

ENERGIAS RENOVABLES Y GENERACION ELECTRICA EN CHILE



ENERGIAS RENOVABLES Y GENERACION ELECTRICA EN CHILE



**ENERGÍAS RENOVABLES Y GENERACIÓN ELÉCTRICA
EN CHILE**

Inscripción N°: --

Isbn: ---

Diseño de portada y diagramación

Victoria Martínez

Impresión

Ograma

**Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
(PNUD)**

Av. Dag Hammarskjöld 3241, Vitacura

www.pnud.cl

Santiago de Chile, diciembre 2007

Los contenidos de este Informe pueden ser reproducidos en cualquier medio, citando la fuente.

Impreso en Chile

PNUD: Promoviendo las energías renovables

La seguridad en el abastecimiento energético en un país netamente importador de energía como es Chile, donde las tres cuartas partes de la energía consumida provienen del exterior, convierte la búsqueda de alternativas para la diversificación de la matriz energética en una cuestión de vital importancia para asegurar un desarrollo sostenible y contribuir a la mitigación de los riesgos del cambio climático.

El contexto energético actual y las previsiones a corto y mediano plazo están configurando un escenario en el que habrá que definir claramente las prioridades respecto al uso y acceso a la energía en un mundo cada vez más interconectado.

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) se perfilan como una alternativa limpia, segura y eficiente, si bien los costos no son aún competitivos dada la escasa presencia y las dificultades que presenta su afianzamiento en Chile. Sin embargo, el aprovechamiento de fuentes propias, hídricas, eólicas o geotérmicas, para la generación de electricidad, se está posicionando a nivel internacional como una opción sustentable, y en el mediano y largo plazo también como una apuesta rentable.

Las políticas energéticas deben contribuir al crecimiento económico, pero deben contemplar igualmente otros objetivos como el desarrollo social integral de las personas, la reducción de la pobreza, el uso sostenible de los recursos naturales y la protección del entorno, además de cuestiones relacionadas con el acceso equitativo a los recursos, la igualdad de género o el respeto de los derechos humanos.

Para avanzar en el desarrollo y la progresiva implantación de estas tecnologías se hace patente la necesidad de profundizar en medidas de apoyo exitosas aplicadas en otras zonas del planeta, que han logrado incrementar el porcentaje de participación de las energías renovables en la matriz energética de muchos países. Incentivos económicos y legales constituyen una primera vía para canalizar intereses y voluntades, con el fin de incrementar la seguridad en el abastecimiento de energía

y ampliar la oferta de fuentes limpias y sostenibles, que garanticen el uso eficiente de los recursos y contribuyan a la mitigación del cambio climático.

En este escenario, el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) está apoyando proyectos que tienen como fin promover el uso de energías renovables en diversos ámbitos.

Uno de ellos es la remoción de barreras para la electrificación rural a través del uso de energías renovables, desarrollado por la Comisión Nacional de Energía en colaboración con el PNUD, como agencia ejecutora del Fondo Mundial para el Medio Ambiente. Entre los principales obstáculos detectados en la creación de un mercado para las energías renovables en la electrificación rural, se pueden citar el mayor costo de los estudios de evaluación e ingeniería para proyectos que utilicen energías renovables, la inexistencia de normas técnicas para los equipos y para los procesos de certificación de estos sistemas y su instalación. Hasta el momento se han desarrollado en el marco de este programa, 92 proyectos con Energías Renovables No Convencionales, permitiendo electrificar unas 5.000 viviendas rurales con este tipo de energía.

Por otra parte, en diciembre de 2005, el PNUD y Endesa Eco, filial de Endesa Chile, firmaron un Convenio de Colaboración, con el fin de profundizar en el conocimiento sobre las causas que han motivado la débil penetración de las energías renovables en el mercado energético chileno y las dificultades asociadas a su desarrollo.

Entre los objetivos del Convenio se planteó el análisis de las condiciones actuales y futuras de las energías renovables en Chile, los escenarios antes y después de las modificaciones legales establecidas por las Leyes Corta I y II, así como las barreras para su progresiva implantación, a través de un estudio de dos casos concretos de proyectos en ejecución por parte de Endesa Eco: la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua y el parque eólico Canela.

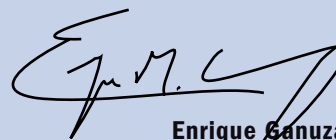
La presente publicación recoge los resultados de los estudios y evaluaciones de los modelos de negocio de proyectos reales de generación -los citados Ojos de Agua y Canela- frente a las modificaciones en el marco legal y reglamentario, incluyendo el análisis de las barreras persistentes y removidas en el ámbito nacional. Además se realizaron dos estudios más. El primero de ellos sobre experiencias internacionales en el fomento de este tipo de energías, con atención a las estrategias de promoción utilizadas en la Unión Europea, Estados Unidos y Australia, y otro sobre los desafíos para alcanzar un 15% de aumento de capacidad instalada con energías renovables de aquí a 2010, en consonancia con el programa del actual Gobierno de Chile.

Por otra parte, se prevé la obtención de la Certificación de Electricidad Verde para los proyectos Ojos de Agua y Canela de Endesa Eco. Esta Certificación es un procedimiento de carácter independiente para acreditar la sostenibilidad del proceso de generación en los dos proyectos en estudio.

Por último, el Convenio contempla la realización de actividades de difusión con el objeto fomentar el debate público-privado sobre la situación actual y perspectivas de las ERNC en el sector eléctrico en Chile, así como dar a conocer los resultados de las diferentes evaluaciones de escenarios y del estudio exhaustivo de los dos proyectos analizados.

Chile y el mundo enfrentan un reto decisivo para el desarrollo futuro en relación con el uso de la energía: el cambio climático. Las consecuencias anunciadas por la falta de acción en este sentido son múltiples y bien conocidas en cuanto a efectos económicos, ambientales y sociales, por lo que resulta imprescindible la definición de alternativas para la adaptación y mitigación de dichos efectos en ámbitos críticos, como la búsqueda de fuentes alternativas de energía.

En conclusión, las perspectivas actuales ponen de manifiesto la necesidad de buscar sinergias y fomentar la colaboración estrecha de todos los actores implicados, tanto del sector público como privado, con el fin de establecer prioridades sobre la base de análisis objetivos y completos del marco presente y futuro, que faciliten la toma de decisiones y la puesta en marcha de políticas en el camino de la sostenibilidad.



Enrique Sanuza
Representante Residente PNUD Chile
Coordinador Residente Sistema N.U.

* Nota aclaratoria. Las conclusiones de los análisis y estudios recogidas en esta publicación son válidas de acuerdo a la normativa vigente y a las condiciones de mercado en el momento de su realización, sin perjuicio de las previsibles modificaciones legales que pudieran producirse en la materia en el corto o mediano plazo..

Endesa Chile y su compromiso con las Energías Renovables: Endesa Eco

La apuesta de Endesa Chile por dar un impulso al desarrollo de nuevas tecnologías para la generación de electricidad desde fuentes renovables no convencionales se materializó en abril de 2005 con la creación de su filial Endesa Eco. Este importante hito se enmarca en dos de los principios de la Política corporativa de Sostenibilidad de Endesa Chile: el compromiso con la eficiencia (innovación) y el compromiso con la protección del entorno (medio ambiente).

La misión de Endesa Eco es contribuir al desarrollo y fomento de las energías renovables (minihidro, eólica, geotérmica, solar, biomasa y otras), con tecnologías limpias y amigables con el medio ambiente. Por otro lado, se radican en esta empresa las actividades relacionadas con la reducción de emisiones y el mercado de carbono: cambio climático, Protocolo de Kyoto, Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), Directiva europea de comercio de emisiones.

Las razones que motivaron a Endesa Chile a crear esta nueva filial dedicada a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) se sustentan en:

- Los compromisos con la eficiencia energética y la protección del entorno, establecidas en su Política de Sostenibilidad.

- Las condiciones del escenario energético en la región, caracterizado por la existencia de fuentes de energía tradicionales con disponibilidad limitada y con evolución incierta.

- La demanda social, esto es, el aumento de la sensibilidad social por las ERNC y las tecnologías limpias, la demanda de seguridad energética en el largo plazo y el problema del cambio climático, que se materializa a través de la ratificación del Protocolo de Kyoto, la Directiva europea de comercio de emisiones, los proyectos MDL, entre otros.

- La consolidación del liderazgo de Endesa Chile en la región al convertirse en la primera compañía de generación eléctrica en tener una filial dedicada a las ERNC, muestra tangible de la aplicación de la Política de Sostenibilidad empresarial de la compañía, “Del discurso a la práctica”.

Los proyectos de Endesa Eco en construcción

Minicentral Hidroeléctrica Ojos de Agua

El proyecto minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua se ubica 105km al oriente de Talca, Comuna de San Clemente, VII Región del Maule, Chile. Consiste en una central hidroeléctrica de pequeña escala, que aprovecha las filtraciones naturales de la laguna La Invernada. Su diseño contempla la instalación de una turbina Francis de eje horizontal con una potencia instalada de 9MW y una generación anual estimada de 54GWh. Su caudal de diseño es de 16m³, con una altura bruta de 76m. Se espera que entre en funcionamiento el segundo trimestre de 2008.

Cabe destacar además que desde abril de 2007 la minicentral está registrada como proyecto MDL por la Junta Ejecutiva de la Oficina de Cambio Climático de Naciones Unidas, primer proyecto registrado del Grupo Endesa a nivel mundial. Se estima que el proyecto evitará la emisión de unas 23.000 toneladas de CO₂ al año.

Parque Eólico Canela

El parque eólico Canela se ubicará en la Comuna de Canela, provincia de Choapa, IV Región de Coquimbo, aproximadamente a 80km al norte de la ciudad de Los Vilos y a un costado de la Ruta 5 Norte (km 295), entre el borde costero y esta carretera.

Gracias a mediciones de vientos obtenidas a través de una torre anemométrica desde septiembre de 2004, fue posible determinar el real potencial eólico de la zona y diseñar un parque eólico de 18,15MW de potencia instalada y una generación anual estimada de 47GWh. Los datos obtenidos del monitoreo fueron certificados

por la consultora eólica Garrad Hassan and Partner (Reino Unido). El proyecto considera 11 aerogeneradores de 1,65MW cada uno, con una altura de torre de 70m y un diámetro de rotor de 82m (41m de longitud del aspa), lo que significa que cada equipo sobrepasará los 110m de altura. La puesta en marcha del Parque Eólico Canela está prevista para el cuarto trimestre de 2007.

Por otra parte, Canela será el primer parque eólico conectado al Sistema Interconectado Central (SIC). Además, ha sido ingresado al circuito MDL para el registro de las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, lo que permitirá transar esta reducción de emisiones certificadas (CER, por sus siglas en inglés), en el mercado de bonos de carbono (Protocolo de Kyoto). Se estima que el proyecto ayudará a evitar la emisión de unas 30.000 toneladas de CO₂ al año.

Lineamientos y propuestas para el desarrollo y fomento de las ERNC en Chile

Gracias a los análisis y la observación que realiza Endesa Eco de la investigación y los avances tecnológicos en el ámbito de las ERNC en Sudamérica y en especial en Chile, así como también a la constante evaluación del comportamiento de sus proyectos Ojos de Agua y Canela, es posible enumerar las principales ventajas y barreras que aún persisten para el desarrollo de estas tecnologías.

Es conocido y aceptado que las ERNC facilitan la reducción de la dependencia energética del exterior, pero en el mediano plazo no son la solución integral a la problemática energética de cada país. Muchas de ellas sufren de una alta volatilidad de su producción, especialmente la eólica, lo que sugiere que este tipo de tecnologías necesitan en mayor o menor medida otro tipo de energía de respaldo.

A su vez, requieren de incentivos económicos (similar al régimen especial de los países de la Unión Europea) para ser competitivas, frente a las fuentes convencionales, además de un marco institucional especial para su fomento.

Por otro lado, se requiere contar con mapas energéticos específicos por cada tipo (eólico, geotérmico, otros), para que el inversionista cuente con un mínimo

de información para poder decidir la ejecución de un proyecto. Esto cobra especial relevancia para aquellos pequeños y medianos generadores que no cuentan con los recursos ni el respaldo para ejecutar este tipo de estudios previos. En esta instancia se hace necesario involucrar los esfuerzos del Estado y de los centros de investigación, con la finalidad de contar con mapas de potencial, análisis técnicos, disponibilidad de recursos energéticos, entre otros. Ejemplo de ello lo constituyen los convenios de trabajo que ha firmado Endesa Eco con las universidades de Magallanes y de La Serena, con el objeto de obtener mapas de potencial eólicos en diferentes zonas del país.

Además, los proyectos de ERNC califican como MDL, pero se requiere una mayor flexibilidad en su tratamiento de registro y una adecuación de las metodologías para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas. Por lo anteriormente señalado, las estrategias para fomentar el desarrollo de las ERNC en el país deberían estar enfocadas en las siguientes áreas:

- Incentivar las ERNC en su conjunto, bajo la perspectiva de que ello puede complementar y corregir las decisiones del mercado, buscando internalizar los beneficios de externalidades positivas que el mercado no identifica adecuadamente. Esto, asumiendo que las ERNC aportan a una mayor diversificación de las fuentes y tecnologías y promueven la autonomía de las fuentes o recursos energéticos nacionales.

- Evitar la introducción de distorsiones en el mercado eléctrico, que lo alejen de su funcionamiento bajo una perspectiva de óptimo social, procurando que los incentivos se traduzcan en la eliminación de barreras para su ingreso al mercado y no en un aumento artificial de su competitividad, evitando que estos incentivos discriminen entre tecnologías que deben ser elegidas bajo la original óptica de mercado.



Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General Endesa Eco

ÍNDICE GENERAL

- | | | |
|----|--|-----|
| 1. | Análisis de beneficios y barreras para la generación eléctrica con energías renovables no convencionales con posterioridad a la Ley Corta II | 11 |
| 2. | Experiencias internacionales en el fomento de las energías renovables para generación eléctrica | 39 |
| 3. | Desafíos para alcanzar un 15% de aumento de la capacidad instalada con energías renovables no convencionales al 2010 | 104 |

**ANALISIS DE BENEFICIOS Y BARRERAS PARA LA
GENERACION ELECTRICA CON ENERGIAS
RENOVABLES NO CONVENCIONALES CON
POSTERIORIDAD A LA LEY CORTA II**

RAMON GALAZ A.

Ingeniero Comercial. MBA.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	13
2.	ANTECEDENTES GENERALES	14
3.	OBJETIVOS	16
4.	METODOLOGÍA	17
4.1.	Supuestos Generales	19
4.2.	Supuestos del Escenario sin Leyes Corta I y II	19
4.3.	Supuestos del Escenario con Leyes Corta I y II	20
5.	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS	21
5.1.	Proyecto parque eólico Canela	21
5.1.1.	Antecedentes parque eólico Canela	21
5.1.2.	Evaluación económica del proyecto	23
5.1.3.	Sensibilizaciones realizadas a la evaluación económica	23
5.1.4.	Conclusiones de la evaluación del proyecto eólico	26
5.2.	Proyecto minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua	27
5.2.1.	Antecedentes minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua	27
5.2.2.	Evaluación económica del proyecto	29
5.2.3.	Sensibilizaciones realizadas a la evaluación	29
5.2.4.	Conclusiones de la evaluación a la minicentral	32
6.	ANÁLISIS DE LAS BARRERAS ENCONTRADAS	33
7.	CONCLUSIONES GENERALES	36

1 | INTRODUCCION

Desde principios de la década del 80, con la promulgación del DFL-1 del Ministerio de Minería de 1982, más conocido como Ley de Servicios Eléctricos, la concepción de la operación coordinada en los sistemas eléctricos en el país ha dado en Chile igual trato a todas las fuentes energéticas.

Por lo anterior, las alternativas de generación del tipo renovable (Energías Renovables No Convencionales, ERNC) durante años han debido competir en igualdad de condiciones con las denominadas tecnologías que utilizan fuentes convencionales. Esto se tradujo en que las ERNC no hayan sido mayormente explotadas.

En efecto, las razones que explican esto son las siguientes:

- Altos costos de inversión asociados;
- Poca experiencia en su uso;
- Inmadurez del mercado

La consecuencia ha sido un fuerte desarrollo de tecnologías tradicionales y, por consecuencia, una alta dependencia del comportamiento de los mercados internacionales que proveen energía tradicional. El mejor ejemplo está dado por la alta dependencia del carbón, petróleo y gas natural. Sin embargo, en el caso del gas natural, no es precisamente una tendencia de mercado, si no más bien una apuesta realizada por el gobierno en un momento en el que este suministro era una alternativa económicamente viable. En particular, esta dependencia ha puesto a Chile en una situación crítica derivada de los cortes de suministro de gas natural desde Argentina hacia Chile y las constantes alzas del precio del diesel.

Considerando que el mercado eléctrico nacional administra sus recursos buscando la eficiencia económica (operar con seguridad al menor costo posible) a partir de inversiones que son decididas en su totalidad por el sector privado, las ERNC no habían resultado, hasta hoy, del todo atractivas como para lograr un mayor desarrollo de ellas, salvo por las directrices más respetuosas

del medio ambiente en pos de utilizar recursos que no fueran combustibles fósiles. Sin embargo, ponderando el contexto internacional que se estaba presentando respecto de los precios de los combustibles, la crisis del gas natural argentino y una falta de inversiones en generación de los últimos años, se consideró importante formular algunas modificaciones a la legislación eléctrica vigente con el objeto de generar algunos incentivos a la incorporación de tecnologías renovables (como son las ERNC) así como abrir el acceso al mercado a estas tecnologías, creando condiciones más abiertas para la operación con dichas fuentes energéticas. También, aunque en menor medida, el mayor desarrollo económico del país ha ayudado a facilitar la entrada de estas tecnologías.

Esto último dio como resultado que se analizaran y promulgaran las modificaciones legales al DFL N° 1, mediante las leyes 19.940 y 20.018, coloquialmente denominadas Ley Corta I y Ley Corta II, que si bien tenían sus mayores efectos en otros ámbitos del sector eléctrico (transmisión y generación) también definían algunos incentivos y creaban mecanismos de accesibilidad al mercado para las ERNC.

Esto último ha traído consigo importantes cambios en el desempeño económico que tenían estos proyectos. El marco de este informe permite comprender dichos efectos, cuantificarlos y medir su impacto, en comparación con las condiciones que se tenían antes de que fueran promulgadas las modificaciones legales antes mencionadas.

De esta forma, las principales opciones de negocio, venta a mercado spot, venta a empresas distribuidoras y venta a Clientes Libres (formalmente, “No Sometidos a Regulación de Precios”), podrían analizarse mediante las nuevas condiciones presentadas. Lo anterior, permite evaluar el impacto de los incentivos puestos por la autoridad, así como identificar algunos aspectos que pudieran ser mejorados.

Conforme con lo anterior, en el presente informe se

comparan las condiciones económicas que presentaban los proyectos de ERNC antes de las citadas modificaciones legales, con las nuevas condiciones dadas por éstas. De esta manera, se pueden estimar las mejoras que se obtienen de este tipo de proyectos lo que estimularía una reevaluación de aquellos que anteriormente hubieren sido descartados debido al comportamiento económico que hubieren presentado, así como también incentivaría la participación en iniciativas de este tipo por parte del sector privado.

En vista de esto, el presente estudio realiza una comparación de los escenarios económicos que surgen a

raíz de dos condiciones puntuales:

1. Las modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos, introducidas a través de las leyes N° 19.940 de 13 de Marzo de 2004 y N° 20.018, de Mayo de 2005, así como el Reglamento para los Pequeños Medios de Generación (PMG), D.S. N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, publicado en el Diario Oficial el 17 de enero de 2006;

2. Los precios de la energía, los cuales se han proyectado al alza para los próximos 4 años, y que deberían tender a estabilizarse desde el año 2012 en adelante.

