su costo, con mayor disponibilidad de sol, debiera ser menor que en países como Alemania. Puede incentivarse el uso de energía fotovoltaica incluso en Santiago, reduciendo los costos de los impuestos, por ejemplo.
- Es necesario asegurar certificación para que la conexión a la red esté legítimamente reconocida.

- Un aspecto fundamental de la reconversión de energías es la **participación de las personas**. Una producción de 100KW o más no tendrá participación de la comunidad; pero sí es posible incorporar a la gente en proyectos de menor escala (por ejemplo, pequeñas centrales de energía eólica)

Un problema a enfrentar es la variación en la disponibilidad de fuentes renovables, por razones climáticas y geográficas. Por ejemplo, aunque el rendimiento fotovoltaico en Santiago es el doble que en Alemania, si la energía solar se aplica en el Norte hay probabilidad de mayor tensión a precio nudo, pero en otras regiones no alcanza la inyección a nudo. Sería necesario **diferenciar la inyección a baja tensión y alta tensión (nudo), para la retroalimentación**.

En cuanto a la normativa del SEC, tiene que ver con constancia de voltaje, condiciones del operador de Red, factores de seguridad, aprobación de equipos y normas.

El tema de normas de calidad y condiciones de ingreso a la Red no es complejo, pues hoy, en estas tecnologías, la certificación y normas de calidad obedecen a criterios internacionales. Tampoco es necesario pensar en las ER como la fuente única, (la energía alternativa puede ser auxiliar, aunque no cubra toda una ciudad) pero lo importante es que entre en el mix.

Paul Ritz , ingeniero consultor, asesor del senador Horvath

Lo más importante son las alternativas frente a las posibles crisis que se avecinan. Para esta ley se requiere analizar con certeza las posibles crisis.

El peak de la producción de petróleo no se debe a mayor consumo, sino a la presión sobre la producción. No se puede hacer más pozos, porque la presión está y seguirá siendo baja. Antes del 2010 va a empezar a acabarse este recurso y el mercado, buscando reemplazos, puede aumentar los precios en más de 200%, además de “pelearse” las alternativas más baratas.

Aparentemente, no hay tiempo ni recursos para hacer las correspondientes reconversiones a ER antes de la crisis. ¿Qué pasará con Chile como país vulnerable? Un escenario de 10% de penetración de ER es insuficiente.

Para enfrentar esta situación, se propone:

- Aprovechamiento de recursos hídricos: Lamentablemente están en manos de privados, pero podría promoverse regla o normativa que obligue a aprovechar estos recursos como el pago de patente anual que esta contemplado en las reformas al Código de Aguas que se discute en el Parlamento. .
- Incentivos y sinceramiento de costos: Si el 40% de la generación está basada en gas, en 10 años se requiere reducirlo a la mitad, dado el inminente agotamiento.
- En relación a la propuesta de Ley para la Promoción de las ER, es fundamental que se revise el calculo de costos para la población. Según mis cálculos el **Incremento del costo será cercano al 20%, no de 0,5% como dice el texto de la propuesta**.
- Después de revisar los costos hay que adecuar mecanismos, por ejemplo:
- Créditos y facilidades para invertir mas que subsidios; e instrumentos diversos no necesariamente fiscales.
- Se puede rebajar los derechos de aduana para la importación de tecnologías limpias.

Ahora bien, ¿qué se hará con una buena ley si no es aprobada, ni convoca políticamente o genera rechazo? Se hace necesario cambiar la perspectiva y la visión de la gente respecto del tema, con énfasis en la posible rentabilidad de la reconversión. Si hacemos una **campaña** al respecto, es imprescindible pensar en las posibles fuentes de financiamiento, sobre todo si la propuesta genera oposición.

José Javier Gómez, oficial División de Asentamientos Humanos y Desarrollo Sustentable, CEPAL

- El marco conceptual de la propuesta requiere afinamiento.
- Considerando que el precio nudo, si se dispara, podría generar ganancias y problemas, sería necesario un mecanismo que considere **techo y piso a costos de generación**.
- **Se requiere evaluar las ventajas de las ER según zona**, para que éstas respondan a la oferta y demanda de energía en la localidad.

Si los mecanismos internacionales, en el marco de esta ley, dan lugar a fondos para investigación, puede pensarse en la reducción de gastos y la generación de ingresos hacia otros ámbitos.

Reinold Schmidt, director CODING (organización no gubernamental).

1- Señala la necesidad de incluir la energía solar en el proyecto de ley .

- Especialmente en el caso del potencial de Chile con un valor promedio de 7,2 kw/día por mt², uno de los mas altos del mundo.
- Habría que considerar las fotovoltaicas y la termosolar (en sus formas espejo-torre central y cilindros parabólicos. En España , la Ley de Alimentación para generación de 10 a 50 M/W considera un costo de 15 centavos por kw/hora (es decir 112 pesos el kw/hora)

2- Señala que se requieren reglamentos complementarios a la fijación de precio, como tributos y créditos para la implementación de plantas.

Además de ello se necesita desarrollar capacidad tecnológica, sino puede significar pura importación. Aunque también es una vía la búsqueda de contrapartes para joint-ventures.

- Es un sector que solo en Alemania en el rubro eólico ha generado mas de 35.000 empleos.

3- Es necesario establecer indicaciones a la producción, según tabla de precios.

Además, proponer una tabla que vuelva rentable y que muestre dicha rentabilidad en el futuro, sin penalizar el consumo de opciones renovables, dado su mayor costo si se observa comparativamente con proyectos grandes.

Es necesario responder a las preguntas: ¿cuál es el valor?, ¿quién paga los costos? ¿cuánto será el diferencial ¿ cual es el delta aquí?

Los alemanes han calculado para 2010 solo un euro mas mensual por familia para cada formula.

En cuanto a los apoyos posibles, Hay gran cantidad de concursos y fondos, pero es casi imposible acceder a ellos por la vía de las ER. Sería necesario promover especialmente que la comunidad acceda a fondos y diagnósticos.

Existe también una **escasa disponibilidad de recursos y sistemas tecnológicos** (de electrificación, por ejemplo), y una difícil internación de productos innovadores. En el Norte de Chile , puede evitarse el IVA a través de la zona franca, pero esta es una situación excepcional.

La certificación de equipos es una etapa no menor para el buen desarrollo de las renovables: paneles, baterías, ampolletas. La certificación de calidad debe incluir un factor de rendimiento mínimo.

4. COMENTARIOS DE LOS CONVOCANTES.

Roberto Román

Acoge las siguientes iniciativas:

- no incorporar precios fijos
- incorporar una nueva institucionalidad como propuesta
- integrar otras fuentes energéticas, como la solar, no sólo con miras al SIC, e incorporar otras regiones, con su respectiva especificidad.

- Proyectos medianos y pequeños podrían salvar la diferencia de costos, porque incluso en la situación de sólo existir megaproyectos con fuentes renovables, se concentrarían los beneficios, lo que “penalizaría” a la mayoría de la población.

Respecto de las propuestas, señala:

- Necesidad de definir micro y mini centrales.
- Las centrales de paso puede tener problemas con la ley de aguas, porque una producción superior a 20MW tendrá topes.
- Deberían existir otros mecanismos de incentivos, que no generen el rechazo político de los subsidios.
- Para integrar el ahorro de energía sería necesaria otra ley.
- Es posible ocupar el precio de nudo, y si éste sube, evaluar y discutir un parámetro.
- Con respecto a los *impactos sobre la salud*: El problema de **salud pública** vinculado a las energías convencionales es aun poco percibido por la gente. Las centrales a gas natural generan graves problemas de contaminación. De hecho, la Central Renca genera problemas de concentración de partículas (70 millones m³ de escapes de gases al día) y gases como el óxido de nitrógeno, que da el característico color rojizo-amarillento en Santiago. Pese a esta situación, se ha propuesto implementar en San Francisco de Mostazal, comuna agrícola, una central con 4 unidades de ciclo abierto. Éstas equivalen a 4 nuevas Centrales Renca, pero con menos tecnología y potencia, lo que significa mayor emisión de gases y partículas que afectarán la producción agrícola, la salud y las fuentes de empleo de las personas que viven en dicha localidad.
- Respecto al *traspaso de costos al consumidor*, el valor presentado en la propuesta (2,5) tiene que ver con el costo nudo del gas, buscando restablecer la tendencia histórica de la distorsión que produce el gas. El cálculo fue establecido con el criterio del régimen permanente, es decir, 10% ER, subsidio 20%. Pero, por supuesto, podría revisarse. Dada la situación actual y las perspectivas de futuro, es altamente deseable aumentar la incorporación de ER, lo que supone un impacto menor al 20% señalado por Pablo, pero mayor al 2,5% fijado en la propuesta. Para la población, puede ser mejor pagar un poco más, si se tiene seguridad en el suministro.
- La tarificación debe revisarse, puesto que ya existe una distorsión en el precio de la energía debido a los costos de distribución. En este proceso está el negocio, ya que la generación por sí sola no es rentable. Ahora, como los incentivos no son muchos, zonas no adecuadas a la generación de energía a partir de fuentes renovables no van a ser parte del proceso. Por ejemplo, hay un alto rango de variabilidad y error en la producción de energía: 20% a 40% de variación en el caso de la energía eólica, por ejemplo.
- En consecuencia, lo importante es lograr fijar un “**techo**” a los **costos de generación**, y concretar otros mecanismos de incentivos, argumentando que evidentemente el costo de no hacer nada es muy grande para toda la población.
- También podría establecerse en la propuesta que en vez de diferenciar los costos y financiamientos según baja y alta tensión, se considere un **incentivo a las potencias menores**, para evitar la confusión de áreas de incentivos y diferencias de tensión en la asignación de presupuestos. La idea es que se inyecte energía y sea financiada por el consumo total, salvo en centralitas aisladas, donde habría que chequear el ingreso de tecnologías.

Sara Larrain

Esta propuesta de Ley no espera grandes apoyos del Estado, porque a nivel legislativo se ha dado prioridad a toda iniciativa que no implique recursos de Hacienda. Una propuesta de Ley con un mecanismo simple, que remueve el obstáculo de la actual puerta cerrada de ingreso a la Red, evita obstáculos estructurales que por razones políticas, económicas e ideológicas pudiera generar rechazo,

Esta una ley orientada a **remover algunas barreras, seleccionando propuestas validadas en otros países con economías de mercado** como Alemania y España.

El costo del incentivo al precio de nudo está distribuido en el mecanismo propuesto , a todo el sistema de generación y distribución, para evitar el obstáculo de que hay que pagar mas por las renovables; y reconociendo el doble estándar que existe por los subsidios ocultos que favorece los intereses de grandes empresas y a las fuentes de energía convencional.

Como propuesta, se sugiere:

- Grandes proyectos de generación de energía debieran ser considerados en la regulación de la red.
- Es necesario un articulado específico para regiones y proyectos pequeños

La idea es generar nuevas oportunidades bajo el argumento de la **modernización y la Producción Limpia**. Por ejemplo, los sectores agrícolas a través del Programa de Electrificación Rural-PER, tienen acceso a subsidios que pueden ser utilizados mas audazmente con miras a la incorporación de ER. La CORFO, a través del Programa de Producción Limpia, puede orientar ciertos fondos a reducción de emisiones e innovación a proyectos que incorporen ER.

Los impactos económicos positivos de las ER son un argumento viable, contrariamente a los subsidios y aportes fiscales directos vía tributos que son permanentemente demonizados. Sin embargo, más que postular a fondos tendríamos que pensar en modelos similares a los **mecanismos de incentivo existentes**.

Reducir impuestos de aduana para viabilizar el acceso a nuevas tecnologías parece ser una alternativa más viable que obtener recursos directos del Estado. El panorama de facilidades para la inversión en esta área es incierto y desigual, puesto que sí hay incentivos en otros ámbitos como la concesión de los derechos de aguas, las bonificaciones a las exportaciones, las bonificaciones para recuperación de suelos y fertilización, el fondo de amortiguación al precio del petróleo, etc. no existe nada vinculado a la innovación o producción limpia en el área de la energía.

En términos de precio como se ha señalado aquí, hay que diferenciar el precio en baja y en alta.

- En cuanto al tema de Normas de Calidad es necesario que revisemos el actual sistema y ver qué requisitos particulares se necesitan para la generación de energía en alta y baja tensión?
- Es necesario también revisar la terminología de la propuesta de Ley para hacerlos compatibles con las definiciones de la Ley Eléctrica.