2 ANTECEDENTES GENERALES

El principal desarrollo eléctrico en Chile se ha dado con la construcción de grandes centrales, por sobre 250 MW de potencia instalada. En los últimos años y hasta las dificultades de abastecimiento de gas natural desde Argentina, prevaleció la construcción de centrales de ciclo combinado a Gas Natural (GN), mientras que para los próximos años se prevé una expansión de la capacidad de generación principalmente a través de centrales a carbón y plantas hidroeléctricas, con algunas centrales de respaldo a diesel y una participación menor de plantas de Gas Natural Licuado (GNL). Así también, se esperan los primeros desarrollos basados en el aprovechamiento de la energía eólica y geotérmica.

De lo anterior se desprende que la construcción de centrales de pequeño tamaño asociadas al uso de fuentes renovables no ha tenido la suficiente relevancia en el pasado, por lo menos dentro de los sistemas eléctricos nacionales.

Como se mencionó anteriormente, esto se explica en la existencia de distintas y variadas barreras que impedían este tipo de desarrollo. En primer lugar, y por razones de economías de escala relacionadas con la producción y la tecnología, y la madurez tecnológica de algunos tipos de energía, el costo económico del desa-

rollo de centrales sobre la base de ERNC era mayor que las opciones convencionales (térmica y gran hidráulica), lo que desincentivaba a los inversionistas de participar en el desarrollo de proyectos de este tipo. A esto es importante incluir:

- Las barreras técnicas que restringían el acceso a los sistemas eléctricos interconectados
- Las barreras de operación producto de los altos costos de participar en los centros de despacho económico de carga (CDECs)
- Desconocimiento en el desarrollo a nivel nacional de algunas tecnologías de ERNC y
- Falta de madurez del mercado nacional (ej. Energía eólica),
- Las barreras comerciales producto de la dificultad para vender la energía y potencia producida al precio de mercado.

Respecto de esto último, se debe recordar que la comercialización de la energía enfrentaba poderes monopolísticos, razón por la cual los precios a los cuales

una central con ERNC de pequeña escala podía aspirar, o las condiciones de suministro que podía negociar con un distribuidor a escala local, hacían que el proyecto no resultara económicamente viable, por lo que no era atractiva de desarrollar ¹.

Sin embargo, las modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos, introducidas a través de las leyes N° 19.940 y 20.018, así como el Reglamento para los Pequeños Medios de Generación, D.S. N° 244, de 2005; establecen un escenario más favorable al desarrollo de proyectos de generación eléctrica para unidades de pequeño tamaño (menores o iguales a 20 MW) sobre la base de fuentes renovables.

Entre estas fuentes se citan las pequeñas centrales hidráulicas así como las centrales eólicas, biomasa, solar y mareomotriz. También se incluyen la cogeneración a biomasa y gas natural dentro de las fuentes que pueden beneficiarse de estas nuevas disposiciones.

Para más claridad, se pueden establecer los objetivos a los que apuntan las principales modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos relacionadas con ERNC:

- Asegurar el derecho de cualquier propietario de medios de generación de vender su energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio nudo de potencia. Además se establecen condiciones para dar mayor estabilidad y seguridad en la remuneración de la energía de las pequeñas centrales de generación, en particular para aquellas cuyo excedente de potencia al sistema eléctrico no supere los 9 MW.

- Establecer la obligación para las empresas distribuidoras de permitir la conexión de pequeñas centrales (9MW) a sus redes de distribución. Se elimina de esta forma una posible barrera técnica para la comercialización del mercado spot o para los clientes libres, debido a que las pequeñas centrales se conectan mayoritariamente a nivel de distribución.

- Liberar total o parcialmente del pago de peajes por el uso de sistemas de transmisión troncal a aquellas centrales que utilicen fuentes energéticas no convencionales tales como geotérmica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares, que determine la Comisión Nacional de Energía (CNE), cuyos excedentes de potencia al sistema sean menores de 20 MW. Para centrales cuya potencia no supere los 9 MW, la exención es total, para centrales cuya potencia este entre 9 y 20 MW, el pago de peaje será parcial de acuerdo a una interpolación lineal entre la exención completa (9MW) y el pago total (20 MW).

Estas nuevas modificaciones, junto a otras condiciones coyunturales tales como las nuevas condiciones de precios de la energía originadas por las restricciones al suministro de gas natural y los precios internacionales del petróleo, han configurado un escenario más favorable para el desarrollo de estas fuentes de energía renovable de pequeña escala, lo que se traduce en que algunos proyectos que hasta hace unos años no eran rentables, hoy podrían serlo.

En consecuencia, las condiciones expresadas anteriormente, en conjunto con los cambios en las condiciones de precios y disponibilidad de combustibles fósiles, debieran traducirse en un mejoramiento de los indicadores económicos de los proyectos de ERNC.

¹ Se ofrece la posibilidad de que obtengan una remuneración segura, vendiendo sus inyecciones a un Precio Estabilizado, el cual acordará con el respectivo CDEC.

3 | OBJETIVOS

El objetivo principal del estudio es llevar a cabo una evaluación económica para proyectos de ERNC conectados a red, que actualmente se encuentren en etapa de evaluación y/o ejecución, según un escenario sin modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos y otro con modificaciones a dicha ley, en un horizonte de operación de 20 años, que incluya la venta de Certificados de Emisiones Reducidas, en el mercado del carbono (Protocolo de Kyoto). Obtenidas dichas evaluaciones se compararán y analizarán entre sí, a fin de medir el impacto de la ley en ellos, cuánto es su beneficio y qué variable tiene un mayor impacto en el resultado de la evaluación económica de los proyectos.

Entre los objetivos específicos se encuentran los siguientes:

- Evaluar escenarios económicos con y sin ley para los siguientes proyectos:

- Minicentral hidráulica Ojos de Agua
- Parque eólico Canela

- Evaluar escenarios económicos según condiciones de conexión de cada proyecto.

- Evaluar escenarios económicos según tipo de negocios que se implemente (venta de energía por contrato con cliente libre, por contrato con generador, por contrato con distribuidor, por venta de mercado spot). Incluir una evaluación económica para la venta de Certificados de Emisiones Reducidas (CER) en el mercado del carbono de acuerdo a condiciones razonables de transacción (precio de tonelada, tamaño del proyecto, etc.) en ese mercado para los años futuros.

- Cuantificar, en términos de TIR para cada proyecto, el aporte de la venta de CER.

- Realizar una evaluación global sobre la base de los ejercicios anteriores que muestre cuál es la mejoría en el desempeño económico para las dos centrales estudiadas.

- Identificar las barreras técnicas, económicas, legales y/o comerciales que aun puedan existir en el mercado chileno para la concreción de proyectos de ERNC.

4 | METODOLOGIA

Para la elaboración del análisis de escenarios se consideró una situación inicial (Línea Base o Escenario Base) en la que no existían modificaciones de la Ley. Luego, se realizó la misma evaluación pero aplicando los beneficios que las leyes contemplan (Escenario Ex Post de las modificaciones legales, en adelante “Ex Post Ley”).

Luego, se compararon los principales indicadores obtenidos en ambos escenarios evaluados. Considerando que la Ley 19.940 establece lo siguiente:

- Se asegura el derecho a la venta de energía y potencia en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.
- Se establecen condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores (menores a 9 MW) que participen en ese mercado, permitiéndoles un tratamiento comercial simplificado (estabilización de precios ² y no necesitar representación en el CDEC respectivo ³).
- Se da certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para evacuar la energía generada para generadores menores a 9MW.
- Se libera total o parcialmente del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales menores a 20MW.
- Reglamento para Pequeños Medios de Generación No Convencionales (PMGNC) y Pequeños Medios de Generación (PMG) establecida en la Ley general de servicios eléctricos cap. 35 y siguientes.

Por otro lado, la indicación que realiza la Ley 20.018, respecto de los beneficios para las ERNC, implica:

- Obligación de parte de las distribuidoras de suministrar hasta el 5% de la energía a sus clientes regula-

dos proveniente de este tipo de fuentes, comprándola al precio medio de largo plazo, el cual se obtendrá a partir de las licitaciones y al cual podrán vender la energía los generadores de ERNC.

Para mayor comprensión, a continuación se indican las condiciones evaluadas en cada caso:

Escenario Base

Costos de transacción: Los PMG tienen representación en el CDEC respectivo para poder transar su energía y potencia, o bien, un representante ante el CDEC, a quien se cancela un porcentaje de los ingresos. Para el presente análisis se considera un 2% de los ingresos.

Pago de peaje troncal: Las inyecciones que ejerzan un grado de influencia sobre los flujos que se produzcan en el sistema troncal, deben pagar los costos por uso, lo cual se realizará a través del pago de peajes.

Pago por potencia firme: No se reconoce potencia firme a algunas tecnologías (principalmente el caso eólico), o bien el reconocimiento es casi nulo. Para el presente estudio, dicho reconocimiento para la tecnología eólica es igual a cero, mientras que en la minihidráulica se efectúa un reconocimiento parcial de potencia firme.

Ingresos por energía: Aún cuando no se trata de la misma forma que en el caso de la potencia firme, era una práctica muy extendida que los clientes no reconocieran completamente el valor de la energía, aplicándole un factor inferior a uno. Para el presente estudio, se utiliza 0,9.

Requerimientos del CDEC: Quienes pertenezcan a un Sistema Eléctrico de Potencia, deben cumplir con los requerimientos que le efectúe el Coordinador del Sistema, tanto para los compromisos de generación de energía y de potencia.

² Se ofrece la posibilidad de que obtengan una remuneración segura, vendiendo sus inyecciones a un Precio Estabilizado, el cual acordará con el respectivo CDEC.

³ Inicialmente existía como condición intrínseca del mercado que las centrales con una potencia inferior o igual a 9 MW tuvieran un representante en el CDEC, el cual podía de común acuerdo solicitarles un porcentaje mensual por los ingresos brutos que obtuviera la central, o bien le compraba la generación de ésta pero a un precio menor que el que se estaba transando en ese momento en el mercado.

Escenario Ex Post Ley

Costos de transacción: Los PMG no necesitan disponer de un representante ante el CDEC.

Pago de peaje troncal: Se libera del pago de peaje troncal, a los excedentes inyectados menores a 9 MW. Se establece una proporción de lineal entre 9 y 20 MW, para el pago de dicho peaje.

Cuadro 3

Valores de los costos de inversión Eólica

Costos de inversión	
Detalle	Monto MUS\$
Estudios previos	273,12
Costo de inversión	32.107
Total Costos de inversión	32.380,12

Todos los medios de generación con una potencia firme menor a 9 MW se encuentran totalmente exentos del pago por peaje, mientras que aquellos que se encuentren entre 9 MW y 20 MW deberán efectuar un pago proporcional al uso del sistema troncal.

Lo anterior corresponde al resumen de los beneficios otorgados por las Leyes Corta I y II, para fomentar el desarrollo de las ERNC en Chile. Sin embargo, en los escenarios de evaluación del presente estudio no se verán reflejados todos los aspectos de las modificaciones legales, es por esto que se realizarán los supuestos que guardan una relación directa con el modelo de negocio que tendrían estos proyectos (venta a sistema comprometiendo despacho en el CDEC), en escenarios ex ante y ex post a las modificaciones legales.

Además es importante destacar que en la actualidad se encuentra en discusión una nueva ley que incentiva y remueve barreras a las energías renovables no convencionales. Dicha ley obliga a las empresas que comercializan energía en el sistema eléctrico, a demostrar que el 5% de sus retiros fue generado por un medio renovable no convencional. Dicho beneficio adicional no ha sido

Pago por Potencia Firme: Reconocimiento de potencia firme basado en las estadísticas propias del medio o bien extraídas de otras fuentes, según los procedimientos indicados en el DS N° 62 del 01 de febrero de 2006.

Ingresos por energía: Se garantiza la venta de Energía a costo marginal y la potencia a precio de nudo.

Para el caso del pago del peaje por transmisión a través del sistema Troncal, se considera que tiene el comportamiento mostrado en el gráfico 1.

considerado en el presente estudio ya que éste se centra en los beneficios generados con las Leyes Corta I y II, no incluyendo los relacionados con la nueva ley de ERNC.

En concordancia con lo anterior y en lineamiento con los objetivos del estudio, se han considerado los supuestos necesarios para cada caso, de acuerdo con:

1. Supuestos para el escenario sin Leyes Corta I y II.
2. Supuestos para el escenario con Leyes Corta I y II.

Además, para cada uno de los escenarios se han considerado supuestos generales los que se explicarán detalladamente para el mejor entendimiento de las evaluaciones realizadas, cuyos resultados se presentan en los siguientes capítulos.

4.1. Supuesto Generales

Para la evaluación se han utilizado los siguientes valores generales, tanto para las variables como para los parámetros:

Valores generales para la evaluación

Precio Venta Energía	52,6 US\$/MWh
Precio Venta Potencia	7,86 US\$/kW/mes
Representación CDEC	2% de margen operacional (EBITDA)
Tasa impuesto	17%
Factor de Emisión	0,5 Ton/MWh
Tasa de descuento	10% (DFL)

De los valores indicados en la tabla, todos son utilizados tanto en el escenario sin ley, como en el escenario con las modificaciones legales aplicando; a excepción del ítem de representación en el CDEC, el cual es eliminado del escenario ex post de las modificaciones legales.

La justificación de estos parámetros se indica a continuación:

Precio de energía: precio de la energía promedio de las licitaciones de empresas distribuidoras de octubre de 2006

Precio de potencia: indicado en la última fijación de precios de nudo de la Comisión Nacional de Energía.

Representación CDEC: Dato que maneja el consultor como referencia.

Tasa de impuesto: Tasa de impuesto a la renta aplicable a empresas en el mercado nacional. Cuando la utilidad, o el flujo, del periodo sea negativa, no aplicará.

Tasa de descuento: Fijada en la Ley General de Servicios Eléctricos, y aplica para todos los proyectos de este sector, con objetivo de calcular los precios de nudo aplicables a los clientes regulados. Normalmente se usa como tasa de referencia, lo cual es aplicado en el presente caso por el Consultor.

4.2. Supuesto del escenario sin Ley Corta I y II

Para la evaluación del escenario antes de las modificaciones legales, se consideraron los supuestos mencionados en el punto cuatro de este estudio relacionados con dicho escenario.

Tomando en cuenta que el estudio considera la evaluación de dos tecnologías, eólica y minihidráulica, se realizaron las precisiones necesarias que permitieron representar ambos casos.

En relación con lo mencionado, una de las diferencias guarda relación con el pago de la energía y de la potencia, que para el caso de las tecnologías en estudio

considera:

Eólico: en general para el caso de esta tecnología el pago del sistema al generador por potencia firme era igual a cero, lo que significa que no se le reconocía este componente³. En cuanto al pago de la energía, generalmente a este tipo de proyectos se le ofrecía pagar un precio equivalente al precio de nudo vigente multiplicado por un factor menor a 1.

Minicentral: en el caso de las minihidráulicas se les reconocía potencia firme, lo que les permitía obtener ingresos por este ítem. En cuanto a la energía, general-

³ La razón de esto era que no existían antecedentes suficientes del desempeño de estos proyectos a nivel nacional. Por otro lado, ya que el recurso eólico tiene momentos en los que efectivamente la potencia es cero (cuando no hay viento), resulta complicado comprometer un aporte de potencia. En tales circunstancias, el consumidor no desea arriesgarse a pagarle potencia cuando es altamente probable para él, comprarla al sistema en las horas punta.

mente se pagaba el precio de nudo por un ponderador, también inferior a 1 ⁴.

El ponderador al que se hace mención es un antecedente basado en la experiencia del consultor considerando las negociaciones en las cuales ha participado, donde generalmente la oferta que se recibía correspon-

día a la energía generada del PMG por un factor equivalente a 0,9. Para el caso de las generadoras tradicionales este factor no aplica ya que a ellas se les asocia una mayor seguridad en la entrega de energía. Así, en la siguiente tabla se resume lo indicado en los párrafos precedentes.

Cuadro 1

Supuesto de valorización de la venta de energía y potencia ex ante de las modificaciones legales

Tecnología	Potencia Firme	Ponderador precio de Energía
Eólica	0%	0,9
Mini Hidro	$PF = PI \times FP \times 95\% \times 70\%$	0,9

Donde:
PI: Potencia Instalada **PF: Potencia Firme** **FP : Factor de Planta** **95 y 70% son indisponibilidades**

Fuente: elaboración propia en base a los antecedentes presentados por la Ministra de Minería y Energía, Sra. Karen Ponjachik, el 4 de Agosto de 2006.

4.3. Supuesto del escenario con Ley Corta I y II

De igual manera que en el caso del escenario sin modificaciones legales, para la evaluación de este escenario se utilizan los aspectos mencionados en el punto cuatro relacionados con la situación en la que se habían realizado modificaciones.

Tomando como base lo ya indicado, se establecieron las valorizaciones de la venta de energía y de potencia, por tecnología, en el escenario ex post modificaciones legales:

Cuadro 2

Supuesto de valorización de la venta de energía y potencia ex post de las modificaciones legales

Tecnología	Potencia Firme	Ponderador precio de Energía
Eólica	$PF = FP \times 95\% \times 70\%$	Costo Mg. Instantáneo
Mini Hidro	$PF = FP \times 95\% \times 70\%$	Costo Mg. Instantáneo

Donde:
PI: Potencia Instalada **PF: Potencia Firme** **FP : Factor de Planta** **95 y 70% son indisponibilidades**

Fuente: elaboración propia en base a los antecedentes obtenidos del artículo 1° del decreto 244, además de la presentación de la Ministra de Minería y Energía, Sra. Karen Ponjachik, el 4 de

Es necesario mencionar que, según el artículo 2° del decreto N° 244, los PMG que evacuen su energía al sistema tienen derecho a vender ésta al valor del costo marginal instantáneo, así como los excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia. Sin embargo, para las evaluaciones realizadas en el presente informe, se utilizó como precio de venta para la energía un valor

fijo para todos los años equivalente a 52,6 US\$/Mwh. Por otra parte es importante mencionar que el ponderador fue aplicado a la generación de energía y no al precio de venta de ésta, Así se logró visualizar de igual manera el efecto que provocaría el mencionado ponderador en los resultados de la evaluación.

⁴ En ambos casos, las condiciones vienen dadas netamente por el mercado.

⁶ Esta es una aproximación del cálculo de potencia firme de acuerdo al decreto N° 62 de 2006, donde PF = Potencia Firme; FP = Factor de Planta.

5 | EVALUACION DE PROYECTOS

El presente capítulo corresponde a la evaluación económica de los proyectos de generación. La evaluación se ha realizado a nivel de proyecto de manera independiente, lo cual no significa que no se considere el comporta-

miento de otros proyectos de ENDESA Eco o cómo estos son afectados por la inyección de energía y potencia de los proyectos evaluados en este estudio

5.1. Proyecto Eólico Canela

El primer proyecto evaluado corresponde al Parque Eólico Canela, de 18,15 MW de potencia instalada, el cual se situará en la comuna de Canela, provincia de Choapa, IV Región de Coquimbo. Se ubicará a un costado de la Ruta 5 Norte, entre el borde de mar y esta

carretera, aproximadamente a 80 kilómetros al norte de la ciudad de Los Vilos y a 298 kilómetros de Santiago.

A continuación se indican los antecedentes que se utilizaron para evaluar el proyecto.

5.1.1. Antecedentes Parque Eólico Canela

Para evaluar el Parque Eólico Canela se cuenta con los siguientes antecedentes entregados por Endesa Eco:

Capacidad instalada de la central: según la información entregada por Endesa Eco, la central evaluada tiene una capacidad de 18,15 MW totales, correspondiente a 11 aerogeneradores.

Factor de planta: el factor de planta informado por Endesa Eco es 33%. Dicho factor será considerado igual para todo el periodo de evaluación.

Matriz de generación esperada: como ya se comentó, el parque contará con 11 aerogeneradores VESTAS

de 1,65 MW de potencia. La generación anual del parque informada por Endesa Eco para este proyecto corresponde a 51,9 GWh/año.

Evacuación: la evacuación de la energía se realizará a través de una línea de 1x23kV. Dicha línea tendrá una longitud de 0,6 kilómetros (km) desde la central hasta la subestación asociada al proyecto, donde se conectará a la línea de alta tensión Pan de Azúcar – Los Vilos.

Costos de inversión: Los costos de inversión corresponden a los costos de equipamiento, enlace y terreno. De acuerdo a la información entregada por Endesa Eco, la siguiente tabla corresponde a los costos de inversión.

Cuadro 3

Valores de los costos de inversión Eólica

Costos de inversión	
Detalle	Monto MUS\$
Estudios previos	273,12
Costo de inversión	32.107
Total Costos de inversión	32.380,12

Costos de operación y administración: a continuación se detallan los

pe-

costos de operación y mantenimiento relacionados con el funcionamiento de la central.

Cuadro 4

Valores de los costos de O&M Eólica

Costos de Operación y Mantenimiento	
Detalle	MUS\$/Año
Operación y mantenimiento	379,1
O & M Línea y conexión	40,0
Gastos ambientales	15,0
Seguros	43,7
Pagos al CDEC	10,0
Total costos de O & M	487,77

Costos de peaje: los pagos de peaje corresponden a los pagos por el uso de líneas troncal y de sub transmisión. Para el proyecto en análisis, sólo se considera el pago por peaje troncal, el cual en primera instancia es

pagado por completo, mientras que en la situación post-ley el pago es proporcional a la capacidad de la central. Por lo tanto el pago por peaje del sistema troncal será:

Cuadro 5

Pago anual de peaje Central Eólica

	Sin Ley	Con Ley
Peaje (US\$/Año)	29.571	24.598

Dicho pago de peaje troncal ha sido calculado considerando las condiciones de pago actuales por la línea, determinadas a través del informe de peaje troncal del año 2006.

Bajo estos parámetros, y con un nivel de tensión de 23 kV, el conductor presentará una pérdida asociada de 0,4% para una longitud de 0,6 km.

Pérdidas de energía: las pérdidas de energía corresponden a la pérdida asociada a la resistividad propia del conductor que se utilizará, complementado con el nivel de tensión al cual se efectúe la transmisión. En la presente evaluación se ha considerado un conductor con las siguientes características:

Ingresos por venta de bonos de carbono: para la evaluación se consideró un precio a la transacción de los bonos de carbono de 10 US\$/Ton hasta el año 2012. Luego desde 2013 en adelante se evalúa con 8 US\$/Ton, ya que dicha etapa posee incertidumbre respecto del rumbo que tomará el mercado ⁷.

Cuadro 6

Antecedentes del conductor utilizado Central Eólica

Tipo Cable	Material	Rcc hm/kM	X ohm/kM	Delta V	Perdida KW	Max I amp	Snomi KVA
3/0	Cu	0,27	0,2	0,2%	37,1	291	10.433

⁷ Fuente de los datos: Análisis del Consultor, revisión de contratos de compra de bonos de carbono de los últimos años y proyecciones propias del consultor.

5.1.2. Evaluación económica del Proyecto

El siguiente cuadro corresponde a la evaluación económica de la central eólica Canela en el escenario ex ante de las modificaciones a la ley general de servicios eléctricos.

Como se puede observar en el escenario ex ante, los resultados obtenidos de la evaluación son poco atractivos para el desarrollo de este tipo de proyectos, considerando que obtiene un VAN de -15.021,37 MUS\$ usando

la tasa de descuento de mercado de 10%; mientras que la TIR obtenida es de 2,27%, bastante baja para proyectos eléctricos. Sin embargo, al momento de evaluar el escenario con ley, se observan mejoras bastante evidentes en los indicadores, obteniendo un VAN menos negativo (por lo menos que en el caso con ley) y un aumento del doble de la TIR en la condición inicial, esto es en la condición ex ante de las modificaciones legales.

Cuadro 7

Resultados Evaluación Económica Central Eólica

Evaluación	S/Ley	C/Ley	Diferencia
VAN (MUS\$)	-\$15.021,37	-\$10.319,59	\$4.701,78
TIR	2,27%	4,99%	2,72%

5.1.3. Sensibilizaciones realizadas a la evaluación

Se realizaron algunas sensibilizaciones sobre los valores que se obtuvieron a partir de los análisis de las evaluaciones económicas realizadas con los datos entregados por Endesa Eco. Dichas sensibilizaciones tienen como objetivo determinar el impacto que tiene cada variable sobre la evaluación económica que se tiene en los proyectos. Así, las variables que se sensibilizaron fueron:

Precio de la energía: Variación en el precio de la energía en $\pm 20\%$

Precio de la potencia: Variación en el precio de la potencia en $\pm 20\%$

Pago de peaje: Variación en el pago de peaje en $\pm 20\%$

Valor de la inversión: Variación en el costo de la inversión en $\pm 20\%$

Venta de bonos de CO₂: Inclusión y exclusión de la venta de bonos

A continuación se indican los resultados que se obtuvieron de cada uno de ellos, todas las sensibilizaciones se realizaron al escenario post ley.

Aumento del 20% en las variables indicadas

Cuadro 8

Impactos de la sensibilización en el VAN (MUS\$)

Impactos en el VAN			
Variables	VAN base	VAN aumentado	Impacto
Precio de Energía	-10.319,59	-6.461,50	3.858,09
Precio Potencia	-10.319,59	-9.788,66	530,93
Pago por Peaje	-10.319,59	-10.352,09	-32,50
Monto Inversión	-10.319,59	-16.326,97	-6.007,38

Cuadro 9

Impactos de la sensibilización en la TIR

Impactos en la TIR			
Variables	TIR base	TIR aumentado	Impacto
Precio de Energía	4,99%	6,96%	1,97%
Precio Potencia	4,99%	5,27%	0,28%
Pago por Peaje	4,99%	4,98%	-0,02%
Monto Inversión	4,99%	3,17%	-1,82%

Al realizar aumentos en las variables mencionadas, tanto la TIR como el VAN del proyecto, como se puede observar en las tablas anteriores, se ven afectados de manera positiva. Sin embargo resulta evidente que al

aumentar la inversión del proyecto o el pago por peajes, el resultado de la evaluación se ve afectado negativamente. Lo anterior sucede debido a que dichas variables representan un egreso.

Reducción del 20% en las variables indicadas

Cuadro 10

Impactos de la sensibilización en el VAN (MUS\$)

Impactos en el VAN			
Variables	VAN base	VAN aumentado	Impacto
Precio de Energía	-\$10.319,59	-\$14.177,68	- \$3.858,09
Precio Potencia	-\$10.319,59	- \$10.850,52	-\$530,93
Pago por Peaje	-\$10.319,59	- \$10.287,09	\$32,50
Monto Inversión	-\$10.319,59	- \$4.312,21	\$6.007,38

Cuadro 11

Impactos de la sensibilización en la TIR

Impactos en la TIR			
Variables	TIR base	TIR aumentado	Impacto
Precio de Energía	4,99%	2,85%	- 2,15%
Precio Potencia	4,99%	4,71%	-0,28%
Pago por Peaje	4,99%	5,01%	0,02%
Monto Inversión	4,99%	7,49%	2,50%

Luego de realizar una reducción del 20% en el valor de las variables indicadas anteriormente, se tiene un resultado evidentemente opuesto al anterior, es decir, que al reducir el precio de la venta de energía y potencia, los resultados se ven impactados negativamente y por cuanto afectan los indicadores económicos de la misma manera. Por el contrario al reducir las variables considerada como egresos, los resultados del proyecto se ven mejorados.

Al analizar en detalle cada una de las sensibilizaciones, se puede mencionar que el impacto en el VAN es de igual valor tanto para una reducción del 20%, como para un aumento de las variables en 20%. Sin embargo al observar la TIR de los proyectos y más específicamente los resultados obtenidos tras la variación de la inversión, como de la energía, se tiene que para ésta última, el impacto de una reducción es mayor que un aumento de los mismos (precio de la energía). Como se puede observar en los cuadros, cuando se aumenta el precio de la energía, el valor de la TIR mejora en 1,97%, sin embargo cuando se reduce el precio de la energía el impacto en la TIR es de 2,15%, lo cual significa que una baja en los precios de la energía impacta en mayor medida los resultados del proyecto que un alza de éstos.

De manera inversa, al realizar el ejercicio con variaciones en la inversión, se tiene en primer lugar que un aumento de ésta reduce el valor de la TIR, además a diferencia del caso de la energía, cuando la inversión aumenta la TIR del proyecto se reduce en 1,82%. Sin embargo, al reducir el monto de la inversión el impacto

es mucho mayor mejorando la TIR en 2,5%.

En conclusión, y considerando los marginales aumentos y reducciones que se tienen al variar el pago de peajes y el precio de la potencia, se puede mencionar que las variables que más afectan al proyecto son el monto de la inversión, la cual tiene su mayor relevancia porque ésta debe ser realizada en el años 0, y por tanto el valor del dinero en el tiempo es mayor en el primer periodo. Y por otra parte se encuentra el precio de la energía, ya que al considerar la baja participación que tiene la venta de potencia en los ingresos, el grueso de éstos se encuentra principalmente dado por la venta de energía.

A continuación se realiza una sensibilización considerando la venta de bonos de carbono, en este caso se simula una situación en la que se venden los bonos, y una segunda situación en la que éstos no se venden.

Si bien la venta de bonos de carbono adiciona casi un 1% de retorno al proyecto, en comparación con las variables ya analizadas, su participación es menos al caso de la inversión y la energía, pero mayor al precio de la potencia y el pago por peaje.

Es importante mencionar que el VAN calculado a los proyectos se realizó utilizando el "Free cash flow" de éste, utilizando el 2006 como año 0. Además la TIR calculada en todos los casos corresponde a dólares reales.

Cuadro 12

Impactos de la venta de bonos

Evaluación	S/bonos	C/bonos	Diferencia
VAN	-\$11.974,16	-\$10.319,59	\$1.654,57
TIR	4,12%	4,99%	0,87%

5.1.4. Conclusiones de la evaluación eólica

Al realizar las evaluaciones, se puede observar que las modificaciones realizadas a la ley general de servicios eléctricos (tabla 07), permiten una mejora en las condiciones económicas del desarrollo de proyectos de generación a partir de energías renovables no convencionales (ERNC).

Este efecto es provocado principalmente por varios factores. En primer lugar la venta de energía, con la cual se puede dar estabilidad al proyecto, ya sea si se vende a precio spot (venta a costo marginal del sistema) o mediante acordar un precio estabilizado que se calcula en función de los costos marginales esperados del sistema.

En segundo lugar se encuentra el reconocimiento por potencia firme, situación que, puntualmente para el caso eólico, resultaba bastante adversa ya que no se les reconocía inyección de potencia, por lo que no se les reconocían pagos por este concepto.

Otro efecto que permite una mejora en las condiciones económicas de este tipo de proyectos, aunque para el caso particular su efecto es menor, es la exención total o parcial del pago por peaje de transmisión troncal. Para el caso analizado no genera un impacto mayor ya que las dimensiones del parque implican que deba pagar un alto porcentaje del valor final del peaje.

Por otro lado, resulta importante el efecto que tiene en el proyecto la venta de bonos de carbono, ya que permite mejorar las condiciones económicas del proyecto sin tener que incurrir en un costo adicional por la generación de éstos.

Por otro lado, de manera de cuantificar este efecto a través de los resultados obtenidos en las evaluaciones, se puede decir que en conjunto las modificaciones impactan la TIR de este proyecto entre un 2% y un 3%, lo que lamentablemente no es suficiente como para superar la tasa de costo capital con la que se evaluó el proyecto. De lo anterior se desprende que es importante en este caso revisar los valores de inversión asociados al proyecto, ya que con ellos se puede impactar bastante en el comportamiento económico que tendrá.

Además de lo indicado en el párrafo anterior, se debe recordar que el precio considerado en la evaluación era un precio estabilizado correspondiente con el promedio de las licitaciones de suministro de las empresas de distribución. En cambio si se utilizan los costos marginales esperados, se podría disponer de un comportamiento económico mejor ya que los primeros años el precio de la energía en el sistema debiera superar los 60 US\$/MWh, condición que se mantendría aproximadamente hasta el 2012.

5.2. Proyecto Minicentral Hidroeléctrica Ojos de Agua

El segundo proyecto evaluado es el Proyecto Minicentral Hidroeléctrica Ojos de Agua, el cual se encontraría en el valle del río Cipreses, aguas abajo de la laguna La Invernada en la comuna de San Clemente, provincia de Talca, VII Región del Maule. Las tres bocatamos de la minicentral se situarán en los cauces siguientes: río Cipreses, afluente Laguna Verde y afluente Ojos de Agua.

A continuación se indican los antecedentes específicos del proyecto que se utilizaron para evaluarlo económicamente.

5.2.1. Antecedentes minicentral hidráulica Ojos de Agua

Para evaluar la minicentral hidráulica Ojos de Agua, se cuenta con los siguientes antecedentes:

Capacidad instalada de la central: según la información entregada por Endesa Eco, la central tendría una capacidad de 9,5 MW.

Factor de planta: el factor de planta informado por Endesa Eco es 60%.

Matriz de generación esperada: Endesa Eco informó una matriz de generación para la central de 23.100 MWh/año el primer año y de 46.000 MWh/año los siguientes años. Sin embargo este dato, no concuerda con lo que se informó en el SEIA (ver www.seia.cl) para la central, ya que allí se indica que la generación anual esperada sería de 60.000 MWh/año.

Dada la diferencia de información presentada, se decidió calcular la generación esperada de la central en base a la potencia de la central, el factor de planta de ésta y las horas de disponibilidad. Lo anterior se realizó utilizando la siguiente metodología:

$$GE = PC * HD * FP$$

Donde:
GE: Generación esperada
PC: Potencia de la central
FP: Factor de planta
HD: Horas anuales disponibles

De aplicar lo anterior se obtuvo lo siguiente:

$$GE = 9,5 \text{ MW} * 8.760 * 60,7\% = 50.514,54 \text{ MWh/año}$$

Por tanto, el análisis se realizó considerando que la generación anual esperada sería de 50.514,54 MWh/Año.

Evacuación: Se utilizará la Línea de 154 kV Cipreses-Itahue, para evacuar la energía generada, a la cual se accederá mediante la Subestación Cipreses.

Costos de inversión: para realizar la evaluación se considerarán los siguientes puntos dentro de los costos de inversión. Para la valorización y transformación de los valores se utiliza un tipo de cambio de \$530 por US\$1,00 y una UF equivalente a \$18.400. Estos valores se han utilizado sólo como referencia para la conversión de valores.

Cuadro 18

Valores de los costos de inversión Minicentral Hidráulica

Costos de Inversión	
Detalle	Monto MUS\$
Estudios previos	571,6
Costo de inversión 2006	3.031,7
Costo de Inversión 2007	14.919,9
Costo de Inversión 2008	1.854,6
Total Costos de Inversión	20.377,9

Costos de operación y administración: Otros costos de operación y administración, los cuales se detallan a continuación que se deben considerar en la evaluación son los costos

Cuadro 19

Valores de los costos de O&M Minicentral Hidráulica

Costos de Operación y Mantenimiento	
Detalle	MUS\$/Año
Personal	17,4
Otros costos de O & M	136,5
Servicios	190,7
Seguros	22,2
CAPEX	55,7
Total Costos de Operación y Mantención	422,5

Costos de peaje: los pagos de peaje corresponden a los pagos por el uso de líneas troncal y de sub transmisión. Pues bien, para el proyecto en análisis no se considera un pago por peaje troncal, ya que no lo utiliza, sin embargo sí se utiliza el sistema de sub transmisión, motivo por el cual el pago por peaje de subtransmisión se efectúa en ambas situaciones, vale decir, en el escenario ex ante y ex post ley.

Para calcular el monto a pagar por concepto de peaje en subtransmisión, se efectuó un análisis de las centrales que se encuentran cercanas al punto de inyección

de la minicentral hidráulica y que utilizan las mismas instalaciones de subtransmisión. Con ello y tomando como base los resultados del informe de peaje de subtransmisión del año 2006, se efectuó una valorización de las instalaciones y se calculó el monto a pagar por la central, de acuerdo al uso que le daría al sistema, en conjunto con las otras centrales de la zona. Dicho monto se fijó anualmente, a modo de simplificación del análisis, y se consideró como parte de los costos de la central. La siguiente tabla (Tabla 20) resume los resultados del cálculo realizado:

Cuadro 20

Pago anual de peaje Minicentral Hidráulica

	Sin Ley	Con Ley
Peaje (US\$/Año)	70.000	70.000

Pérdidas de energía: En este análisis no se consideraron pérdidas de energía, ya que la inyección se realiza prácticamente en la misma subestación, por lo que las pérdidas son despreciables.

Ingresos por venta de bonos de carbono: para la evaluación se consideró un precio a la transacción de los bonos de carbono de 10 US\$/Ton hasta el año 2012. Luego desde 2013 en adelante se evalúa con 8 US\$/Ton, ya que dicha etapa posee incertidumbre respecto del rumbo que tomará el mercado⁸.

5.2.2. Evaluación económica del proyecto

El siguiente cuadro corresponde a la evaluación económica de la minicentral hidráulica Ojos de Agua, en el escenario ex antes de las modificaciones a la ley general de servicios eléctricos.

Cuadro 21

Resultados Evaluación Económica Minicentral Hidráulica

Evaluación	S/Ley	C/Ley	Diferencia
VAN (MUS\$)	-\$2.617,43	\$ 271,09	\$ 2.888,52
TIR	8,12%	10,19%	2,07%

5.2.3. Sensibilizaciones realizadas a la evaluación

Así como en el análisis al proyecto eólico, se realizaron algunas sensibilizaciones a ciertos parámetros considerados en la evaluación, a fin de determinar el impacto que tiene cada variable sobre los resultados de la evaluación económica de los proyectos. En tal sentido, se sensibilizaron las siguientes variables del proyecto:

Precio de la energía: Variación en el precio de la energía en $\pm 20\%$

Precio de la potencia: Variación en el precio de la potencia en $\pm 20\%$

Como se puede observar en el escenario ex ante, los resultados obtenidos de la evaluación se encuentran en un punto en el que un desarrollador de proyectos no lo realizaría, sin embargo al realizar las evaluaciones considerando las modificaciones legales, los resultados se ven mejorados en un 2,07%. Lo anterior permite que el proyecto sea considerado límite por la cercanía que tiene la rentabilidad obtenida con la tasa de descuento de éste.

Es importante considerar además, que si bien el proyecto tiene una TIR marginalmente mayor a su tasa de costo de capital, dicha tasa no es totalmente atractiva para el desarrollo de este tipo de proyectos, si no que más bien es una tasa a la cual el inversionista queda prácticamente indiferente al desarrollo del proyecto.

Pago de peaje: Variación en el pago de peaje en $\pm 20\%$

Valor de la inversión: Variación en el costo de la inversión en $\pm 20\%$

Venta de bonos de CO₂: Inclusión y exclusión de la venta de bonos

A continuación se indican los resultados que se obtuvieron de cada uno de ellos.

⁸ Fuente de los datos: Análisis del Consultor, revisión de contratos de compra de bonos de carbono de los últimos años y proyecciones propias del consultor.