Quedan pendientes dos temas legales e institucionales de fondo para la discusión:

- ¿Cómo se plantearía, en el marco de nuestro Código Civil, la obligación a las Redes de “aceptar” la energía generada por las ER a un mayor precio? (sin reñirse con los derechos de propiedad y libertad de emprender)
- El segundo tema es: que entendiendo que el CNE funciona más bien como una superintendencia, ¿qué tipo de institucionalidad sería ad hoc a la propuesta de Ley de Renovables?

5. SINTESIS DE LA DISCUSION

Los participantes en el Taller de discusión estimaron necesario proseguir con la iniciativa que impulse un proyecto de Ley que promueva el uso de las energías renovables. El ideal es que éste abarcara no sólo lo referente al uso de las energías renovables para generación eléctrica, sino también el impulso a otras áreas: uso térmico industrial o viviendas, etc. Se reconoce, eso sí, la urgencia de centrarse en el tema eléctrico por lo estratégico del sector.

Los participantes también recomendaron que la Ley fuera formulada en términos generales, con aplicabilidad en todo el territorio nacional y no solo con el énfasis actual en el Sistema Interconectado Central. Por ello debe explicitarse el uso de otras fuentes, en particular la energía solar.

Otro tema a contemplar en la reformulación de la propuesta de Ley es la institucionalidad que debiera abordar el tema del desarrollo energético y la introducción de nuevas herramientas tecnológicas, para acelerar la incorporación de nuevas fuentes de energía.

Se recomendó revisar la coherencia del articulado, dejando en el cuerpo de la Ley los artículos base y no cometer el error de incorporar materias propias de un reglamento. La propuesta de cómo funcionara la Ley, que corresponde al reglamento puede estar en los Anexos que sustentan la Ley, pero no en el cuerpo mismo de ella. En el mismo sentido, se propone eliminar varias consideraciones técnicas, poco relevantes para la propuesta de ley (viz: el rendimiento de la instalación de referencia, por ejemplo).

En el cuadro de los incentivos (que debe seguir en Anexo) se propone:

- a) Aclarar cómo beneficia el incentivo a los que invierten más temprano en las nuevas tecnologías.
- b) Simular varios escenarios de penetración de las nuevas tecnologías y analizar cómo se verá afectado el precio final promedio que el consumidor pagará por su energía eléctrica. Esto es básico, pues aunque la meta es tener un 10% de nuevas fuentes renovables el año 2010, el ideal es alcanzar una penetración mayor. Por lo tanto, ambos elementos deben ser revisados para ver cómo se rentabiliza el sistema y cuánto afecta al valor final de la electricidad para el consumidor.

También debe aclararse que la «obligación de aceptar» está ligada a normas de calidad técnica de la electricidad producida y normas de seguridad que garanticen buenos empalmes.

El énfasis actual del proyecto está en la generación en tensión media o alta. Es muy conveniente que la generación sea más distribuida y proveniente de mayor cantidad de fuentes. Por ello se debe dejar el espacio para la generación en baja tensión y alimentación en múltiples puntos de la red. Esta misma consideración hace recomendable no limitar la potencia mínima de los sistemas. Sobre todo porque en el horizonte de aplicabilidad de la Ley las tecnologías evolucionan.

El articulado, fundamentos y anexos debe ser adecuado para abrir amplio debate en la Sociedad Civil (y general) con respecto al tema.

También se debe aclarar el tema de otros obstáculos a la implementación de proyectos de energías renovables. Por ejemplo el que el 80% de los derechos de agua de cursos explotables estén en manos de ENDESA. Se necesita averiguar si esto puede entorpecer proyectos de mini o micro centrales hidráulicas.

Se indica que en la fundamentación también se debe enfatizar el beneficio de las renovables, frente al impacto para la salud que significaría el uso más intensivo de fuentes convencionales, en particular los combustibles fósiles.

El proyecto debe también estructurarse de manera que resulte compatible con la actual Ley Eléctrica y la legislación que está en discusión parlamentaria..

Otro aspecto a abordar en el proyecto es ver cómo se pueden usar los Mecanismos de Desarrollo Limpio para captar bonos de emisión (créditos de Carbono). En particular, la institucionalidad debería velar para que un conjunto de proyectos chicos puedan captar los recursos que este mecanismo promete. Por la forma del mecanismo, actualmente solo favorece a los proyectos más grandes.

Por último, se propone ver si este mecanismo (Carbon Fund) puede manejarse de forma de generar algún tipo de franquicia crediticia o tributaria para impulsar PYMES que usen energías limpias y empresas que las generen. Ello en el marco de la necesaria búsqueda de nuevos mecanismos que signifiquen allegar recursos a proyectos de innovación en proyectos energéticos.

6. CONCLUSIONES

Los puntos básicos destacados por los participantes son:

- a) La necesidad de que exista este cuerpo legal es reconocida por todo el grupo participante en el Taller.
- b) Se hace necesario incorporar energía solar y pequeñas potencias, diferenciando la potencia alta/baja, y adecuando la normativa a las condiciones regionales
- c) Asegurar que el texto sea aplicable a todo el país.
- d) Separar los contenidos propios de un Proyecto de Ley, de aquellos que deben ser parte de un Reglamento.
- e) Clarificar muy bien los escenarios de penetración y como afecta al costo de usuario final.
- f) Abordar el tema de normativas de calidad (en el suministro y en las técnicas de interconexión), generando mecanismos que garanticen la compra de energía en condiciones seguras.
- g) Incorporar mecanismos de evaluación y certificación para los equipos que se acojan a este sistema, incluyendo certificación de calidad y factores de rendimiento mínimo.
- h) Además del incentivo directo a través del precio. Buscar mayor cantidad y diversidad de mecanismos de incentivo.
- i) Revisar los patrones de medida, considerando que el CNE combina energía y potencia para crear el valor nudo
- j) No olvidar efectos positivos secundarios tales como: salud, empleo, nuevas actividades y otros.

Continuación del Proceso:

La segunda versión de la propuesta, incluyendo los insumos y las recomendaciones del taller y los cálculos aportados por los participantes, se discutirá primero vía correo electrónico. Luego de lo cual se invitara a una segunda reunión de trabajo, para afinar el Proyecto de Ley y presentarla al Ejecutivo y a los parlamentarios que puedan patrocinarla.

Anexo 3

Síntesis 2º Seminario- Taller “Discusión Técnica sobre la Propuesta de Ley para la Promoción de Energías Renovables No Convencionales”

CEPAL, 25 de Septiembre de 2003.