Aumento del 20% en las variables indicadas

Cuadro 22

Impactos de la sensibilización en el VAN (MUS\$)

Impactos en el VAN			
Variables	VAN base	VAN aumentado	Impacto
Precio de Energía	\$ 271,09	\$4.026,19	\$3.755,10
Precio Potencia	\$ 271,09	\$ 782,25	\$ 511, 16
Pago por Peaje	\$ 271,09	\$ 169,34	- \$101,75
Monto Inversión	\$ 271,09	- \$3.509,56	- \$3.780,65

Cuadro 23

Impactos de la sensibilización en la TIR

Impactos en la TIR			
Variables	TIR base	TIR aumentado	Impacto
Precio de Energía	10,19%	12,78%	2,59%
Precio Potencia	10,19%	10,55%	0,36%
Pago por Peaje	10,19%	10,12%	- 0,07%
Monto Inversión	10,19%	7,85%	- 2,34%

Luego de realizar aumentos en algunas variables del proyecto, los indicadores se ven afectados. Se puede observar que al igual que en el caso eólico, las variables que más afectan a los resultados son el precio de la energía, ya que un aumento de este en 20% aumenta el rendimiento del proyecto en 2,59%, y de forma inversa

un aumento en la inversión genera un mayor egreso por parte de la empresa y por cuanto reduce los resultados obtenidos en 2,34%. Por su parte, el impacto que tiene el aumento del precio de la potencia es significativo pero bastante menor al impacto obtenido tras el aumento en el precio de la energía.

Reducción del 20% en las variables indicadas

Cuadro 24

Impactos de la sensibilización en el VAN (MUS\$)

Impactos en el VAN			
Variables	VAN base	VAN aumentado	Impacto
Precio de Energía	\$ 271,09	- \$ 3.484,01	- \$3.755,10
Precio Potencia	\$ 271,09	\$ 240,07	- \$ 511, 16
Pago por Peaje	\$ 271,09	\$ 372,85	\$101,75
Monto Inversión	\$ 271,09	- \$ 4.051,74	\$3.780,65

Cuadro 25

Impactos de la sensibilización en la TIR

Impactos en la TIR			
Variables	TIR base	TIR aumentado	Impacto
Precio de Energía	10,19%	7,43%	- 2,77%
Precio Potencia	10,19%	9,83%	0,36%
Pago por Peaje	10,19%	10,26%	0,07%
Monto Inversión	10,19%	13,46%	3,27%

Al realizar reducciones de las variables indicadas en 20%, se tiene una situación en la que tanto la reducción en el monto de inversión como en el pago por peaje, afectan positivamente los resultados obtenidos, lo anterior ocurre por que las variables indicadas corresponden a costos del proyecto.

Cabe destacar que de igual forma que en el caso eólico, tanto el impacto de las variaciones en el precio de la energía, como el del monto de inversión, son los que

más afectan los resultados de la evaluación, por cuanto las modificaciones realizadas a la Ley correspondientes a la venta de energía, impactan directa y positivamente a los proyectos de generación con ERNC.

La siguiente tabla muestra un escenario en el cual el proyecto no realiza la venta de bonos de carbono, comparándolo con uno en el cual se realiza la venta de éstos.

Cuadro 28
Impacto en la venta de bonos

Evaluación	S/bonos	C/bonos	Diferencia
VAN	- \$ 1.339,30	\$ 271,09	\$ 1.610,40
TIR	9,04%	10,19%	1,16%

Como se puede observar, en este caso la venta de bonos de carbono permite que el rendimiento del proyecto se encuentre por sobre la tasa de descuento utilizada (10%). En consideración de lo anterior, se puede decir que la adición de la venta de carbonos permite que este tipo de proyectos tengan un ingreso adicional que impacta los resultados en cifras cercanas al 1%,

obteniendo en este caso una situación en la cual el proyecto se hace atractivo.

Al igual que en el caso eólico, el VAN de los proyectos se realizó utilizando el "Free cash flow" de éste, utilizando el 2006 como año 0. Además la TIR calculada en todos los casos corresponde a dólares reales.

5.2.4. Conclusiones de la evaluación a la Minicentral

Luego de realizar las evaluaciones, se puede observar que las modificaciones legales efectivamente generan mejoras en las condiciones económicas de este proyecto. Esto es provocado por varios factores, la venta de energía y el no pago por representación. Los otros aspectos tales como pago por potencia y peaje troncal, no se consideraron para este proyecto, ya que se le incluyó en la condición ex ante el pago por potencia firme; mientras que respecto del peaje troncal, este no aplica ya que sólo se ve afectado por instalaciones de subtransmisión, no teniendo impactos en el área de influencia común, por lo que no le significa para él el pagar por el uso de instalaciones en el troncal.

Por otro lado, y recordando lo mencionado en el párrafo anterior, el no pago por representación, permite a los PMG competir en condiciones similares al resto de los generadores. En tal sentido, este aspecto de la modificación legal le significa un trato no discriminatorio en el sistema, lo que a su vez se relaciona con el hecho de que se le está abriendo la participación del mercado.

Ahora bien, la incorporación de la venta de bonos de carbono genera mejoras interesantes en las condi-

ciones económicas del proyecto, mejoras que, en todos los casos siempre serán beneficiosas para el proyecto propiamente tal. Lo importante en este sentido es que se evalúe la manera de que estos proyectos tengan un acceso más expedito a transar bonos de carbono en el mercado, situación que requiere un mejor acceso a la información de parte de los desarrolladores de proyectos y la aplicación de metodologías consolidadas que sean útiles, prácticas y sencillas de realizar.

En otro sentido, respecto de los indicadores obtenidos, el análisis de estos permite comprender que en el escenario ex antes se limitara bastante la inversión en este tipo de centrales ya que los resultados no evidenciaban el premio al riesgo que se corría por desarrollarlos, más aún cuando las condiciones propias del mercado (de manera empírica ya que no había antecedentes escritos que señalaran esto) disminuían los ingresos que podían recibir estos proyectos al reconocer parcialmente algunos de los pagos, como sucedió con el pago de la energía en este caso.

No obstante lo descrito anteriormente, las modificaciones efectuadas a la ley general de servicios eléctricos, mediante la ley 19.940 y 20.018, permiten mejoras cuantitativas en los resultados obtenidos de este proyecto. Dicho efecto se traduce en aumentos en la TIR en torno al 1,6% y el 1,9% aproximadamente.

6 | ANALISIS DE LAS BARRERAS ENCONTRADAS

A partir del análisis realizado, cabe destacar que existen diversos aspectos identificables como barreras al desarrollo de las tecnologías para proyectos de ERNC. Principalmente, éstas se encuentran ligadas a aspectos de desarrollo de la tecnología, así como también aspectos relacionados con la administración y la operación de estos proyectos. Por otro lado, es importante añadir que siendo tecnologías en etapa de entrada al mercado chileno, es difícil encontrar un nivel de conocimiento especializado de ellas por parte de quienes participan en él, lo que deriva en una falta de confiabilidad y consiguiente aumento del riesgo en el desarrollo de proyectos con ERNC. En el marco de este análisis se pueden mencionar las siguientes barreras:

- De acceso a la tecnología y a condiciones de mercado favorables
- De acceso a mejores precios de venta de energía
- De comercialización y de funcionamiento del mercado eléctrico
- Referidas a la localización de los proyectos

A continuación se describen y se explican dichas barreras:

Acceso a la tecnología y a condiciones de mercado favorables

En primer lugar, se debe considerar que el mercado chileno no cuenta con experiencia tecnológica en el desarrollo de ERNC, a lo que se suma el hecho de que el mercado tiene pocos años en el uso de este tipo de tecnologías. Lo anterior trae como consecuencia dos problemas puntuales que afectan directamente el desarrollo de éstas. El primero, referido al de “Economías de Escala”, ya que si se considera que en Chile se inició el uso de estas tecnologías el año 2001 con la puesta en marcha de la central eólica Alto Baguales (XI Región), la cual cuenta con 3 aerogeneradores de 660 kW c/u obteniendo una capacidad nominal de 2 MW, y la central de pasada Chacabuquito en el año 2002 con una capacidad de 26 MW, se puede decir que el mercado

sigue siendo joven, inmaduro, y por tanto no existe una demanda notoria por el uso de estas tecnologías. Por consecuencia los costos de desarrollo de ellas son más altos, en comparación con los costos de desarrollo que se tiene en los países desarrolladores (fabricantes) o más experimentados en su uso. En línea con lo descrito, si bien en Chile existen una gran cantidad de proyectos de minicentrales que se encuentran en funcionamiento, éstos en su mayoría no cuentan con más de 10 años de experiencia y, además, la cantidad de proyectos no tiene un nivel tal como para acceder a las economías de escala mencionadas.

De esta misma manera, y en directa relación con lo indicado en el párrafo anterior, se encuentra en segundo lugar la problemática de la mantención y servicios postventa de las ERNC. Esto se refiere a los altos costos de estos servicios, relacionados directamente con la baja demanda por este tipo de tecnologías, lo cual no motiva a los proveedores a trasladar sus oficinas a Chile.

La solución a los problemas mencionados, se obtendrá paulatinamente y a medida que el mercado de las ERNC se desarrolle aún más, permitiendo así mayores economías de escala así como un mayor incentivo a que los proveedores de estas tecnologías instalen oficinas en Chile, permitiendo así una baja en los costos de mantención y postventa.

Acceso a mejores precios de venta de la energía

Si bien la entrada en vigencia de la nueva ley, permite a los PMG vender su energía a costo marginal instantáneo, precio de nudo o precio establecido, esto no asegura la estabilidad de precios para sus evaluaciones, lo que implica que el riesgo por este concepto siga siendo el mismo para los PMG. Esto sucede, por que si bien se les permite vender la energía a precios de mercado, no se puede asegurar las condiciones y comportamiento de éste para el futuro. Lo anterior, sólo se puede evitar si los PMG vendieran su energía a precio fijo, lo cual tiene

como requisito principal el compromiso de volúmenes de energía y potencia (esta barrera se analiza en profundidad en el siguiente punto).

De esta forma, se transforma en un obstáculo el que estos proyectos no puedan acceder a un precio estable de venta de energía y de potencia, impactando de manera negativa en los indicadores del proyecto, lo que a su vez resulta menos atrayente para quienes deseen efectuar inversiones en ellos. Es posible también atenuar dicho obstáculo al asegurar, a través de mecanismos financieros, los precios de venta de energía, lo que permitiría disminuir el riesgo de incertidumbre y a su vez impactaría positivamente en las evaluaciones que se les efectúen a estos proyectos.

Problemas de comercialización y de cómo funciona el mercado

Para aquellos que por primera vez incursionan en este tipo de proyectos se les presentan diversos riesgos de comercialización, relacionados con el hecho de que una estabilidad en el precio de venta se relaciona con que el generador se encuentre en condiciones de comprometer y asegurar volúmenes de energía y de potencia. Esto implica que si el generador no es capaz de entregar lo que el cliente consume o demande, deberá comprarlo al mercado spot. Desde el punto de vista de la energía que debe comprar, tiene el riesgo de que el momento en el que deba comprarla sea con un precio mayor que el precio al cual él le vende la energía al cliente. Ahora bien, un aspecto más complicado se relaciona con la potencia, ya que aún cuando la requiera una sola vez en el año, el mercado le asignará una demanda de manera permanente para el resto del período, demanda que corresponde al promedio de las dos mayores que hubiera requerido en el año, con lo cual deberá seguir cancelando el resto del año, por algo que sucedió una o dos veces. Lo anterior, asigna un riesgo adicional al proyecto, el cual tendría que verse reflejado en las evaluaciones, siendo rigurosos, en la rentabilidad exigida. Al no considerar este riesgo, en el peor de los casos podría llevar a que una pequeña empresa generadora deba salir del mercado por quiebra al no poder cumplir con el pago adicional de energía y de potencia. A diferencia

de los PMG, las empresas más grandes cuentan con un portafolio de proyectos (empresas como Endesa Chile, Colbún o AES Gener) lo que les permite diversificar sus riesgos de comercialización.

Por otro lado, abordando el tema del desconocimiento del funcionamiento del mercado, es importante considerar que para los desarrolladores sin experiencia en el mercado eléctrico, es muy difícil entender la operatividad y el manejo, desde la perspectiva técnica, comercial y legal del sector eléctrico, lo que puede significar en que pese a tener un buen proyecto, no tengan la confianza suficiente para entrar debido a la incertidumbre que les produce el desconocimiento de cómo funciona, transformándose así en una barrera para su desarrollo.

Este desconocimiento ha significado también que se carezca de ciertas definiciones precisas respecto de la comercialización y sobre cómo escoger el mejor escenario de negocio. Ello implica que muchos de ellos evalúen como una buena alternativa la venta de energía y de potencia a empresas distribuidoras, sin conocer que existen exigencias a dicha condición de venta (exigencias de tipo técnico en calidad y continuidad), así como salvaguardias a su gestión (como el hecho de que la empresa le deba comprar a costo marginal la energía y a precio de nudo la potencia).

Así también, al momento de presentar la solicitud de inyectar energía al sistema de distribución, se levantan una serie de impedimentos de tipo técnico y económico que son adicionales a los que el Decreto indica, para lo cual se requiere que quien se encuentra desarrollando el proyecto tenga conocimientos acabados de los decretos que regulan dicha condición, así como de sus obligaciones frente a la empresa distribuidora, además de las exigencias que como cliente puede expresar al distribuidor en temas de tiempo y de facilidades de obtener la información para el desarrollo de ellos. De lo contrario es muy fácil que se acepten obligaciones que no se encuentran estipuladas en la ley y que corresponden a las apreciaciones particulares de las empresas distribuidoras (entre estas se encuentran la incorporación de mecanismos de protección y de detección de fallas específicos que, pese a estar instalados con la central generadora, son exigidos por las empresas eléctricas de

distribución para ser instalados en sus propias líneas, encareciendo el costo de la conexión).

Por otro lado, al desconocer como opera el mercado eléctrico, no consideran la posibilidad de analizar con anterioridad las opciones de venta que tienen a disposición, así como el comportamiento futuro de dichos precios de venta de energía y de potencia. Así también, al momento de elegir donde se efectuará la inyección de la energía, muchos de quienes desarrollan estos proyectos desconocen que en ciertas subestaciones principales se obtendrán precios de nudo superiores que en otras subestaciones, básicamente por la distancia entre sí, el lugar en el cual se encuentran y el nivel de tensión en el cual se va a efectuar la inyección; al mismo tiempo que desconocen que dependiendo de la subestación de subtransmisión donde se conecten será el costo de los peajes de subtransmisión que deberán pagar, para lo que debe analizarse el flujo de potencia en dicha subestación y en las líneas que le rodean, lo que implica un grado de conocimiento mucho mayor de cómo opera el mercado eléctrico.

La localización de los proyectos impacta en las líneas de transmisión para conectarlo al sistema

En este punto, es interesante notar que muchos de estos proyectos se encuentran ubicados en zonas muy alejadas de los centros urbanos, en la mayoría de los casos en zonas montañosas o bien en zonas costeras donde las redes eléctricas cercanas son de menor capacidad de inyección o bien no existen. Ello implica que se deba incurrir en costos adicionales al proyecto mismo de generación con objeto de que se pueda desarrollar un proyecto de conexión a las líneas o subestaciones cercanas, con lo que un buen proyecto, desde el punto de vista del recurso, no se construya por la baja rentabilidad que generan.

Así también, a este aspecto de la conexión al sistema de potencia respectivo, se debe agregar lo que se indicaba en los últimos párrafos del punto de problemas de Comercialización y de cómo funciona el mercado, respecto de la subtransmisión. Dicho aspecto es relevante ya que los pagos por peaje de subtransmisión, pueden llevar a un proyecto a una condición de inviabilidad económica.

7 | CONCLUSIONES GENERALES

El análisis realizado y los resultados obtenidos permiten obtener algunas conclusiones importantes. De manera inicial resulta evidente que las modificaciones legales realizadas a partir de las Leyes Corta I y Corta II, efectivamente tienen un impacto positivo en los proyectos desde el punto de vista de su desempeño económico financiero. Lo anterior podrá ser en mayor o menor medida dependiendo de cada proyecto en particular, pero es un impacto positivo en ellos. Por ejemplo, en el análisis se observó que el mayor beneficiado (desde el punto de vista de impacto) era el proyecto eólico ya que aumentaba el ingreso por potencia y reducía en parte el costo por transmisión troncal, mientras que el hidráulico antes de la ley no pagaba peaje troncal, pero sí debía hacerlo por subtransmisión, situación que se mantuvo en la condición ex post de la ley.

Ahora bien, estos impactos no deben ser evaluados considerando únicamente el valor de los indicadores económico, TIR y VAN, ya que los proyectos difieren entre sí y básicamente las situaciones seguirán dándose en un caso a caso. Lo relevante en esto es que se puede determinar que las modificaciones legales generan incentivos adicionales, pero no suficientes ya que aún existen barreras a la implementación de estos proyectos lo que da cuenta que faltan mecanismos por revisar, para que los agentes que participan del mercado, así como los que pudieran añadirse, consideren como una oportunidad incursionar también en esta clase de proyectos. Entre dichas barreras se encuentran aquellas relacionadas específicamente con aspectos que afectan a los desarrolladores de proyectos que no pertenecen al mercado eléctrico en aspectos como el grado de comprensión de la forma en que opera dicho mercado y de determinar los mejores mecanismos de remuneración, ya sea a precios estabilizados, contratos con clientes o bien venta a mercado spot.

Unido a lo anterior se encuentra el hecho de que quienes deseen desarrollar estos proyectos y no perte-

nezcan al área eléctrica, puedan tener claridad respecto de la inversión necesaria, el precio al cual deben vender energía y potencia, el mejor lugar para inyectar su generación al sistema (esto último considerando que el pago de peaje de subtransmisión pudiera ser mayor en un punto en vez de otro), etc. Por otro lado, aún cuando los proyectos analizados en este estudio no presentaban problemas derivados de la conexión a la red, si es necesario que se tengan presente en otros proyectos en los cuales la construcción de la línea es relevante, debido a la distancia que les separa de los puntos en los cuales se pueden conectar al sistema. El impacto de ello pudo ser cuantificado en el presente estudio al aumentar los costos de construcción del proyecto en un 20%, obteniendo que la TIR se ve reducida con respecto a la situación base en más de dos puntos porcentuales para ambos proyectos. Esto indica que la construcción de la línea podría determinar que haya o no rentabilidad en un proyecto, de manera que se decida su construcción o se abandone.

Así también, y tomado en cuenta lo ya analizado, resulta relevante e importante que en futuros análisis se incorporen las condiciones de riesgo aquí detectadas y que hasta el momento no han sido del todo resueltas, específicamente en aspectos de acceso a la tecnología, acceder a mejores precios de energía y de potencia, tener estabilidad en los ingresos, disminuir los riesgos de comercialización y disminuir el impacto de construcción de líneas que permitan conectar los proyectos al sistema eléctrico respectivo. Así también se tendría que considerar la posibilidad de que los proyectos analicen con mayor profundidad los puntos de la red en los cuales consideren inyectar su generación, ya que los costos pueden resultar muy distintos entre sí, dependiendo de cómo se comporten los flujos en la zona que precisamente reciba su generación⁹.

Por otro lado, el incorporar un análisis más preciso de los precios de sistema, también permitirá determinar

⁹ Esto se explica en el hecho de que, de acuerdo a lo que indica la legislación vigente, el pago de los peajes de subtransmisión se asignan de manera proporcional al uso de la línea en cuestión, por lo que si en una subestación los flujos de potencia van hacia ella (hacia la subestación), entonces la central que inyecta energía en dicha subestación no debe pagar peaje, mientras que si el flujo se dirige desde la subestación a el sistema, entonces la central deberá pagar el peaje por uso de la línea y de la subestación respectiva.

o sensibilizar de mejor manera el comportamiento que tendría el proyecto frente a los cambios en los precios de venta de energía y de potencia en el mercado. A modo de ejemplo, la central hidráulica tiene un costo de desarrollo de 48,14 US\$/kWh generado, por lo que un precio monómico superior a dicho valor, permitirá que el proyecto sea rentable. Si la evaluación incorporará los precios marginales esperados del sistema, se podrá incluir entonces el alto impacto que tendrían los precios durante los próximos años, los que se espera estén muy por sobre el costo de desarrollo de la central hidráulica; además de que se sumen las estacionalidades propias de este tipo de proyectos.

De manera final, se debe considerar que pese a las modificaciones legales, aún existen altos costos de inversión asociados a estos proyectos, los cuales deberían mantenerse en la medida que este mercado no se desarrolle plenamente en Chile (costos relacionados con el pago de expertos para el desarrollo de los proyectos, la factibilidad de disponer de mejores estadísticas de recurso, menores costos por concepto de mano de obra durante la construcción, costos relacionados con la administración y el mantenimiento, etc) y que a nivel internacional se logre un mejor equilibrio entre la oferta y la demanda por tecnología de modo que disminuyan los precios de turbinas, en particular respecto de las turbinas eólicas. Estas barreras son críticas al momento de realizar proyectos de ERNC y acentúan aún más las condiciones adversas en las que éste tipo de tecnologías compiten con las convencionales en el mercado de la generación.

**EXPERIENCIAS INTERNACIONALES
EN EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES
PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Propuestas Para El Caso Chileno

FLAVIO COMUNIAN
Ing. Master en Energías Renovables

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	41
1.1	El contexto internacional	41
1.2	La situación chilena	43
2.	OBJETIVOS	46
3.	METODOLOGÍA	46
4.	LAS POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES	47
4.1.	Objetivos de las Políticas de Energías Renovables	47
4.1.1.	Objetivos principales	48
4.1.2.	Metas de Energías Renovables en el mundo	48
4.2.	Principales estrategias de promoción a las FER-E	50
4.2.1.	Incentivos a la inversión	50
4.2.2.	Incentivo en la tarifa (Feed-in Tariffs o FIT)	50
4.2.3.	Incentivo en la tarifa (Prima o premio)	50
4.2.4.	Cuotas obligatorias	51
4.2.5.	Licitación (Tendering)	52
4.2.6.	Incentivos tributarios	52
4.2.7.	Enfoque voluntario	52
4.3.	Ventajas y desventajas de las estrategias de promoción de las ER	53
5.	POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES	54
5.1.	Unión Europea	54
5.1.1.	Alemania	65
5.1.2.	España	67
5.1.3.	Conclusiones preliminares para la UE	71
5.2.	Estado de California, Estados Unidos	75
5.3.	Australia	

ÍNDICE

6.	CHILE	77
6.1.	El sistema chileno	77
6.1.1.	Marco regulatorio vigente	77
6.1.2.	Proyecto de ley para el fomento de las ERNC.	77
6.1.3.	Resultados disponibles de las evaluaciones económicas de dos proyectos de FER-E	78
6.2.	La posición de las empresas inversionistas	82
6.3.	Aspectos que constituyen barreras	85
7.-	CONCLUSIONES	90
7.1.	Criterios de diseño para un sistema de incentivo	91
7.2.	Recomendaciones para el caso chileno	93
7.1.1.	Iniciativa de fomento a las ERNC para generación eléctrica	95
	ANEXOS	97
	BIBLIOGRAFÍA	99

1 | INTRODUCCION

1.1. El contexto internacional

En el contexto internacional el escenario energético tanto el vigente como proyectado, es motivo de preocupación. Los combustibles fósiles presentan problemas crecientes que pueden ser resumidos en tres aspectos principales:

(1) Recursos limitados, declinación de la producción (Hubbert peak), costos de extracción más altos y precios crecientes en el largo plazo.

En efecto la Agencia Internacional de la Energía (IEA) señala en su último informe “Perspectivas energéticas mundiales, 2006”¹, que el petróleo barato y de fácil extracción se está agotando, advirtiendo que en el futuro el suministro se concentrará en manos de un reducido número de países, que podrán imponer precios cada vez más altos.

La agencia proyecta que la producción de petróleo convencional en los países no integrantes de la OPEP alcanzará su cenit antes de 2015 -antes de lo anticipado hasta ahora por los organismos internacionales- alcanzando alrededor de 52 millones de barriles al día (mb/d). Actualmente, esta producción se sitúa en casi 47 mb/d. Además, proyecta que la producción de los grandes yacimientos alcanzará su punto máximo en los próximos diez años, por lo que futuros incrementos deberán ser suplidos por yacimientos menores. Por eso, los futuros incrementos de la demanda deberán ser cubiertos a partir de esa fecha, en exclusiva, por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y el crudo no convencional, como el procedente de las arenas bituminosas de Canadá y de la faja del Orinoco en Venezuela.

El creciente dominio de la OPEP y la falta de inversiones en la industria han llevado a la agencia a revisar

drásticamente sus previsiones de precio del petróleo. En este reciente informe calcula que el precio nominal del crudo se mantendrá relativamente estable en 60 dólares por barril hasta 2010; subirá a más de 65 dólares en 2020, y superará los 100 dólares en 2030. En términos reales, calcula precios de 51-55 dólares en 2010; 48-53 dólares en 2020; y 55-60 dólares en 2030. “La amenaza para la seguridad energética mundial es real y creciente”, dice el organismo.

Una tendencia similar proyecta la Energy Information Administration perteneciente al Departamento de Energía de Estados Unidos, en su informe sobre proyecciones internacionales² de la energía del 2006. Se estima para los próximos años, un precio internacional por sobre los 50 dólares por barril y creciendo sostenidamente.

(2) Aspectos geopolíticos y estratégicos que producen inseguridad energética

La concentración geográfica de reservas en algunos países y regiones ha llevado a la aparición de nuevos ejes de poder en torno a la energía, lo que ha significado realineamientos y equilibrios políticos distintos en el ámbito internacional así como el resurgimiento de algunas naciones que habían disminuido su influencia internacional. Lo anterior, sumado a la fuerte disminución de las reservas de algunos países y su condición de importadores netos, ha llevado a crear conflictos de tipo económico, político e incluso bélico.

Existe además creciente preocupación por el sostenido crecimiento económico de China e India, países que concentran casi un 37% de la población mundial³, presionando crecientemente la demanda por fuentes de energía en particular los combustibles fósiles.

¹ “World Energy Outlook 2006”, International Energy Agency, Paris, 2006.

² “International Energy Outlook 2006”, Energy Information Administration, Washington, 2006.

³ Aproximadamente 2.400 millones de habitantes.

(3) El calentamiento global producto de los gases de efecto invernadero, que genera cambios climáticos, daño a los ecosistemas y a las especies.

La IEA en su último informe “Perspectivas energéticas mundiales, 2006” advierte que el futuro de la energía, basado en las proyecciones de las tendencias actuales, es “sucio, inseguro y costoso”. En este contexto la necesidad de frenar el crecimiento de la demanda de energías fósiles es más urgente que nunca. De acuerdo a las previsiones de este organismo, sin nuevas medidas por parte de los gobiernos para alterar las tendencias energéticas existentes, la demanda energética primaria global aumentará en un 53% de aquí al 2030. Más del 70% de este aumento provendrá de los países en vías de desarrollo, liderados por China y la India. Las emisiones globales del dióxido de carbono (CO₂) alcanzarán 40 Gt en 2030, un aumento del 55% respecto de los niveles actuales. China alcanzará a los Estados Unidos como el mayor emisor mundial de CO₂ antes del 2010. En el mismo sentido el “Stern Report”⁴ considera que las pruebas científicas del calentamiento global son hoy día incuestionables, y que este “constituye una seria amenaza mundial que exige urgentemente una respuesta asimismo mundial”. Otro documento reciente aporta conclusiones en el mismo sentido es el “Climate Change 2007, IPCC 4th Assessment Report”⁵.

Según los documentos citados el cambio climático incidirá sobre los elementos básicos de la vida humana en distintas partes del mundo: acceso a suministro de agua, producción de alimentos, salud y medio ambiente. Cientos de millones de personas podrían padecer hambre, escasez de agua e inundaciones costeras. De no tomar medidas, el costo del cambio climático equivaldrá a la pérdida de un 5% anual del PIB mundial. La concentración atmosférica de gases invernadero podría alcanzar el doble de su nivel preindustrial para el 2035, con lo que la temperatura media del planeta experimentaría un aumento de más de 2°C. A más largo plazo, existiría más del 50% de probabilidad de que el incremento supere los 5°C. Este aumento sería

altamente peligroso, puesto que equivaldría al cambio ocurrido en la temperatura media desde la última glaciación hasta nuestros días. Esta radical transformación de la geografía física del mundo llevaría por necesidad a importantes cambios en la geografía humana: lugares de asentamiento de la población y manera como se desenvuelven sus vidas.

Si bien todos los países se verán afectados, aquellos que sufrirán antes y más intensamente serán -como siempre- los países y poblaciones más pobres, a pesar de que son los que menos han contribuido a las causas del cambio climático. El costo de las condiciones meteorológicas extremas, que incluye inundaciones, sequías y tormentas, ya está aumentando, también en los países ricos.

Aunque según ambos documentos citados, ya no será posible evitar el cambio climático que se va a producir en las próximas décadas, sigue siendo posible mitigar sus efectos sobre la sociedad y la economía, si se proporciona mejor información y realiza una adecuada planificación, creando por ejemplo, una infraestructura y cultivos con mayor resistencia a las condiciones climáticas.

El riesgo de las peores consecuencias del cambio climático podrá reducirse sustancialmente si se consigue estabilizar el nivel de gases invernadero en la atmósfera entre 450 y 550 ppm de CO₂ equivalente. El nivel actual es de 430 ppm y su aumento anual es superior a 2 ppm. La estabilización requeriría que, para el 2050, las emisiones fueran, como mínimo, un 25% inferiores a los niveles actuales. Resultaría altamente difícil y costoso tratar de estabilizar la situación a 450 ppm. Si se retrasa la adopción de medidas, es posible que la oportunidad de estabilización a 500-550 ppm desaparezca. Con objeto de que las concentraciones atmosféricas de CO₂ puedan estabilizarse por debajo de 550 ppm, el sector mundial de la energía deberá ‘descarbonizarse’ en un mínimo del 60% para el año 2050.

⁴ Nicholas Stern, “The Economics of Climate Change - The Stern Review”, Cabinet Office - HM Treasury, London, 2006.

Una completa y detallada revisión de la economía del cambio climático, solicitada por el Ministerio de Economía y Finanzas del Reino Unido, para comprender en profundidad la naturaleza de los desafíos económicos que implica y cómo pueden ser resueltos, en el Reino Unido y en el mundo.

⁵ Intergovernmental Panel on Climate Change.

Los aspectos mencionados están y seguirán afectando en forma creciente a Chile y al mundo, siendo ya uno de los grandes temas del siglo XXI.

El reciente creado Consejo de Investigación de la Energía, del Massachusetts Institute of Technology, MIT, en su reporte ⁶ de mayo de 2006, sentencia:

“Satisfacer una demanda energética global el doble a la actual, mientras que se substituyen los combustibles

fósiles, es quizás el más grande desafío que el mundo debe hacer frente en el siglo XXI.(...) La creciente tensión entre la oferta y la demanda se ve exacerbada por el rápido escalamiento del uso de la energía en los países en vías de desarrollo; por aspectos de seguridad que enfrentan los actuales sistemas de energía; y por el cambio climático. Estos factores convergentes, crean un panorama sin precedente que requiere un acercamiento multidisciplinario a los cada vez más urgentes temas de la energía.”

1.2. La situación chilena

La generación de energía eléctrica en Chile está aumentando en los últimos 6 años a tasas cercanas al 6% anual ⁷, generándose una demanda creciente por nuevas fuentes de generación eléctrica. La capacidad instalada actual es de 12.000 MW y se estima que al 2020 será necesario duplicar esa cantidad.

Cerca del 70% energía primaria es importada. La capacidad y generación eléctrica esta principalmente basada en el recurso hídrico y el gas natural como puede verse en el cuadro N° 1. El primero está sujeto al clima y la hidrología y el segundo, el gas natural, proviene casi en su totalidad desde Argentina, teniéndose por consiguiente una fuerte dependencia del sistema eléctrico de ese país.

Cuadro 1

Distribución de capacidad instalada y generación en Chile, año 2004

Electricidad Año 2004		Capacidad	Generación
		MW	GWh
Hidroeléctrica		41%	43%
	Gas natural	34%	36%
Termoeléctrica	Carbón	19%	18%
	Petroleo	5%	0%

Fuente: elaboración del autor en base a datos de la Comisión Nacional de Energía (Chile)

A partir del año 2004 se han generado crecientes problemas con el abastecimiento del gas natural desde Argentina con fuertes reducciones e incluso cortes totales que hicieron crisis y que, a la fecha de este documento siguen vigentes y empeorando. Dada la fuerte dependencia chilena de este combustible y la condición de Argentina de único proveedor de gas natural, se han provocado pérdidas económicas, además de problemas políticos tensionándose las relaciones diplomáticas entre ambos países.

El precio internacional de los combustibles se ha elevado considerablemente durante los años 2005 y 2006, aumentado casi un 200% entre los años 2002 y 2006, pasando por un máximo de 74 USD/barril. Las proyecciones de mediano y largo plazo no prevén que este disminuirá.

⁶ “Report of the Energy Research Council”, MIT Energy Research Council, May 3, 2006

⁷ Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas

Cuadro 2

Variación de precios del petróleo crudo entre el 2002 y el 2006

	WTI	Brent
Enero 2002	19,71	19,42
Agosto 2006	58,89	57,81
Variación %	199%	198%

Fuente: elaboración del autor en base a datos de la Energy Information Administration

Adicionalmente a las variables climáticas e hidrológicas, la generación hidroeléctrica de gran escala se enfrenta cada vez más, a presiones para la protección del medioambiente por parte de la sociedad, grupos ambientalistas y grupos locales, que generan conflictos y dificultades para llevar adelante los proyectos.

Este escenario de presión sobre la demanda, junto a la debilidad y vulnerabilidad de la oferta (insuficiente e insegura); la excesiva dependencia de los combustibles importados; la concentración de generación en hidroelectricidad y gas natural; la crisis del gas natural; y los sostenidamente altos precios internacionales de los combustibles, ha puesto al sistema eléctrico chileno en una delicada situación. Más aún este escenario ha hecho aumentar los costos de la economía e incidido en un menor crecimiento.

Lo anterior además de las proyecciones futuras en materia de energía, está significando replantear el modelo y las políticas del sector.

Se tiene por consiguiente la imperiosa necesidad de aumentar la oferta y la seguridad de suministro, diversificando la matriz energética, a la vez que se racionaliza el consumo de energía con sistemas más eficientes. Una planta de GNL, como la que se encuentra en construcción en respuesta a los problemas de abastecimiento desde Argentina, no garantiza precios bajos y tampoco necesariamente la seguridad de suministro.

Aunque el aporte de emisiones de efecto invernadero de Chile es insignificante a nivel mundial, los efectos del calentamiento global podrían afectar la industria forestal y la industria agropecuaria, ambas actividades significativas de la economía chilena, que dependen del clima. La actual apertura y globalización de la economía chilena, con acuerdos de libre comercio con la Unión Europea, Estados Unidos, China y muchos otros países, implica también cierto grado de compromiso no solo en cuanto a las políticas comerciales, sino que – como de echo ha ocurrido – en aspectos financieros, fitosanitarias, laborales, de calidad, etc. Asimismo es probable que el concepto de sustentabilidad se torne cada vez más relevante y obligue a adoptar cambios en las políticas públicas y en el comportamiento de los privados.

Más de 50 países ya tienen políticas explícitas y metas definidas sobre el desarrollo y penetración de las energías renovables. Chile dada la situación expuesta, no puede quedar ajeno a ello, debiendo crear las condiciones para impulsar las energías renovables, al mismo tiempo que aprovecha las oportunidades que ello conlleva. Para tal efecto, es necesario mejorar y profundizar el esquema de fomento de una forma integral, la que permita y facilite la creación y desarrollo de una masa crítica de actores, en el ámbito de las energías renovables, que a su vez permita el desarrollo de un mercado, hoy prácticamente inexistente.

⁸ La Comisión Nacional de Energía chilena clasifica las energías renovables en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales incluye la hidráulica a gran escala, aunque esta última no es considerada renovable en la clasificación europea.

En Chile este panorama ha generado una serie de iniciativas estatales y modificaciones en el marco regulatorio para incentivar nuevas inversiones tanto en energías convencionales como renovables. Respecto de las renovables el actual gobierno estableció una meta de un 15% de la nueva capacidad de generación en el período 2006-2010 (equivalentes 282 MW según cálculos de la CNE), a partir de fuentes de energía renovables no convencionales ⁸ (ERNC). Para ello se definió en la Ley que las nuevas licitaciones de energía incorporen un 5% de electricidad proveniente de ERNC. Adicionalmente se ha enviado al congreso un proyecto de ley para introducir modificaciones adicionales la Ley General de Servicios Eléctricos, a fin de que ésta fomente el desarrollo de las ERNC, al establecer una licitación aparte y obligatoria por parte de los comercializadores para electricidad proveniente de fuentes renovables, la que deberá cumplirse

a partir del 2010 y hasta el 2029. Al mismo tiempo están surgiendo diversas iniciativas público-privadas en biocombustibles, biomasa y geotermia.

En conjunto con ello se están desarrollando diversas iniciativas para mejorar la eficiencia energética de todos los sectores, las que están siendo lideradas por el Ministerio de Economía, a través del Programa País Eficiencia Energética.

Sin embargo, no parece claro que con este sistema se logre una penetración de las energías renovables suficiente y en un plazo adecuado para el impulso y desarrollo de un mercado para estas tecnologías. Persisten además variadas barreras para llevar adelante un programa de fomento de las ER y para que éste sea efectivo y eficiente.

2 | OBJETIVOS

En el ámbito del fomento de las energías renovables en Chile se ha buscado conocer experiencias internacionales sobre las políticas, legislaciones e instrumentos adoptados, principalmente en los países europeos, así como los resultados obtenidos.

Tal información permitirá identificar y comprender cuáles han sido las condiciones más favorables, así como también los obstáculos, para el avance de las energías renovables.

Esto permitirá identificar políticas exitosas, buenas prácticas y, en el contexto nacional, hacer posteriormente recomendaciones que aporten al proceso de incremento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz energética chilena.

3 | METODOLOGIA

Inicialmente se realizó una revisión de documentos y estudios internacionales referentes a políticas de Energías Renovables (ER) en algunos países seleccionados. Los criterios utilizados para su selección fueron el que sean representativos de los sistemas principales de fomento existentes, tengan un desarrollo de varios años, y en el caso australiano además, por el interés de las autoridades chilenas en el sistema adoptado por ese país, como punto de partida para el estudio de un sistema para Chile.

En particular se revisaron documentos y estudios de entidades gubernamentales encargadas de la elaboración y seguimiento de las políticas de energía en los países y zonas seleccionados, así como documentos, estudios y presentaciones de organismos multilaterales en cuanto a la revisión de políticas existentes y los avances logrados en la penetración de las ER en las matrices energéticas de dichos países.

La revisión se centró principalmente en los siguientes aspectos:

- Conocer las motivaciones y objetivos de distintos países y regiones en fomentar el uso de las energías renovables y las metas que se han impuesto al respecto.

- Conocer y comprender los principales sistemas de incentivo y apoyo al desarrollo de medios de generación de energía eléctrica basados en fuentes de energías renovables, existentes en el mundo.

- Investigar el grado de avance que se ha tenido en los distintos países en cuanto a las metas buscadas y en cuanto a los sistemas de incentivo escogidos.

- Identificar políticas exitosas y buenas prácticas.

Posteriormente y con el fin de conocer la opinión de los gestores de proyectos e inversionistas en energías renovables en Chile, se realizaron reuniones con ejecutivos de empresas y/u organismos internacionales interesados en la inversión y en el desarrollo de las energías renovables.

En particular interesó conocer la opinión respecto al marco regulatorio chileno y los planes de fomento con relación a las ER; el interés de participar en proyectos de ER y de hacerlo en Chile; los proyectos específicos que están desarrollando o piensan desarrollar; los aspectos que a su juicio representan barreras o dificultades para llevar adelante los proyectos, así como aspectos que podrían mejorar la penetración de las ER en Chile.