PARTICIPANTES

Pedro Maldonado	<i>Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN), Universidad de Chile</i>
Pedro Roth	<i>Departamento de Mecánica, Univ. Federico Santa María</i>
Roberto Román	<i>Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile</i>
Christof Horn	<i>Gerente General, Heliplast Chile</i>
Alejandro Pinto	<i>SOLENER</i>
Rolf Fiebig	<i>MANTEX S.A.</i>
Matías Grez	<i>ACERA/ MASEFCO</i>
Juan Carlos Farias	<i>SOLAR 3</i>
Jaime Zuazagoitia	<i>ENERGÍA VERDE</i>
Juan Carlos Olmedo	<i>ENERGÍA VERDE</i>
Rudolf Soltmann	<i>ACERA</i>
Paul Riesz	<i>Asesor Senador Horvarth</i>
Rubén Muñoz	<i>Unidad de Medio Ambiente y Eficiencia Energética, Comisión Nacional de Energía, CNE.</i>
Manlio Coviello	<i>División Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL</i>
Alexia Peyriere	<i>División Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL</i>
José Javier Gómez	<i>División de Medio Ambiente y Recursos Humanos, CEPAL</i>
Sara Larraín	<i>Programa Chile Sustentable</i>

I. PRESENTACIÓN

José Javier Gómez, Oficial de Asuntos Económicos, División de Desarrollo Sustentable y Asentamientos Humanos, CEPAL.

La sustentabilidad de las políticas energéticas es una prioridad para el desarrollo sustentable en nuestro país. Por esta razón, el Programa Chile Sustentable, en conjunto con especialistas de la Universidad de Chile, la CEPAL y diversas instituciones afines, ha impulsado un proceso de discusión, investigación y análisis, para la formulación de una Propuesta de Ley para la promoción de Energías Renovables.

El objetivo de este encuentro es informar del estado actual de formulación de la propuesta de Ley para la promoción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y las negociaciones con el Gobierno, con miras a afinar esta iniciativa, revisando los aspectos técnicos de su implementación y formulación legal, ya compatibilizada con la Ley Eléctrica, para proseguir las negociaciones y discusión tanto en el Parlamento nacional, como en los organismos de gobierno correspondientes.

Se ha invitado a esta jornada a los mismos participantes del taller del 30 de Abril, a los que se suman representantes de la Asociación Empresarial para las Energías Renovables (ACERA), asesores parlamentarios y técnicos de la Comisión Nacional de Energía, quienes han expresado su interés en participar del proceso.

A modo de introducción, Sara Larraín, Directora Ejecutiva del Programa Chile Sustentable, presentará un recuento de las gestiones políticas realizadas a la fecha; y Roberto Román, del Departamento de Mecánica de la Universidad de Chile, presenta los principales mecanismos del proyecto de Ley en su versión actual.

II. INTRODUCCIÓN: ANTECEDENTES DEL PROCESO DE NEGOCIACIÓN POLÍTICA Y PRINCIPALES MECANISMOS DE INCENTIVOS EN LA PROPUESTA DE LEY DE PROMOCION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

1. GESTIONES POLÍTICAS PERÍODO AGOSTO-SEPTIEMBRE

a) Congreso Nacional

Agosto

- 12- 18 : Ricardo Nuñez, Waldo Prokurica, Rodolfo Stange, Gabriel Valdés, Jorge Lavandero, Antonio Horvath, Ramon Vega y Jaime Orphis
- 25 : Antonio Leal, Pablo Lorenzini, Cristian Leay
- 27 : Sesión de la Comisión de Recursos Naturales y Medio Ambiente del Senado, con la participación de los senadores Viera Gallo, Horvath, Stange, Vega, Prokurica.

Septiembre

- 1-11 : Estudio Ley Corta y elaboración indicaciones.
- 20 : Discusión con parlamentarios Lorenzini y Leal para ingreso de la propuesta en la Comisión de Energía y Minería de la Cámara de Diputados.
- 20-30 : Reunión con diputados de la Comisión Energía y Minería de la Cámara de Diputados

Octubre

- 6 : Presentación y discusión de indicaciones con el Ministro de Economía Rodríguez Grossi, en conjunto con los diputados Encina, Leal, Sánchez, Navarro, Fernández.
- 1-30 : Patrocinio de indicaciones y presentación de estas en la Comisión. Aprobación de ellas.

b) Gobierno

- Entrega de la propuesta Ley ERNC al Ministro Huenchumilla (21 agosto)
- Entrega de la propuesta Ley ERNC a Luis Sánchez Castellón, CNE (25 agosto)
- Reunión ENAP Daniel Fernández (26 septiembre)
- Reunión de trabajo con equipo técnico de la Comisión Nacional de Energía
- Reunión con Ministro Rodríguez Grossi

c) Empresas.

- Wireless, Heliplast, Enap, Solar 3 (30 abril)
- Acera (21 agosto pres. proyecto)
- Energía Verde (26 agosto)
- Gas Atacama (4 de septiembre)
- Solener (inv a taller)
- ENAP (reunión 26 sept.)
- Gas Atacama (reunión trabajo 30 sept.)

2. MECANISMOS DE LA LEY PARA PROMOVER LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La Ley de Promoción de las ERNC contempla 3 mecanismos:

- a) **Asegurar la compra de energía proveniente de las fuentes renovables.** Este mecanismo se establece en el

Artículo 2: Obligación de aceptar y pagar. Las transmisoras y el CEDEC deben comprar esta energía pagando un valor igual al precio nudo pagado a la energía convencional.

- b) Premiar la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables no convencionales a través de un pago adicional por KW/h ingresado a la red.** Este mecanismo se establece en el **Artículo 3:** el cual establece una tabla de incentivos temporales por tipo de instalación. En los **Artículos 4, 5, 6, 7 y 8,** se establecen los pagos a las diversas fuentes renovables.