En una tercera etapa de desarrollo del estudio, y con el objetivo de revisar la situación chilena actual y hacer comparaciones de esta última con la realidad internacional, se analizaron la legislación y normativa vigente.

Con toda la base conceptual descrita y con el conocimiento del marco político y de mercado existente en el país, se revisaron los resultados de la evaluación económica independiente realizada a dos proyectos de

energías renovables en Chile, en distintas etapas de ejecución: el proyecto eólico Canela y el proyecto hidráulico Ojos de Agua, ambos pertenecientes a Endesa Eco.

Finalmente y con base en lo anterior se esbozaron algunas ideas y recomendaciones que aporten al proceso de incremento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz energética chilena.

4 | LAS POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

4.1. Objetivos de las políticas de energías renovables

Los combustibles fósiles presentan problemas crecientes que pueden ser resumidos en tres puntos principales:

- Recursos limitados, declinación de la producción (Hubbert peak), costos de extracción más altos y precios crecientes en el largo plazo.
- El calentamiento global producto de los gases de efecto invernadero, que genera cambios climáticos, daño a los ecosistemas y a las especies.
- Aspectos geopolíticos y estratégicos que producen inseguridad energética y potenciales conflictos.

En el caso de las energías renovables, se trata de tecnologías jóvenes, de amplio potencial de desarrollo tecnológico y de reducción de costos. Esto conlleva además un importante potencial para la creación de nuevas áreas de negocio y nuevos mercados, nuevas profesiones, nuevas carreras técnicas y profesionales, y nuevas fuentes de trabajo (algo que poco se resalta a pesar de su importancia).

Se trata de energías abundantes o ilimitadas, globalmente distribuidas y ampliamente disponibles. Las tecnologías renovables permiten minimizar el costo de la energía, las emisiones contaminantes y los gases de efecto invernadero. Prácticamente no tienen riesgos y las posibilidades de un uso malicioso son limitadas. Los

costos externos son bajos, más aun si se comparan con los combustibles fósiles.

Las energías renovables permiten resolver los problemas de los combustibles fósiles y sostener los aspectos del llamado triángulo de la energía:

- Sustentan la seguridad de suministro: flexibilidad, estabilidad geopolítica y de mercados.
- Posibilitan la eficiencia económica: mercados económicos y precios aceptables.
- Garantizan la protección climática y medioambiental: estabilidad climática, conservación de la naturaleza y prevención de riesgos nucleares

Estamos ante un cambio de paradigma en cuanto a la energía, los recursos naturales y el medio ambiente. La sostenibilidad no solo en lo que se refiere a energía, es ya un imperativo en las políticas adoptadas en muchos países, así como en las demandas de los diferentes actores (ONG, grupos de acción y partidos políticos) y en los tratados internacionales. De alguna forma se esta iniciando un cambio desde una cultura “cazadora-recolectora” a “una cultura agrícola” en lo que a energía se refiere. Lo anterior evidentemente implica cambios en la forma en que la sociedad se organiza y opera, en particular para el sector energético implica una nueva cultura del trabajo y habilidades.

4.1.1. Objetivos principales

De la revisión de las diversas fuentes consultadas se concluye que los objetivos principales de las estrategias de incentivo y promoción de las energías renovables son la sustitución de fuentes y formas de energía no sustentables por aquellas sustentables y renovables; la diversificación de la matriz energética y la disminución de la dependencia de fuentes de energía externa, a fin de aumentar la seguridad de suministro y disminuir el riesgo económico producido por las alzas de precio en los combustibles fósiles. Por lo tanto el mayor foco debe ser siempre puesto en impulsar inversiones en nueva capacidad basada en ER. No obstante ha de tenerse en mente el mantenimiento, actualización y mejora de las capacidades existentes.

Otros objetivos que se derivan de estos objetivos centrales son:

- Estimular la investigación y desarrollo tecnológico en energías renovables, tanto de las de mayor desarrollo y madurez como aquellas de desarrollo de mediano y largo plazo.
- Impulsar efectos de aprendizaje respecto de los costos de inversión.

- Minimizar costos de administración y costos de transacción, sin inhibir el desarrollo de las energías renovables.

- Lograr y mantener la aceptación pública respecto de las fuentes de energías renovables, mediante la difusión de su conocimiento, sus ventajas y su grado de avance.

- Abrir un nuevo mercado para la energía, el que impulsa nuevas actividades económicas, nuevas fuentes de trabajo y en definitiva da mayores oportunidades para aumentar el desarrollo humano.

4.1.2. Metas de energías renovables en el mundo

En el cuadro siguiente se indican las metas establecidas para el desarrollo de las energías renovables en varios países, incluyendo la Unión Europea y el estado de California, Estados Unidos. Tal como se puede observar la mayor parte de ellos ha fijado metas para el 2010 en concordancia con el protocolo de Kyoto, en su mayoría con metas menores al 20% de participación de la FER-E. Destacan Suecia, Austria y Portugal con 78%, 60% y 45,6% respectivamente y que ya cuentan con un avance importante sobre las metas.

Cuadro 3

Países con políticas de energías renovables y metas declaradas

País	Metas para las Energías Renovables	Fecha
Alemania	12,5% de la producción de electricidad	2010
Australia	9 500 GWh anuales de electricidad	2010
Austria	78,1% de la producción de electricidad	2010
Bélgica	6% de la producción de electricidad	2010
Brasil	3300 MW adicionales eólicos, biomasa, minihidráulica	2016
California	20% de la producción de electricidad	2010
	33% de la producción de electricidad	2020
China	15% TEP	2020
Chipre	6% de la producción de electricidad	2020
Corea del Sur	5% TEP	2011
Dinamarca	29% de la producción de electricidad	2010
Eslovenia	33,6% de la producción de electricidad	2010
España	30,3% de electricidad a partir de renovables	2010
Estonia	5,1% de la producción de electricidad	2010

Filipinas	Aumento en 4.7 GW respecto del total de capacidad existente al 2013	2013
Finlandia	35% de la producción de electricidad	2010
Francia	21% de la producción de electricidad	2010
Grecia	20,1% de la producción de electricidad	2010
Holanda	9% de la producción de electricidad	2010
	10% de la producción de electricidad	2020
Hungría	3,6% de la producción de electricidad	2010
Irlanda	13,2% de la producción de electricidad	2010
Israel	2% de electricidad con fuentes de energía renovables (FER)	2007
	5% de electricidad con FER	2016
Italia	25% de la producción de electricidad	2010
Japón	7% TEP	2001
Latvia	6% TEP (excluyendo hidráulica de gran escala)	2010
	49,3% de la producción de electricidad	2010
Lituania	12% TEP	2010
	7% de la producción de electricidad	2010
Luxemburgo	5,7% de la producción de electricidad	2010
Mali	15% TEP	2020
Malta	5% de la producción de electricidad	2010
Noruega	7 TWh a partir de calor y viento	2010
Nueva Zelandia	30 PJ of new capacity (including heat and transport fuels) by 2012	2012
Polonia	7,5 % TEP	2010
	14 % TEP	2020
	7,5% de la producción de electricidad	2010
Portugal	45,6% de la producción de electricidad	2010
Reino Unido	10% de la producción de electricidad	2010
República Checa	5-6 % Total Energía Primaria (TEP)	2010
	8-10% TEP	2020
	8% de la producción de electricidad	2010
República Eslovaca	31% de la producción de electricidad	2010
Singapur	Instalación de 50,000 m2 de sistemas solares térmicos	2012
	Completa recuperación de energía desde los desechos municipales	
Sud África	10.000 GWh o 0.8 Mtoe de contribución al consumo final de energía del 2013	2013
Suecia	60% de la producción de electricidad	2010
Suiza	3.5 TWh para electricidad y calor	2010
Turquía	2% de la producción de electricidad	2010
	12 % de TEP a partir de FER (UE de los 15)	2010
UE	25 % de TEP a partir de FER (UE de los 15)	2020
Metas comunitarias	22 % de electricidad generada a partir de FER (UE de los 15)	2010
	5,75 % de biocarburantes en el transporte (UE de los 15)	2010
	21 % de electricidad generada a partir de FER (UE de los 25)	2010

Fuente: elaboración del autor en base a datos de la IEA, CEC, ORER.

4.2. Principales estrategias de promoción a las FER-E

La promoción de las FER-E se debate principalmente entre dos estrategias, una enfocada al precio y la otra a la cantidad. Aunque apuntan al mismo objetivo, en el primer caso se fija el precio y la cantidad es decidida por el mercado; en el segundo caso, se fija la cantidad y el precio es fijado por el mercado. Adicionalmente existen otras estrategias que se clasifican en el cuadro siguiente.

4.2.1. Incentivo a la inversión

Establecen un incentivo por el desarrollo de proyectos de generación eléctrica basados en Fuentes de Energías Renovables (FER) como un porcentaje del costo total, o como un monto predefinido de dinero por kW instalado. El nivel de incentivo es usualmente específico para cada tecnología.

4.2.2. Incentivo en la tarifa (Feed-in tariffs o FIT)

Incentivo al precio dirigido a la generación eléctrica, usualmente toma la forma de un precio global por la electricidad. El precio por unidad eléctrica que una empresa eléctrica, usualmente una distribuidora, y los grandes clientes⁹, están obligados a pagar a las empresas productoras de electricidad proveniente de fuentes de energías renovables o energía verde. La autoridad (estatal o regional) regula las tarifas las que normalmente quedan fijadas por varios años.

El costo adicional que se produce en este esquema es pagado por las distribuidoras en proporción a su volumen de ventas y traspasado directamente a los consumidores, mediante una prima en el precio por kWh. Este sistema permite la promoción de tecnologías y bandas (tamaños) específicas, así como el reconocimiento de la futura reducción de costos mediante la

implementación de tarifas decrecientes (así es el caso del sistema utilizado en Alemania)¹⁰.

Este sistema tiene la ventaja de dar seguridad al inversionista, la posibilidad de ajuste y la promoción de tecnologías de desarrollo a medio y largo plazo. Por otro lado implican un riesgo de financiación excesiva, si la curva de aprendizaje de cada tecnología FER-E no está incorporada como una forma de reducción gradual con el paso del tiempo. Aunque existe este riesgo de sobrecompensar, los indicadores de eficiencia y efectividad de las políticas obtenidos en un estudio realizado por el instituto Fraunhofer¹¹, son los más altos para este tipo de sistema.

Con tarifas atractivas, el punto más fuerte de este sistema es su simplicidad y efectividad percibidas en estimular las FER, así como su positivo impacto en la diversidad tecnológica, sustentando incluso tecnologías que están lejos aún de su madurez de mercado. Como desventaja está su menor nivel de competencia entre los productores que en el caso los sistemas de cuotas y certificados o el de Licitaciones (Tendering).

Este sistema también permite tecnologías como la solar fotovoltaica que tienen un costo mucho más alto que la eólica y la biomasa. Esto es considerado muy costoso para algunos y para otro muy beneficioso en el largo plazo.

4.2.3. Incentivo en la tarifa (Prima o premio)

Una variante del sistema de precios fijos regulados es el mecanismo de primas o premio adicional por sobre los precios de mercado, pagados a las FER eléctricas. Actualmente se aplica en Dinamarca y en parte en España. Según este sistema, el gobierno determina una

⁹ En Chile se define por ley a los grandes clientes como “Clientes Libres”. Son aquellos que pueden negociar directamente con las generadoras contratos de suministro de electricidad, en contraste con los “Clientes Regulados” que sólo acceden al suministro eléctrico a través de las distribuidoras, con contratos y tarifas reguladas.

¹⁰ German Renewable Energy Act.

¹¹ “Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States”, Fraunhofer Institute System und Innovationsforschung, Alemania, 2005.

prima fija o un incentivo medioambiental que se paga por encima del precio normal o de mercado libre de la electricidad a los productores de FER-E.

El caso de un incentivo se realice a como primas o premio - adicional por sobre el precio de mercado de la electricidad - históricamente se lo ha considerado como una clase de FIT. Tiene las ventajas de este: su simplicidad y eficacia percibidas en estimular las FER-E así como su impacto positivo en diversidad de la tecnología. Además, se integra mejor en mercados con administraciones y regulaciones autónomas por Estado o divisiones administrativas. (como por ejemplo Regiones autónomas, Estados Federales, o bloques de integración regionales tales como la Unión Europea, etc.) que un sistema de tarifas fijas. Los riesgos de la inversión con un sistema de primas son más altos que con un FITs, pues los precios totales fluctúan con los precios de la electricidad, pero el riesgo de la inversión con el sistema de primas es más bajo que con un sistema basado en certificados.

4.2.4. Cuotas obligatorias

Son incentivos a la cantidad dirigidos a la generación eléctrica. La electricidad proveniente de FER se vende a los precios del mercado de la energía convencional. A fin de financiar el costo adicional de la generación de energía procedente de fuentes renovables y de garantizar que se produzca la cantidad deseada, todos los consumidores (o en algunos países los productores) están obligados a adquirir un determinado número de certificados de energías renovables o certificados verdes negociables (REC, TGC) a los productores de electricidad proveniente de FER de acuerdo con un porcentaje fijo, cupo o cuota, de su consumo/producción total de electricidad. La autoridad define la meta obligatoria (cuota o porcentaje) de suministro de energía eléctrica producida por FER que debe ser cumplida por parte de los generadores, distribuidores, consumidores, etc. Los importes de las multas por incumplimiento se transfieren bien a un fondo de investigación, desarrollo y demostración para las energías renovables, o bien al presupuesto general del Estado.

Una vez definido, como los productores/consumidores desean comprar estos certificados al precio más barato posible, se desarrolla un mercado secundario en el que los productores de electricidad mediante FER compiten entre sí para vender los certificados verdes. Su precio es fijado de acuerdo a las condiciones de oferta y demanda (impulsado por la obligatoriedad de la cuota). De esta forma se crea para los productores de electricidad basados en FER, una fuente de financiamiento por la venta de certificados, la que es adicional a la venta de la energía a los precios convencionales de mercado. Por lo tanto, los certificados verdes son instrumentos de mercado, que tienen la capacidad teórica, si funcionan correctamente, de garantizar la mejor rentabilidad para la inversión. Este sistema es actualmente utilizado en Suecia, el Reino Unido, Italia, Bélgica, Polonia y Australia por citar algunos países.

Un punto fuerte de este sistema es la competencia entre los diversos productores de FER-E. Sin embargo la definición de las cuotas anuales y la fijación de multas no es una tarea simple y influencia considerablemente el resultado del sistema. La existencia de jugadores de mercado dominantes o con características monopólicas puede complicar el desarrollo de un mercado de cuotas, pero un sistema bien diseñado puede superar esta situación.

Estos sistemas podrían funcionar correctamente y en teoría tienen menor riesgo de exceso de financiación. Sin embargo, este esquema puede suponer un riesgo mayor para los inversionistas que, adicionalmente a una mayor complejidad transfieren un costo más alto al consumidor. Tienen costos administrativos considerables.

En este sistema la autoridad fija las cuotas y el mercado el precio, la competencia tenderá al precio más bajo y por ende las fuentes menos costosas. Las tecnologías de menor madurez y de desarrollo a mediano y largo plazo, cuyo costo actual es elevado, no se desarrollan fácilmente bajo estos sistemas y por ende se limita o retrasa la diversificación de las FER-E.

También podrían existir problemas que podrían inhibir o tornar poco transparente el mercado, si existen pocos grandes actores en el mercado que manejan la

propiedad de las empresas generadoras tanto de fuentes fósiles como renovables.

Adicionalmente si las multas o castigo por incumplimiento de las cuotas no son calculadas adecuadamente y resultan ser demasiado bajas, podría también inhibirse el desarrollo de FER-E.

4.2.5. Licitación (Tendering)

Incentivo a la cantidad en que el apoyo financiero puede ser enfocado a la inversión o a la generación. En el primer caso, se anuncia un monto fijo de capacidad a instalar y se contrata la capacidad de generación luego de un proceso de licitación ofreciendo a los ganadores una serie de condiciones favorables para la inversión, incluyendo subsidios por kW instalado. En el caso del enfoque a la generación se ofrece apoyo de acuerdo al precio ofrecido por kWh y por un tiempo determinado.

Para el sector renovable como un todo, las experiencias con el sistema Tendering, en el caso de Europa, no han sido buenas. Si la competencia es demasiado fuerte, los precios ofrecidos son demasiado bajos y hay un riesgo de los proyectos que no sean ejecutados. Tiene las ventajas de un rápido despliegue en cuanto hacer iniciar el mercado en un sector específico de la tecnología (e.g. eólico off shore). Sin embargo, no es adecuado para un mercado grande y creciendo rápidamente debido a sus altos costos administrativos, al riesgo de ofertas poco realistas y al potencial para crear barreras administrativas.

Aunque los sistemas de licitación en teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado, su carácter de restricción-expansión no da lugar a condiciones estables.

4.2.6. Incentivos tributarios

Son incentivos al precio dirigidos a la generación eléctrica que operan otorgando exenciones o reducciones de la carga tributaria o impuestos específicos aplicados a la producción de energía eléctrica. Difieren del mecanismo de tarifas solo en términos del flujo de caja el que representa costos evitados en vez de ingresos adicionales.

4.2.7. Enfoque voluntario

Además de los instrumentos descritos anteriormente, se han desarrollado enfoques voluntarios a la par con la liberalización de los mercados. Se basan principalmente en la voluntad de los consumidores de pagar tarifas superiores por energías renovables. Sin embargo por ahora el aporte al total de las FER, en términos de las instalaciones que han resultado de este enfoque, es poco relevante.

Por supuesto existen varios sistemas que presentan elementos mezclados de las estrategias principales descritas. En muchos casos se dan distintas estrategias para cada tecnología o grupos de tecnologías, según sea por ejemplo, su madurez.

En los capítulos siguientes se explorarán más en detalle estas estrategias de promoción, como han ido aplicadas y que resultados han tenido en algunos países.

4.3. Principales estrategias de promoción a las FER-E

En el siguiente cuadro se analizan de manera esquemática las principales ventajas y desventajas de las principales estrategias de promoción de las energías renovables.

Cuadro 5

Ventajas y desventajas de las estrategias de promoción de las ER

Sistema	Ventajas	Desventajas
Tarifas (Feed-in tariffs)	<p>Gran efectividad y eficiencia</p> <p>Bajo riesgo para los inversionistas</p> <p>Apoyo estratégico para la innovación tecnológica.</p> <p>Positivo impacto en la diversidad tecnológica.</p> <p>Posibilidad de ajuste</p> <p>Simplicidad</p>	<p>Puede no incentivar suficientemente la competencia</p> <p>Riesgo de sobre compensación, si no se considera la curva de aprendizaje de cada tecnología como una reducción gradual en el tiempo.</p> <p>Menor nivel de competencia entre los productores que en el caso los sistemas de cuotas y licitaciones</p>
Premio o prima	<p>Gran efectividad</p> <p>Eficiente debido al riesgo medio para inversionistas</p> <p>Mejor integración en mercados autónomos</p> <p>Riesgo de la inversión más bajo que certificados.</p>	<p>Premio o prima</p> <p>Riesgo de sobre compensación ante altos precios eléctricos</p> <p>Mayor riesgo para el inversionista respecto de FITs, puesto que tarifa total fluctúa con el mercado.</p>
Cuotas y certificados	<p>Competencia entre generadores</p> <p>Sustenta las tecnologías de más bajo costo</p> <p>En teoría tienen menor riesgo de exceso de financiación</p> <p>Rápido desarrollo si existe voluntad política</p> <p>Rápido despliegue tecnologías específicas (ej. eólico off shore).</p> <p>En teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado.</p> <p>Buen complemento para algunas tecnologías</p> <p>Buen instrumento secundario</p>	<p>Menos eficiente dado el alto riesgo para inversionista.</p> <p>Costos administrativos considerables.</p> <p>Poco favorable para tecnologías de menor madurez.</p> <p>Existencia de actores dominantes podrían inhibir o tornar poco transparente el mercado.</p> <p>Definición de cuotas y fijación de multas no es simple y influencia considerablemente el resultado del sistema.</p> <p>Mayor complejidad transfiere mayor costo al consumidor.</p> <p>Limita o retrasa la diversificación.</p> <p>Si las cuotas definidas son un monto fijo y no un porcentaje, al acercarse a las metas puede disminuir el valor de los certificados e inhibirse el mercado.</p> <p>Podría inhibirse el desarrollo de FER-E si las multas por incumplimiento resultan ser demasiado bajas.</p>
Licitaciones (Tendering)	<p>Rápido desarrollo si existe voluntad política</p> <p>Rápido despliegue tecnologías específicas (ej. eólico off shore).</p> <p>En teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado.</p>	<p>Por su operación discontinua causa inestabilidad.</p> <p>Costos administrativos altos y potencial para crear barreras administrativas.</p> <p>Si competencia es excesiva el desarrollo puede verse bloqueado.</p> <p>No es adecuado para un mercado grande y en rápido crecimiento.</p> <p>Riesgo de ofertas poco realistas.</p>
Subsidio a la inversión	Buen complemento para algunas tecnologías	Ineficiente si se utiliza como instrumento principal
Incentivos tributarios	Buen instrumento secundario	Buen resultado solo en países con alta carga impositiva y para las tecnologías más competitivas.

Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report".

5 | POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

5.1. Unión Europea

El objetivo de la UE es que al 2010 las ER alcancen el 12% del consumo total bruto de energía y la electricidad de FER, el 22%. En marzo de 2007 se aprobó una meta de 25% de energías renovables sobre el total de energía consumida (UE-27) para el 2020.

En el cuadro siguiente se indican los distintos sistemas de incentivo predominantes en la UE y los países más representativos de ellos.

Cuadro 6

Países de la Unión Europea representativos de los sistemas de incentivo adoptados

Sistema predominante	País	Comentarios
Tarifas (Feed-in tariff)	Alemania	Tarifas garantizadas por 20 años, decrecientes. Créditos blandos e incentivos fiscales.
	España	Premio sobre la tarifa de mercado. Créditos blandos, incentivos regionales y fiscales.
	Francia	< 12 MW tarifas garantizadas por 15 años y 20 años para hidro y PV. > 12 MW licitación.
	Austria	Programa terminado y aún no reemplazado o extendido.
Cuotas	Reino Unido	Obligación para distribuidores con TGC y multas. Exenciones tributarias.
	Bélgica	TGC combinado con precios mínimos para FER-E.
	Suecia	Obligación para consumidores con TGC. Para eólica incentivos a la inversión y bonos medioambientales.
	Italia	Obligación para distribuidores con base en TGC, válidos para nuevas FER-E durante primeros 8 años. feed-in tariff para PV.
Licitaciones	Irlanda	Se reemplazará por feed-in tariff. Bandas de precios por tecnologías. Incentivos tributarios.
Incentivos tributarios	Finlandia	Combinado con incentivos a la inversión.

Fuente: elaboración del autor sobre la base del documento del instituto Fraunhofer [4].

El avance en las metas ha sido mejor en países con sistemas de apoyo estable y barreras bajas, como demuestran los casos de Finlandia, Alemania y España. La efectividad de la promoción de tecnologías innovadoras, tales como la eólica, biogás agrícola y la fotovoltaica, ha sido más alta en países con principal sistema de apoyo basado en el incentivo en la tarifa. La efectividad de la promoción de opciones de bajo costo entre la gama de tecnologías FER-E, ha sido mayor en países con sistemas de incentivo de aplicación general y no específicos para cada tecnología, tales como los sistemas de incentivos fiscales y los sistemas de cuotas y certificados.

Italia, Bélgica y el Reino Unido, que han recientemente adoptado el sistema de cuotas como principal instrumento de apoyo, muestran para el caso de la energía eólica, altos costos anuales de apoyo pero bajas tasas de crecimiento. El resultado preliminar muestra que el sistema de certificados conduce a altas ganancias para el productor, en parte por el alto riesgo de la inversión. En los países donde la energía eólica es apoyada por sistemas de incentivo en la tarifa, se observa una mayor efectividad con un costo moderado. Una excepción a esta regla puede observarse en países con barreras administrativas altas. De hecho las barreras administra-

tivas pueden frenar la efectividad de políticas que podrían haber sido muy buenas en un principio.

Los resultados sugieren que gran parte de la ganancia en eficiencia se alcanza simplemente mejorando y reforzando los sistemas de apoyo. Más de dos tercios del potencial de reducción de costos puede ser atribuido a la optimización de estos sistemas. La efectividad de los distintos sistemas de apoyo depende largamente de la credibilidad de estos. La continuidad de la política, evitando ser esporádica e intermitente, es muy importante para crear un crecimiento estable en las FER y causa menores costos sociales.

En el sistema de cuotas debido al mayor riesgo que debe tomar el inversionista, las ganancias en la eficiencia son absorbidas por los productores, transfiriéndose un mayor costo a los consumidores. Los sistemas de incentivo en la tarifa y de licitación son más eficientes en este sentido.

En la actualidad, para satisfacer sus necesidades de energía, la UE depende en un 50 % de importaciones. Esta dependencia podría llegar a ser del 70 % en 2030, con una contribución cada vez mayor del petróleo y el gas. Esta situación conlleva grandes riesgos económicos, políticos y ambientales. En este contexto la promoción de la electricidad generada a partir de FER es una de las prioridades de la UE por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección

del medio ambiente y de cohesión económica y social.

El objetivo de la UE es que las energías renovables representen para el año 2010, el 12% del consumo total bruto de energía y la electricidad generada a partir de esas fuentes, el 22%. Estas metas corresponden además una de las medidas tomadas para cumplir los compromisos del Protocolo de Kioto, sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. A fines del 2006 el Parlamento Europeo aprobó que el 25% del total de la energía consumida en Europa en 2020 tenga origen renovable. Se destinará más de 1.200 millones de euros a I+D en energías renovables y eficiencia energética en el período 2007-2013.

Las empresas de la UE se encuentran en la vanguardia mundial del desarrollo de nuevas tecnologías de electricidad mediante FER. En la energía eólica por ejemplo, el sector europeo cuenta con el 90% del mercado mundial de equipos. Alemania, España y Dinamarca suponen por sí solos un 84 % de la capacidad de producción europea.

En el cuadro siguiente se indican los sistemas de incentivo predominantes en la UE y los países que son más representativos de la aplicación de los distintos sistemas ¹². Posteriormente, en el cuadro 5 se agrupan los países de la UE de acuerdo a las principales estrategias seguidas por cada uno de ellos.

¹² Información vigente en Diciembre del 2005.

Cuadro 7

Países de la Unión Europea representativos de los sistemas de incentivo adoptados

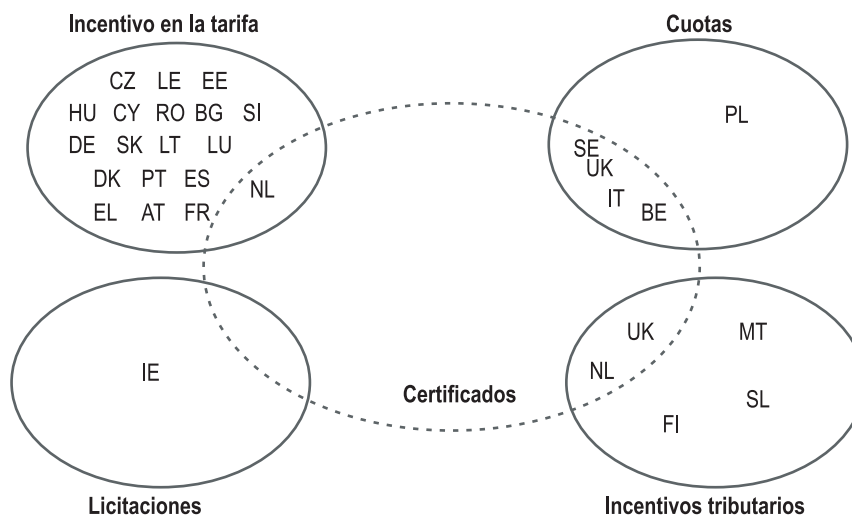
Sistema predominante	País	Comentarios	
Tarifas (Feed-in tariff)	Alemania	DE	Tarifas garantizadas por 20años, pero decrecientes. Créditos blandos e incentivos fiscales.
	España	ES	Productores eléctricos obtienen un premio sobre la tarifa de mercado. Créditos blandos, incentivos regionales e incentivos fiscales.
	Francia	FR	Para < 12 MW tarifas garantizadas por 15 años y 20 años para hidro y PV.Para > 12 MW sistema de licitación.
	Austria	AT	Programa terminado y aún no reemplazado o extendido.
	Reino Unido	UK	Obligación para distribuidores con base en TGC. Multas por incumplimiento. Exenciones tributarias.
Cuotas	Bélgica	BE	TGC combinado con precios mínimos para FER-E.
	Suecia	SE	Obligación para consumidores con base en TGC. Para eólica incentivos a la inversión y bonos medioambientales.
	Italia	IT	Obligación para distribuidores con base en TGC, válidos para nuevas FER-E durante primeros 8 años.Feed-in tariff para PV.
Licitaciones (Tendering)	Irlanda	IE	Será reemplazado por feed-in tariff.Bandas de precios según tecnologías.Incentivos tributarios.
Incentivos tributarios	Finlandia	FI	Combinado con incentivos a la inversión.

Fuente: elaboración del autor sobre la base del documento "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report".

El cuadro siguiente muestra un panorama general de la Unión Europea. las principales estrategias que ha seguido cada país de

Cuadro 8

Panorama general de los sistemas de incentivos utilizados en la UE-25 & BU y RO



Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report".

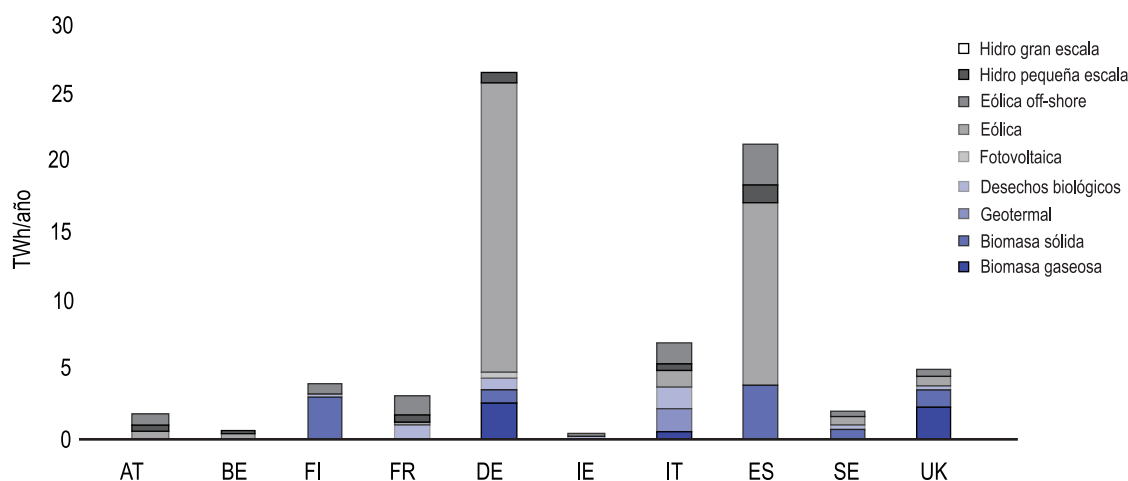
Tal como se puede observar en el cuadro anterior, de un total de 30 países, 19 han adoptado sistemas de incentivo en la tarifa (República Checa, Francia, Holanda, Austria, Grecia, Portugal, España, Luxemburgo, Lituania, Dinamarca, Alemania, Eslovaquia, Hungría, Chipre, Rumania, Eslovenia, Bulgaria, Estonia, Letonia); 5 han implementado un sistema de cuotas (Bélgica, Italia, Polonia, Suecia y Reino Unido); 5 han implementado incentivos tributarios (Reino Unido, Eslovenia, Finlandia, Holanda y Malta) y 1 el sistema de licitación (Irlanda).

En el cuadro siguiente se muestra con mayor detalle los progresos de los países de la Unión Europea. En el se compara el potencial ¹³ de generación adicional por medio de las FER-E en el 2003 con aquel existente en el

año 1997. Tal como se puede observar en la figura, Alemania y España superan ampliamente los demás países en términos de de la capacidad adicional de generación lograda. Es de notar que ambos países implementaron sistemas basados en incentivo en la tarifa. El menor progreso esta dado en Bélgica e Irlanda. Se observa que en términos de tecnología la eólica domina, seguida por la biomasa, la energía hidráulica ¹⁴ y el biogás. No obstante, como sería esperable la utilización de las distintas tecnologías en los diferentes países es muy distinta entre ellos, atendiendo también a la disponibilidad y calidad de los recursos.

Cuadro 9

Potencial de generación adicional mediante FER-E, UE (2003 v/s 1997)



Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report"

¹³ El potencial de generación adicional mediante FER-E corresponde al potencial de generación todas las plantas instaladas al final de cada año.

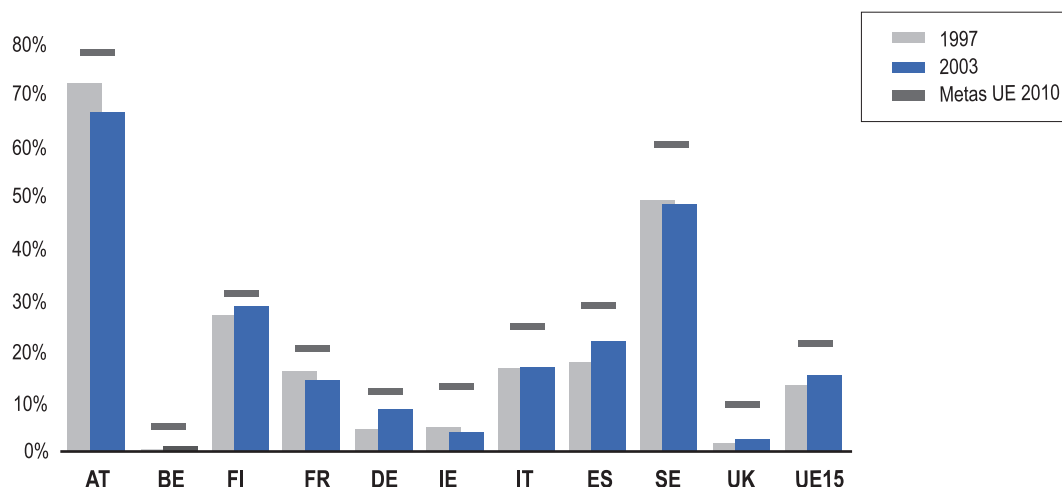
¹⁴ En el caso de la energía hidroeléctrica solo se incluye en la categoría renovable la mini-hidráulica (menos de 50 MW), pues se considera que a mayores tamaños el impacto ambiental que se produce entra en conflicto con la sustentabilidad.

En los gráficos siguientes, se observa que sólo unos pocos países han incrementado significativamente la participación de las FER-E en el consumo eléctrico, desde la publicación del Libro Blanco de la Comunidad

Europea, “Energía para el futuro” en 1997. Nuevamente España y Alemania, además de Finlandia muestran los mayores progresos para alcanzar las metas del 2010.

Cuadro 10

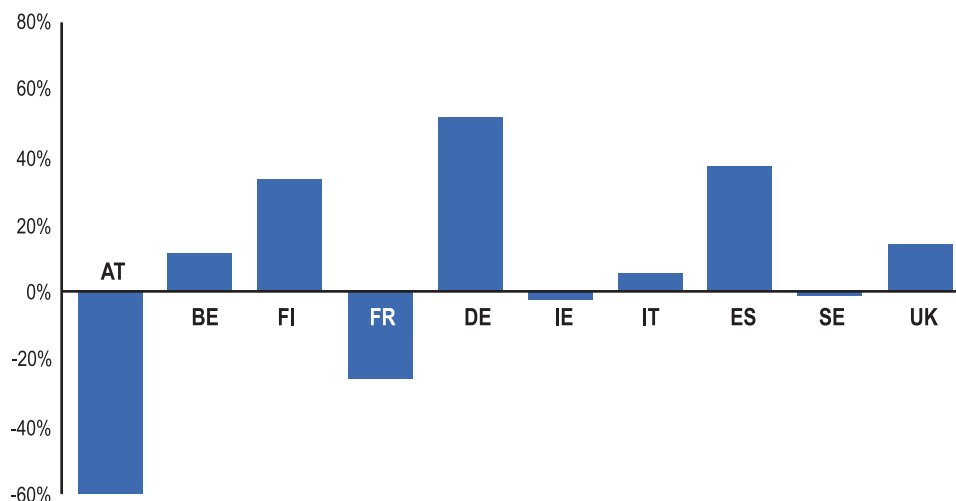
Participaron del potencial de generación de las FER-E sobre el total, UE (2003 v/s 1997)



Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report".

Cuadro 11

Potencial de generación adicional en 2003 respecto del 1997, como porcentaje del total potencial adicional requerido para el 2010 (UE)



Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report".

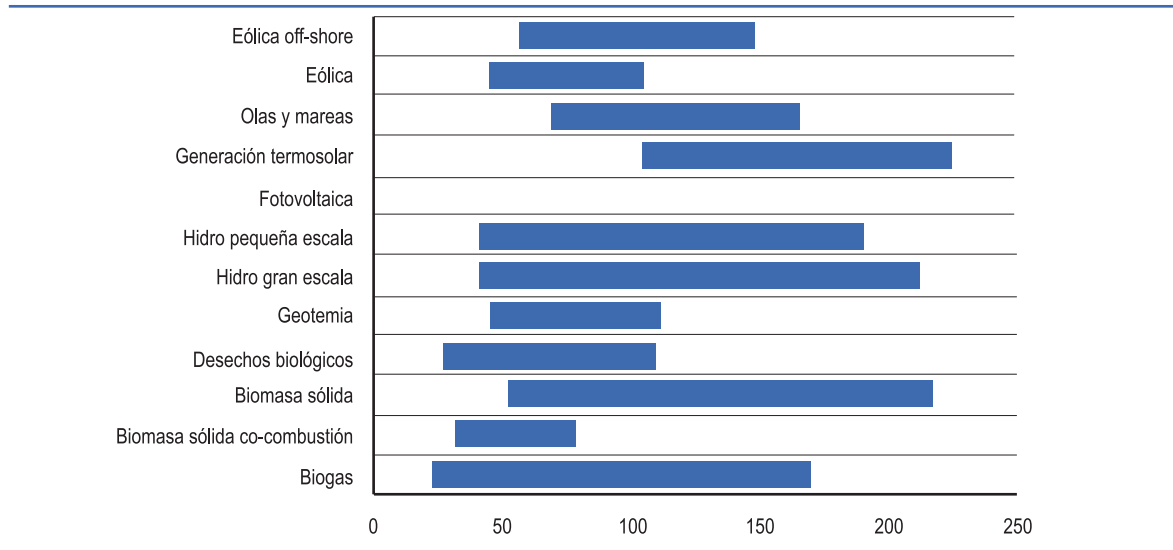
Aunque Austria y Suecia no han logrado avances y han disminuido levemente la participación de las ER en el consumo de energía eléctrica, se debe destacar que esta participación es una de las mayores de Europa, aproximadamente de un 66% para Austria y 49% para Suecia.

Respecto del costo de generación de las energías re-

novables en la UE, éste es muy variable, dependiendo de los recursos nacionales, regionales y agrícolas con que cuente cada país. Por consiguiente tanto la definición como la evaluación de los sistemas de apoyo, tendría que hacerse mediante el análisis de cada país y sector (tecnología) por separado. Un resumen de los costos de generación con distintas tecnologías, se pueden ver en el cuadro siguiente.