Tabla de Incentivos Decrecientes

TIPO DE FUENTE	2003-2008	2009-2012	2013-2015	2016-2020
Micro hidráulica > 1 MW y ≤ 10 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Geotermia > 1 MW y ≤ 100 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo
Energía Solar > 1 MW y ≤ 20 MW	1,5 Veces precio nudo	1,2 Veces precio nudo	1,0 Veces precio nudo	0,6 Veces precio nudo
Energía Eólica > 1 MW ≤ 20 MW	1,5 Veces precio nudo	1,2 Veces precio nudo	1,0 Veces precio nudo	0,6 Veces precio nudo
Biomasa > 1MW y ≤ 20 MW	1,0 Veces precio nudo	0,8 Veces precio nudo	0,5 Veces precio nudo	0,2 Veces precio nudo

- c) Generar un Fondo para pagar este incentivo a las ERNC.**

Algunas alternativas:

- A. Mediante un arancel de 1% a la importación de combustibles fósiles que ingresan para generar electricidad. Se recaudaría aprox. US\$ 3 millones anuales hoy -aumentando gradualmente a US\$ 7 millones anuales en 2010)
- B. Mediante el aporte de los consumidores: a través de un recargo de 1% sobre el valor neto de consumo de energía de la boleta o factura. (no se aplica al cargo fijo, ni a la demanda de potencia). Se recaudaría aproximadamente US\$ 15 millones anuales para el Fondo de Promoción de las Renovables.

III. COMENTARIOS DE LOS PARTICIPANTES

Fundamentos de la propuesta

El principio básico que fundamenta este proyecto de Ley, es la incorporación de energías renovables a la matriz energética, a través de su promoción, lo que no ocurrirá si quedan sujetas a mecanismos de mercado.

Los asistentes proponen estudiar en mayor profundidad la estructura del sector eléctrico, cuantificando el impacto de la demanda sobre la matriz, con atención en los aspectos críticos. Junto con ello, identificar dónde está la competitividad de las nuevas tecnologías, evaluando cuál es el costo-país de alcanzar la seguridad energética y evaluar la existencia de elementos que distorsionen la competitividad, con miras a su erradicación. En ese marco, se podrá definir cuál es el mecanismo más adecuado de fomento a las fuentes renovables: impuestos, subsidios, bonificaciones, etc.

Se plantea la necesidad de realizar un análisis más detallado sobre los costos que implicaría para el país incorporar las ERNC como factor de confiabilidad en el suministro: Cuánto sería necesario y cuánto estaríamos dispuestos a invertir, etc.

Incorporación de fuentes renovables a la red troncal

Juan Carlos Olmedo, de Energía Verde, señala que en Contraloría hay un proyecto de reglamento (enviado por el Ministerio de Economía) que permitiría a las plantas de potencias menores un aporte

de hasta un 2% de inyección a la red, dentro de las “horas punta”. En dicha propuesta se está reconociendo el aporte de las pequeñas centrales, las cuales hoy no hacen uso efectivo de la red ni acceden a ella. Esta iniciativa no está reflejada en la Ley Corta.

Financiamiento

Los participantes proponen diferenciar claramente la generación de la distribución en el Artículo 9 - señalado en el primer borrador de la Ley para la promoción de las ERNC-, en lo referido a los costos de conexión a la red. Es responsabilidad de la distribuidora llegar a los consumidores con la potencia comprometida. Una pequeña generadora no va a poder dedicarse a garantizar la distribución a los consumidores, porque de ser así, le resulta más conveniente transformarse en una gran empresa y abandonar este rol de generación a pequeña escala.

Costos de distribución y generación

Los participantes señalan que si se tiene en cuenta experiencias de coordinación de proyectos en torno a la transmisión y distribución de energía -como en el caso de Gener-Saesa/Frontel-, es posible apreciar la competencia existente. Compañías van a poder ofertar servicios de este tipo para plantas que bordean los 10 MW; para plantas más pequeñas, hay que revisar con detalle, dependiendo de su ubicación e impactos. La solución del reglamento puede ser bastante interesante. Las líneas de 30 MW son muy caras; estamos hablando de costos alrededor de US\$ 10.000, en valores normales.

Las generadoras, para acercarse a las distribuidoras, no deben enfrentar costos muy relevantes. Luego, lo importante es cómo participar de la red troncal, sin terminar pagando cifras demasiado fuertes. Es importante identificar estos mecanismos en un reglamento, y focalizarse en las plantas por debajo los 10 MW; sobre esa generación, las empresas son capaces de competir adecuadamente con las normas actuales.

En cuanto a las operaciones y mantenimiento de las centrales, los representantes de Energía Verde indican que sus costos no son muy relevantes; se acercan apenas al 2% del total de la inversión. Esto significa 1000 dólares al año, aproximadamente. En el ejemplo de esta empresa, SAESA ha invertido en la construcción y manutención de una línea, que es pagada por Energía Verde. Esta asociación habría funcionado sin problemas significativos.

Se sugiere incorporar al grupo de discusión a representantes de EDELAYSÉN, empresa exitosa pese a la falta de subsidios.

Energía solar

En la discusión se hizo hincapié a la situación de esta fuente energética. Se destacó que incorporar un piso mínimo de 1MW significaría instalar un equipo que excede las capacidades del techo de una casa, donde puede producirse 100kw en equipos más pequeños. Si se establece en 1MW el nivel mínimo para acceder al subsidio según la tabla propuesta, la mayoría de los proyectos de energía fotovoltaica no podrán acceder al incentivo. Se propone **reducir o eliminar los límites mínimos fijados en la tabla.**

En cuanto a los costos de esta energía, actualmente bordea los US\$ 3 /hora. En la medida que se amplía la gama de proyectos fotovoltaicos, el costo tiende a disminuir, como lo evidencian las tendencias internacionales. En consecuencia, podrían incentivarse las asociaciones de vecinos y usuarios de propiedades para la instalación de paneles solares en las techumbres. La aspiración final es que todos puedan interconectarse al sistema.

Las proyecciones sobre energía solar elaboradas en la propuesta se realizaron considerando las restricciones actuales de la energía solar, para constituirse como una fuente capaz de inyectar energía a las redes de distribución, con una potencia adecuada al sistema. A la fecha sólo se ha impulsa-

do esta energía a través de iniciativas como el Programa de Electrificación Rural, manteniéndose el carácter marginal de esta fuente. Existen importantes barreras técnicas y económicas para lograr niveles de energía solar posibles de “entroncar” a la red de distribución nacional. Por estas razones, aunque en un comienzo no estaba considerada la energía solar como parte de esta propuesta de ley -porque veíamos su proyección a más largo plazo-, en la formulación de la ley se optó por incluirla dentro de una pauta no muy compleja, apostando a una propuesta general que permitiera ingresar nuevas fuentes a la matriz energética, sin problemas significativos.

Cabe señalar que la potencia mínima fijada en la tabla de incentivos, para el caso de la energía solar, se estableció considerando el objetivo de su ingreso a la red. Los proyectos pequeños, de 5 a 10 KW, quedan fuera, puesto que enfrentamos una serie de problemas legales y técnicos para su incorporación.

Ámbitos de aplicación

En el **Artículo 1** del proyecto de Ley sobre ERNC, referido a este tema, no queda claro el porqué se plantea un límite de 1MW; al menos en los casos de la energía hidráulica y biomasa, este límite debiera ser de 100 KW. En el caso de las regiones extremas, si se limita a 1MW, zonas como Chaitén quedan fuera de toda posibilidad de apoyo a nuevos proyectos. Actualmente, una planta en esta localidad bordea los 100 KW. Para instalar una planta de energía que rebaje los costos de energía desde \$200 por KW/hora, a \$150 por KW/hora, hay que asegurar unos 300 o 400 KW. Está demostrado que en sectores donde el consumo es muy pequeño, si se facilita el acceso, al cabo de 2 o 3 años se cuadruplica el consumo en la población, por una serie de insumos domésticos y de gestión de la producción.

Los participantes destacan que es imposible inyectar a la red con una potencia de 100 KW. Un incentivo a estas potencias significaría subsidiar el consumo, no la producción. La opción es no fijar límites en la propuesta, para evitar confusiones, y teniendo en cuenta que esta configuración debe ser parte del reglamento y no del proyecto de Ley.

Se propone considerar un límite 0,1 MW o 100 KW para energía hidráulica, biomasa y solar; o bien, dejarla abierta. También podría fijarse un máximo de 10 MW, sin limitar el “piso” del rango.

Sin embargo, se destaca la existencia de problemas técnicos; si el objetivo es diversificar la red, cómo evitar que proliferen una serie de proyectos pequeños, que pueden ser también factores de vulnerabilidad. Aunque es interesante apuntar hacia el problema de la electrificación en las zonas aisladas, no es el objetivo principal de esta propuesta ni es materializable en este momento, por diversos factores técnicos y financieros que es necesario considerar. El objetivo en este momento, es llegar por lo menos a la red de media tensión.

Con sólo una ley no es posible resolver problemas como la electrificación de zonas aisladas. No es posible orientar esta iniciativa hacia allá, porque el escenario político y económico actual dificulta llevar a la práctica una propuesta de tales características. Lo que podemos intentar es que en proyectos que actualmente están en discusión, como la Ley Corta, no quede ningún obstáculo para la incorporación de fuentes renovables a la matriz. La intención es que ingresen las energías renovables a la matriz, construyendo un espacio técnico de “entrada” para estas energías.

Por otra parte, es necesario recordar que leyes similares, a nivel mundial, cuentan con muchos más recursos para fomento de la transformación energética. **En esta propuesta, acorde a la realidad nacional, no es posible aspirar a subsidiar todos los proyectos de energías renovables posibles, sino asegurar el abastecimiento seguro de la energía eléctrica, incorporando fuentes renovables a la matriz.** Además, se espera conseguir un fondo de sólo US\$ 15 millones. De allí la importancia de focalizar hacia proyectos de cierto tamaño y características, por razones estratégicas.

Se sugiere no perder de vista el objetivo de la ley; una cosa es la generación aislada, y otra, es la incorporación estratégica de fuentes renovables a la red troncal.

Se plantea la necesidad de contemplar el tema de los precios, considerando el carácter muy parcial de los subsidios. En esta perspectiva, un fondo concursable sería un “mal favor” a las empresas de energías renovables, quienes deberán competir entre sí para obtener recursos del Fondo.

Sin embargo, los convocantes recuerdan que lo que se está planteando con esta iniciativa es un marco normativo, no relacionado con las negociaciones entre empresas ni vinculado directamente con la fijación de precios. Este marco normativo regula una situación general: ingreso a la red y precio “piso” o nudo, ad hoc a las diferentes regiones del país. Lo que sí varía significativamente es el precio por potencia, no así el precio nudo. Aquí estamos tratando de establecer parámetros de política pública, de interés nacional, y eso es lo que debe primar en la discusión.

Discusión sobre los mecanismos

Mecanismo N° 1: Asegurar la compra de ERNC (artículo 2 del Proyecto de Ley sobre ERNC)

Fe de erratas a la Propuesta de Ley: Aunque el Artículo 2 se refiere al Centro de Despacho de Carga, está incorrecto: debe referirse además a las transmisoras y distribuidoras. Se propone incluir la propuesta de reglamento que circula en Contraloría como indicación a la Ley Corta, lo que podría contribuir a la compra de energías renovables.

En este ámbito hay dos elementos a considerar:

- (i) la obligación de aceptar
- (ii) asegurar el precio nudo

Hoy, teóricamente, no existe seguridad sobre este segundo punto, puesto que se está pagando muy por debajo de los precios de nudo a los pequeños productores de energía.

Se comenta que en la actualidad el reglamento eléctrico señala que todo aquel que está interconectado, tiene derecho y la garantía de vender su electricidad a los precios de costo marginal. En consecuencia, se recomienda que la propuesta se oriente a lograr la interconexión, porque una vez allí, ya tiene una garantía costo, especialmente en costos variables, muy reducidos en comparación a los de otras fuentes.

Por otra parte, para ingresar al CDEC existen 3 categorías:

- (i) Aquellos superiores al 2% de la demanda del sistema;
- (ii) Los que están entre 2% y 10 MW
- (iii) Los que están bajo 10 MW.

Estos últimos pueden optar o no a integrarse al sistema, y para hacerlo, pueden asociarse con otros sumando sus potencias, para luego inyectar al sistema. Mecanismos de incentivos existen y son fáciles de proponer: el problema crítico es más bien el garantizar el derecho a conectarse a la red, actualmente monopolizado.

Si calculamos sobre la base del precio nudo, los costos parecen menos volátiles. Ahora bien, con la garantía de compra es posible desarrollar mecanismos para el control de riesgos y la volatilidad. El factor realmente importante es asegurar la interconexión, garantizar el acceso a la red. La ley establece garantías en el derecho a servidumbre; debe modificarse considerando garantizar la opción a las líneas y a conectarse, superando la monopolización del sector.

Mecanismo N° 2: Pago adicional por KW/hora producido con ERNC y tabla de incentivos (artículo 3 del Proyecto de Ley sobre ERNC)

Se plantea que al inicio, la inyección a la red de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales no será muy significativa, por lo que es necesario considerar en las tarifas finales, los precios de los costos de producción y distribución.

Ante esta propuesta, se señala que incorporar este factor complejiza demasiado la propuesta y además, desde el gobierno no existen las herramientas para incidir en la fijación de precios, tarea que además escapa a los objetivos de la propuesta. Es muy difícil incorporar la variable tarifaria, razón por la cual no ha sido considerada, sino que se ha optado por delimitar el mecanismo de manera gruesa con el objetivo de incorporar la propuesta a la discusión en el Congreso Nacional.

Se reconoce, sin embargo, la necesidad de considerar situaciones excepcionales en la estructura de tarificación, lo que también se complejiza considerando el tema de la transmisión, que aporta nuevos elementos. Pero los mecanismos de financiamiento aquí propuestos, están orientados principalmente al apoyo de proyectos que cuentan con parte de los medios propios para su impulso, tal como funciona la mayor parte de los Fondos Concursables que rigen en el país.

Ahora bien, respecto a la tabla de incentivos y la obligación de comprar, cabe señalar que para aquellos proyectos cuya aspiración no es incorporarse a la red, no puede regir la obligación de comprar de acuerdo a la propuesta que aquí se discute, puesto que están fuera del alcance de los objetivos de esta iniciativa -que es lograr un porcentaje de energías renovables en la red-. Por ello el incentivo se inicia en cierto límite de potencia. Para las menores habría que estudiar los vínculos con el Programa de Electrificación Rural (PER) y sus bonificaciones.

En cuanto al problema de los precios, los convocantes reconocen que no hay acuerdo sobre considerar el precio nudo como base y se reconoce que en las condiciones actuales, las generadoras pequeñas no podrían competir en horarios de punta. La idea es discutir un mecanismo que impida la negociación individual de las pequeñas generadoras con las transmisoras respecto a “cuánto menos” se está dispuesto a dejar de recibir (El caso de negociaciones conjuntas de aquellas empresas que cuentan con una empresa grande que los apadrina, es un modelo a considerar).

Los representantes de SOLENER y HELIPLAST señalan al respecto que este principio no es el más adecuado para la producción de energía solar, donde el límite de 1 MW significa la construcción de aparatos de muy grandes dimensiones, que exceden la capacidad de cualquier proyecto en el corto y mediano plazo. Se insiste en no fijar límites inferiores.

Mecanismo N° 3: Fondos para ERNC y otros mecanismos de promoción (artículo 3 del Proyecto de Ley sobre ERNC)

Con el objetivo de visualizar las dimensiones del Fondo necesario, se realiza un ejercicio para calcular el funcionamiento del incentivo propuesto:

Para una **planta de energía geotérmica de 50 MW**, cuya **generación sea de 400.000.000 KW** y con **un aporte de 0,02 US\$/KW** -considerando un coeficiente similar al **precio de nudo**-, el **subsidio** debiera ser de **US\$ 8 millones al año**.

En consecuencia, el fondo de US\$ 15 que se espera recaudar es mínimo y alcanza a cubrir muy pocas iniciativas. Por ende, es necesario focalizar y ser realistas.

Se plantea que la generación de recursos a través de las tarifas al consumidor, generalmente el traspaso del costo es del 10%. Con sólo el 1% no se puede hacer mucho, porque la recaudación es muy baja.

Se sugiere fijar el precio medio del país como mínimo para las generadoras; y precio final, este precio promedio dividido por 2. Al respecto, Pedro Maldonado señala que con este mecanismo, entran 1600 GW/hora, con un factor planta de 0.66. Precio nudo es el doble del promedio; sobre el precio, pasa de 2,0 a 2,1.

En definitiva, se plantea que no es necesario amarrar la ley, sino poner los mecanismos en el reglamento, y fomentar el sistema de bonificaciones.

En opinión de los convocantes, si se logra instalar en el país la noción de reducción de la vulnerabilidad como una meta factible, puede sensibilizarse en torno a la necesidad de invertir. Por ello, la estructura del Fondo que se plantea en la propuesta es similar a los Fondos Concursables actualmente vigentes, como en el caso del Fondo para restauración de suelos. En ellos, hay tablas que fijan parámetros para la postulación y se subsidia la iniciativa que ha comenzado a desarrollarse y que cumple con tales requisitos. De la misma forma, el Fondo aquí propuesto y la tabla de incentivos están pensadas como un apoyo a proyectos en curso.

Pero en lugar de una tabla de incentivos por KW sostenido a través del tiempo, se puede financiar parte de la inversión inicial, ya que ese es el principal obstáculo en estos proyectos.

En síntesis, el fondo es claramente insuficiente, y por ende necesita asegurar, vía reglamento, un "piso" de precios a recibir, tanto por lo que se señala en cuanto a los mecanismos y tarifas, habría un acuerdo en que este fondo se financie por medio del consumidor final.

Anexo 4

INFORME LEGAL PROYECTO DE LEY PARA LA PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES¹⁶

I.-ANTECEDENTES:

El Programa Chile Sustentable ha elaborado un proyecto de Ley de Promoción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en base a los conceptos y principios de la legislación eléctrica actualmente vigente en Chile.

A continuación se presenta la metodología empleada en la redacción del texto de Ley, como asimismo, acerca de la posibilidad de utilizar la legislación y reglamentación eléctrica existente, para incorporar a la red instalaciones generadoras de electricidad que utilicen ERNC.

II.-FUENTES LEGALES Y REGLAMENTARIAS CONSIDERADAS:

- A. Decreto con Fuerza de Ley N° 1 (Minería) del 13 de Septiembre de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.
- B. Ley N° 19.657, sobre Concesiones de Energía Geotérmica.
- C. Ley N° 18.410, crea Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- D. Decreto Supremo (Minería) N° 327 del 12 de Diciembre de 1997, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- E. Proyectos de Reforma de Legislación Eléctrica.

III.- METODOLOGÍA EMPLEADA:

A.- Terminología: En el texto del proyecto de Ley, se ha buscado utilizado los términos empleados normalmente en la legislación eléctrica chilena, con el objetivo de mantener una concordancia con la misma.

B.- Adecuaciones de fondo: En la elaboración del proyecto se integran aspectos de fondo para mantener una adecuada relación con la realidad normativa chilena. Entre ellos, se han adaptan las obligaciones del Centro de Despacho Económico de Carga, así como de los productores o distribuidores de energía, para efectos de las obligaciones de adquirir y remunerar establecidas en el proyecto.

C.-Propuestas complementarias: Considerando los objetivos de este proyecto de Ley, como asimismo, la existencia de otros textos de modificación legislativa actualmente en tramitación en el Congreso, se ha optado por proponer ciertos artículos que sean concordantes con los mismos.

Así, se ha establecido un mecanismo judicial de reclamación en caso de negativa injustificada a la obligación de aceptar y pagar, y se ha establecido una detallada opción para el financiamiento del incentivo que importa la Ley.

D.-Análisis económico: Un proyecto como el que se analiza tiene un importante contenido económico. Si bien en su elaboración se han considerado las consecuencias del mismo en el giro eléctrico, dicho análisis es independiente del proyecto.

¹⁶ Informe elaborado por Rodrigo Polanco, abogado de la Fiscalía del Medio Ambiente, para el Programa Chile Sustentable.

IV.- ANÁLISIS DE LA LEGISLACIÓN VIGENTE:

Existen ciertas disposiciones legales y reglamentarias actualmente vigentes, que permitirían el logro de algunos de los objetivos determinados del proyecto de Ley de promoción de las ERNC, sin necesidad de efectuar modificaciones en la materia, a saber:

A.-Obligación de interconexión:

Como regla general, el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones en los casos que lo disponga el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía

De esta manera, en la medida que se haya solicitado establecer una concesión para explotación de energía geotérmica en conformidad a la Ley N° 19.657, o una microcentral hidráulica productora de energía eléctrica, es posible pedir a la autoridad se aplique esta norma respecto de esas dos fuentes de ERNC, en relación con los sistemas interconectados operantes en el país¹⁷.

1) Forma de interconexión: Según el artículo 164 del Reglamento de Ley de Servicios Eléctricos, dispuesta la interconexión, en caso de falta de acuerdo entre los concesionarios sobre la forma de realizar la interconexión y de efectuar el transporte o transferencia de la energía, la Comisión Nacional de Energía oír a los concesionarios y entregará una recomendación al Ministerio de Economía, quien resolverá al respecto.

2) Coordinación de la interconexión: Según el artículo 165 del citado Reglamento, la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

- a) Preservar la seguridad del servicio 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.

Esta coordinación deberá efectuarse de acuerdo con las normas técnicas y reglamentos que proponga la Comisión Nacional de Energía.

B.- Sincronismo con el Sistema Eléctrico:

El artículo 166 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que la operación de aquellas centrales y sistemas de transmisión que no habiéndose establecido mediante concesión operen en sincronismo con un sistema eléctrico, deberán ceñirse a las normas y reglamentos de coordinación de operación que se establezcan en conformidad con el citado Reglamento.

Se entiende que una central generadora interconectada opera en sincronismo con un sistema, si en condiciones normales de operación produce electricidad en una frecuencia igual a la del sistema, o si se sincroniza con éste a través de un convertidor de frecuencia. En otras palabras, lo que determina el sincronismo es sólo la igualdad de frecuencia.

A su vez, el artículo 167 señala que la operación de las centrales generadoras y líneas de transporte que funcionen interconectadas entre sí, formando un sistema eléctrico con capacidad instalada de

¹⁷ Cabe hacer presente que el artículo 2° del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, no excluye a las microcentrales hidráulicas para efectos de solicitar concesiones, aunque el artículo 8° del Reglamento de esa ley, permite que estas puedan instalarse sin necesidad de concesión de servicio eléctrico.

generación superior a 100.000 kilowatts, deberá coordinarse a través del Centro de Despacho Económico y Carga (CDEC).

Para los efectos del cumplimiento de las funciones del CDEC, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte o instalaciones de distribución que se interconecten al sistema, estará obligado a proporcionar la información necesaria y pertinente que el CDEC le solicite para mantener la seguridad global del sistema, optimizar la operación y garantizar el derecho de servidumbre.

En cualquier caso, toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación mínima de 6 meses, tanto a la Comisión Nacional de Energía como al CDEC.

El retiro, modificación o desconexión de unidades generadoras del parque generador, y de instalaciones del sistema de transmisión, deberá ser comunicada por escrito tanto al CDEC como a la Comisión Nacional de Energía, con una anticipación que no será inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y de 12 meses para instalaciones de transmisión.

No obstante, en casos calificados, la Comisión Nacional de Energía podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos señalados en este artículo, previo informe de seguridad del CDEC.

C.-Autogeneración por biomasa:

Si consideramos la generación de energía mediante la utilización de biomasa como una forma de autoproducción¹⁸, esta se encuentra regulada en los artículos 168, 169 y 172 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Al respecto, el artículo 168 del citado Reglamento, establece que **deberán** integrar cada CDEC las empresas que cumplan simultáneamente los siguientes requisitos:

- a) **Operar en el sistema eléctrico que coordine el respectivo CDEC, cuya capacidad instalada de generación sea superior a 100.000 kilowatts; y**
- b) Ser un autoprodutor cuya capacidad instalada de generación en el sistema sea superior al total de su propia demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema y, además, sea superior al 2% de la capacidad que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos efectos, se entenderá por autoprodutor la entidad cuyo giro principal sea distinto a la generación o transmisión de energía eléctrica¹⁹.

Se entiende que todo autoprodutor destina prioritariamente sus instalaciones de generación, sean éstas propias u operadas en virtud de un contrato, a satisfacer sus necesidades de energía, a menos que comunique por escrito, al CDEC y a la Comisión Nacional de Energía, que dará otro destino a la energía que genere.

No obstante esta obligación, las entidades mencionadas podrán eximirse de participar directamente en el CDEC, cuando suscriban un contrato con alguna otra entidad integrante, para la entrega de la totalidad de la electricidad producida por sus instalaciones de generación. En tal caso, la entidad efectivamente integrante participará en el CDEC con sus instalaciones propias y con las contratadas²⁰.

¹⁸ Hay autoproducción cuando el que produce energía la consume él mismo.

¹⁹ En otras palabras, que produce energía para comercializarla frente a terceros o la distribuye.

²⁰ Esta norma es lógica pues entrega la participación en el CDEC a quien efectivamente opera en el sistema.

Por otra parte, el artículo 169 señala que **podrán** integrar el CDEC los autoprodutores que posean una capacidad instalada de generación superior a 9 megawatts y a su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema, que opte por incorporarse al CDEC. Dicha demanda anual se calculará al momento de informar al CDEC su decisión de incorporación.

Los autoprodutores deberán comunicar por escrito, tanto a la Comisión como al CDEC, su determinación de incorporarse, retirarse o reincorporarse a este último.