Cuadro 12

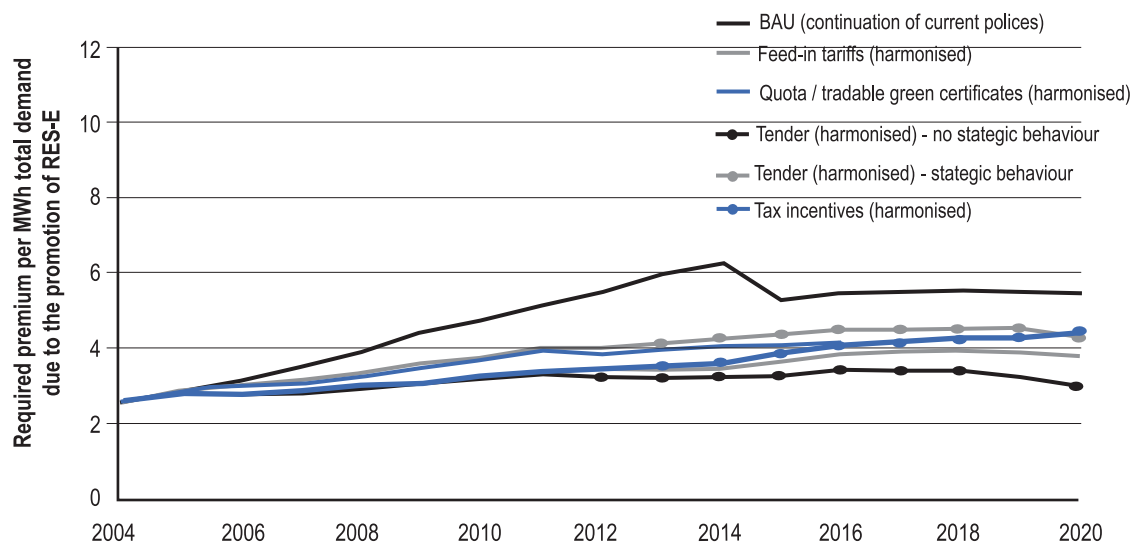
Costo de generación de electricidad en la UE, costos marginales de largo plazo (PRI 15 años) - [€/MWh]



Fuente: "El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables".

En cuanto al costo de los sistemas de incentivo para los consumidores, tomando en consideración el escenario actual en la UE-15 y los distintos sistemas de incentivo, estos corresponden a valores de entre 2,5 a 3,0 EUR/MWh demandado. El cuadro siguiente muestra una proyección en el tiempo del costo para los consumidores, manteniendo los actuales esquemas de incentivo para cumplir las metas establecidas.

Cuadro 13

Costo adicional promedio para el consumidor por cada MWh demandado.

Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report"

Un estudio realizado por el instituto Fraunhofer¹⁵ de Alemania, muestra el avance de los instrumentos de políticas de FER-E en la Unión Europea (UE), en cuanto a su eficacia y eficiencia. Entendiendo que estos han de ser efectivos¹⁶ (o eficaces) en cuanto a la capacidad de un sistema de apoyo para aumentar la penetración de las FER-E en la matriz energética, así como eficientes en cuanto a minimizar los costos públicos resultantes en el tiempo (costos transferidos a la sociedad).

Para evaluar la eficacia la cantidad de electricidad de fuentes de energía renovables suministrada tiene que ser evaluada en relación con el potencial real del país. Además, los efectos de los sistemas de aplicación más recientes son difíciles de juzgar. En particular, la experiencia con certificados verdes es más limitada que con las primas.

¹⁵ Op Cit.

¹⁶ Por efectividad de una estrategia de incentivo se entiende el aumento del potencial de generación debido a esa estrategia comparado con una adecuada cantidad de referencia. En el ámbito de la Unión Europea se la define como la razón entre el cambio del potencial de generación en un periodo dado de tiempo y potencial adicional realizable a mediano plazo hasta el 2020 para una tecnología específica.

$$E_a^i = (G_n^i - G_{n-1}^i) / (ADD - POT_n^i)$$

E_n^i : Indicador de efectividad para la tecnología de FER "i", en el año "n"
 G_n^i : Potencial de generación de electricidad mediante FER "i", en el año "n"
 (ADD - POT_nⁱ): Potencial de generación adicional de una tecnología de FER "i", en el año "n" hasta el 2020.
 El detalle de este concepto puede encontrarse en el documento citado.

Energía eólica

En lo que respecta a la energía eólica, en todos los países cuya eficacia es superior a la de la media comunitaria se utiliza el sistema de incentivo en la tarifa. Los sistemas más eficaces son los utilizados en Alemania, España y Dinamarca.

Los sistemas de certificados verdes muestran una gran divergencia entre producción y apoyo. Las razones del costo más elevado pueden deberse al mayor riesgo de la inversión con este tipo de sistemas y probablemente a que el mercado de los certificados verdes todavía no está maduro.

El sistema de certificados verdes presenta hoy en día un nivel de apoyo muy superior (en cuanto a su costo o montos involucrados) que el sistema de incentivo en la tarifa. Sin embargo ello no implica que sea más efectivo. Esto podría explicarse por la prima de riesgo más elevada solicitada por los inversionistas, los costos administrativos, y un mercado todavía inmaduro. Lo importante a considerar es cómo evolucionarán los precios a medio y a largo plazo.

El rendimiento del capital con los certificados verdes es más elevado que para las primas. Este elevado rendimiento (renta) se calcula extrapolando a partir de los precios de los certificados observados actualmente. El rendimiento del capital dependerá de la evolución futura de los precios.

En una cuarta parte de los países de la UE la energía eólica recibe escaso apoyo como para permitir el despegue. Si la cantidad total recibida por los productores es inferior a los costos de producción, en dichos países no se registrará ningún movimiento en este sector. Otra cuarta parte de los países facilita apoyo suficiente, pero con todo obtiene resultados mediocres. Esto puede explicarse por la existencia de obstáculos administrativos y de conexión a la red.

Por lo que respecta a los beneficios, los sistemas de incentivo en la tarifa analizados son eficaces con un beneficio para el productor relativamente bajo. Por otra parte, los certificados verdes obtienen hoy en día eleva-

dos márgenes de beneficio. Es necesario subrayar que estos sistemas de certificados verdes son instrumentos relativamente nuevos. La situación observada, por lo tanto, todavía podría estar caracterizada por importantes efectos transitorios.

Biomasa

En cuanto a la biomasa, la mitad de los países de la UE no conceden apoyo suficiente para cubrir los costos de producción. En el caso del biogás, en casi tres cuartas partes de los países, el apoyo no es suficiente para su despliegue.

El sistema de Dinamarca, con primas e instalaciones centralizadas de cogeneración que utilizan la combustión de paja, y el sistema de apoyo mixto finlandés (desgravación fiscal e inversión) registran claramente el mejor rendimiento, tanto en eficacia como en rentabilidad económica del apoyo. Una larga tradición de uso de biomasa para fines energéticos con tecnologías de vanguardia, las condiciones de planificación estables y una combinación con la producción de calor (cogeneración) pueden considerarse como las razones primordiales de este desarrollo.

Aunque los sistemas de incentivo en la tarifa en general arrojan mejores resultados, ya que los riesgos del inversionista en cuanto a los certificados verdes parecen obstaculizar el verdadero despegue del sector de la biomasa, el análisis es más complejo. En la eficacia de los sistemas influyen considerablemente factores distintos de la elección del instrumento financiero (obstáculos de infraestructuras, tamaños de las instalaciones, gestión forestal óptima, existencia de instrumentos secundarios, por ejemplo).

En casi la mitad de los países europeos, el apoyo a la biomasa es insuficiente para seguir desarrollando más el gran potencial de este sector. En muchas regiones se necesitarían incentivos, destinados a la explotación de los bosques, para que la madera llegue desde los bosques de la UE a todos los usuarios, impidiendo de esta forma posibles falseamientos en el mercado de los residuos madereros.

Biogás

Seis países registran una eficacia superior a la media de la UE, de los cuales cuatro utilizan sistema de incentivo en la tarifa (Dinamarca, Alemania, Grecia y Luxemburgo) y dos usan certificados verdes (Reino Unido e Italia). Al igual que sucede en el sector de la biomasa, estos resultados están influidos por otros factores:

- Las posibilidades agro-económicas y la elección del tamaño de las plantas. Las plantas grandes tienen una eficacia mayor. Se supone que las plantas pequeñas son más importantes para la economía rural, pero su costo es más elevado (costo unitario por MW instalado).
- La existencia de un sistema de apoyo complementario. El sector del biogás está íntimamente ligado a la política medioambiental para el tratamiento de residuos.
- Países como el Reino Unido apoyan el biogás con un instrumento secundario, como la desgravación fiscal. La ayuda complementaria a la inversión es también un buen catalizador para esta tecnología.
- En el caso del biogás agrícola, los costos de producción son más elevados pero también lo son los beneficios para el medio ambiente. En el caso de los gases de vertedero, el costo es menor pero el beneficio para el medio ambiente es reducido.

Casi el 70 % de los países de la UE no proporcionan apoyo suficiente para el desarrollo de esta tecnología.

Minihidráulica

El sector de las pequeñas centrales hidroeléctricas muestra grandes variaciones tanto en los apoyos como en los costos de producción. El desarrollo de esta tecnología renovable está considerablemente influido por la existencia de obstáculos.

Solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica está siendo activamente promocionada en Alemania (líder mundial), Países Bajos, España, Luxemburgo y Austria.

Otras fuentes

Existen otras fuentes de energía renovables productoras de electricidad tales como la energía geotérmica, la energía del oleaje y mareomotriz, y la energía solar térmica de concentración. Sólo tienen apoyos en algunos países de la UE o bien todavía no se aplican a escala industrial.

Aspectos comerciales importantes

Para facilitar el desarrollo de las FER-E se resaltan, en los estudios e informes revisados, algunos aspectos a los que debe prestarse particular atención a fin de que no constituyan barreras.

Un factor esencial para el buen funcionamiento de todos los sistemas de apoyo de las FER-E, es un mercado sin integración vertical, en que un gestor de redes de transporte y un gestor de redes de distribución son verdaderamente independientes entre sí, estando obligados a garantizar unas condiciones equitativas de acceso a la red a todos los productores, teniendo que desarrollar la infraestructura de la red de acuerdo con una estrategia a largo plazo, considerando la integración de los recursos procedentes de fuentes de energía renovables.

Los gobiernos tienen que mejorar la información a los consumidores acerca de cómo incide el costo del apoyo a y en cuánto. De acuerdo con las estimaciones de la Comisión Europea, el apoyo a las fuentes renovables representa entre el 4 % y el 5 % de las tarifas de la electricidad en España, Reino Unido y Alemania, alcanzando hasta el 15 % de los costos de las tarifas en Dinamarca. La cuota de la E-FER no hidráulica en

dichos países se eleva actualmente al 3,5 % en el Reino Unido, el 9 % en Alemania, el 7 % en España y el 20 % en Dinamarca.

La energía eólica, así como otras fuentes renovables, es una fuente de energía intermitente. A este respecto son especialmente importantes los siguientes aspectos:

- La predicción del viento. Cuanto más segura es esta predicción, mayor es el valor de las fuentes intermitentes de FER-E.
- La hora límite de presentación de ofertas. Cuanto más cerca del momento del cierre, mejor pueden predecir las tecnologías de E-FER intermitentes cuánta electricidad podrán producir.
- El cobro de los costos de compensación de desequilibrios. El Reino Unido, Dinamarca y España cuentan con sistemas para cobrar los desvíos de la producción de electricidad prevista, de cualquier origen, incluida la electricidad eólica.
- En los casos en que la producción a partir de fuentes intermitentes representa una gran proporción del consumo total de energía, es importante que los productores de FER-E puedan reaccionar mejor ante los precios de la energía en el mercado spot. Por lo tanto, la integración en el sistema de grandes porcentajes de energía FER-E intermitente puede facilitarse mediante un sistema de apoyo que incluya un vínculo con el precio spot de la energía y en consecuencia un enfoque de distribución de riesgos. Esto es lo que sucede con un sistema de primas, un sistema de certificados verdes y algunos sistemas de premio en la tarifa, como el usado en España.

Los posibles efectos distorsionadores que puede tener el sistema de apoyo en el buen funcionamiento del mercado y la competencia, deben ser considerados al momento de su definición. En la UE dicho apoyo suele

incorporarse en las Directivas para ayudas estatales en favor del medio ambiente. Esta justificado económicamente por una serie de razones, como que los efectos beneficiosos de dichas medidas en el medio ambiente compensen los efectos distorsionadores en la competencia, así como los efectos en el desarrollo económico y el mercado laboral. El desarrollo de las FER es una prioridad en la políticas de la UE.

Acceso a las redes de conexión del sistema eléctrico

El acceso a la red eléctrica, a un precio razonable y transparente, es un aspecto fundamental para el desarrollo de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

La generación de electricidad a partir de FER no suele estar situada en los mismos lugares que la producción de electricidad convencional y, en general, su escala de generación es diferente. Suele estar conectada con la red eléctrica de distribución, es propensa a inversiones en extensiones y refuerzos de la red además de las inversiones en conexión. Los países de la UE han creado normas que aseguran que los gestores de la red garantizan el transporte y distribución de electricidad renovable. El acceso prioritario en la ordenación del funcionamiento a nivel del transporte, sin embargo, no está contemplado en muchos casos.

Es preciso disponer de normas transparentes para asumir y compartir los costes de inversión en la red necesarios, ya que muchos obstáculos de conexión a la red proceden de la falta de normas de este tipo. Las normas que se han establecido y su nivel de transparencia varían considerablemente entre Estados miembros. Queda mucho todavía por hacer en lo relativo a la transparencia de la participación en los gastos.

En Dinamarca, Finlandia, Alemania y los Países Bajos, se han creado normas transparentes para la distribución de los costos de inversión en la red eléctrica. Estos países han elegido un enfoque de costos parciales, dichos

costos de conexión quedan a cargo de los responsables de proyectos que solicitan la conexión o son compartidos con los gestores de la red, mientras que los costes relativos a las necesarias ampliaciones y refuerzos de la red, tanto en la distribución como en el transporte, son asumidos por los gestores de la red, y repercuten en la estructura tarifaria de la red. En Dinamarca, algunos costes de conexión para la energía eólica también son asumidos por el gestor de la red, con lo que se reduce la carga económica de los productores de energía eólica en cuanto a costes de inversión en la red. Aunque los Países Bajos no conceden acceso prioritario, todos los costes de conexión, en general, corren a cargo de los gestores de la red.

La FER-E puede encontrarse con falta de capacidad suficiente en la red. Este obstáculo es aún mayor por la falta de normas claramente aplicadas para asumir y compartir diversos costes de inversión en la red, así como por la existencia de integración vertical y actores dominantes.

Para garantizar que la FER-E llegue a representar una parte importante de la generación, es necesaria una mejor planificación y una gestión global de las redes. La Comisión Europea recomienda, en primer lugar, que los principios para asumir y repartir los costos sean totalmente transparentes y no discriminatorios. En segundo lugar, el necesario desarrollo de la infraestructura de la red eléctrica ha de llevarse adelante para ajustarse a la nueva evolución de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. En tercer lugar, los costes asociados al desarrollo de la infraestructura de la red eléctrica deben ser asumidos por los gestores de la red. Por último, los precios fijados para la electricidad en toda la red eléctrica deben ser equitativos y transparentes, teniendo en cuenta las ventajas de la producción integrada.

Trabas administrativas

La existencia de varios niveles de competencia y numerosas autoridades implicadas (nacionales, regionales y locales) para la autorización de unidades generadoras y las diferentes exigencias impuestas, a menudo provocan retrasos, incertidumbre sobre la inversión, multiplicación de esfuerzos y pueden provocar una mayor demanda de incentivos por parte de los promotores para compensar los riesgos de la inversión o la intensidad de capital inicial del proyecto.

En el caso de los proyectos eólicos en tierra, los procedimientos de autorización pueden llevar entre dos y siete años. El historial de los proyectos eólicos marinos muestra una ineficacia mayor aún, ya que hasta hace poco no se habían establecido procedimientos claros para el reparto de responsabilidades entre las diferentes autoridades gubernamentales afectadas.

En muchos países y regiones, la evolución futura de los proyectos de FER no se tiene en cuenta a la hora de elaborar planes de ordenación territorial. Esto significa que es preciso modificar los planes existentes para permitir la puesta en marcha de un proyecto FER-E en una zona específica. Este proceso puede llevar mucho tiempo. A menudo, la obtención de los permisos lleva la mayor parte del tiempo total necesario para el desarrollo de un proyecto. Esto es lo que ocurre, por ejemplo, con los proyectos en el ámbito de la energía eólica y la biomasa.

Cuando la competencia recae en autoridades de distinto nivel, una solución utilizada en Dinamarca y Alemania, ha sido la preordenación, donde los municipios tienen que asignar emplazamientos que estén disponibles, a proyectos de generación a partir de FER (para un nivel determinado de capacidad). En estas zonas preplanificadas, los requisitos del permiso son menores y se aplican con mayor rapidez.

En Suecia, dichas zonas se conocen como «zonas de interés nacional para la energía eólica». El proceso de planificación y concesión de permisos también está relacionado con el cumplimiento de la legislación europea en materia de medio ambiente.

Otros sistemas de incentivo a las energías renovables

En la mayor parte de los países de la UE, los sistemas de incentivo van acompañados de una serie de otros programas destinados al desarrollo de las energías renovables. Entre estos se cuentan incentivos a la auto-generación para viviendas y pequeños consumidores; programas de aprovechamiento de residuos; programas de incentivo a la energía solar térmica; programas de difusión y fortalecimiento de los beneficios de las ER ante la opinión pública.

Esto permite abordar de manera integral el desarrollo de las ER y lograr una buena aceptación pública y respaldo político.

Aunque se han dado a conocer los aspectos más relevantes de diversos estudios sobre los sistemas de incentivo en Europa y sus logros, resulta interesante, dado el avance logrado, ver brevemente algunos detalles de los casos de Alemania y España.

5.1.1. Alemania

En agosto de 2004 entro en vigor la segunda revisión de la ley alemana a favor de las fuentes renovables de energía. Los resultados de 13 años de experiencia se pusieron en acto demostrando como una legislación adecuada permite gobernar eficazmente la economía mediante reglas que, creando certidumbre en el mercado, permiten direccionar las inversiones y el desarrollo industrial hacia el camino deseado. El desarrollo de las renovables en Alemania es testimoniado además por la ocupación laboral del sector que al 2004 superaba los 130.000 puestos de trabajo.

Gracias al continuo apoyo, la contribución de las energías renovables al requerimiento eléctrico alemán se duplico pasando del 4,6% en 1998 al 10% en el 2004, mientras la facturación del sector superó los 10.000 millones de euros.

El siguiente cuadro muestra el esquema tarifario de apoyo a las diferentes FER.

Cuadro 14

Tarifas mínimas para las energías renovables en Alemania (2004)

Fuente		potencia planta	Tarifa base c€/kWh	bono (agregado a tarifa base)		duración	degradación	observac.
				tecnología	materia prima			
Hidro eléctrico	nuevas plantas	< 0,5 MW	9,67	obliga a mejoras ambientales		30 años	-1,0% / año	bombeo hidro eléctrico excluido
		< 5 MW	6,65					
	incremento potencia planta existente	< 0,5 MW	7,67	requisitos obligatorios: - mejores ambientales incremento potencia > 15%		15 años		
		< 10 MW	6,65					
		< 20 MW	6,10					
		< 50 MW	4,56					
	< 150 MW	3,70						
biogas, gas de descarga, gas de minería		< 0,5 MW	7,67	tecnologías innovadoras + 2 c€/kWh		20 años	-1,5% / año	
		< 5 MW	6,65					
		> 5 MW	6,65	sólo gas (metano) de minería				
biomasa		< 150 kW	11,50	tecnologías innovadoras + 2,5 c€/kWh	vegetales/ dep. animales + 6 c€/kWh + 4 c€/kWh	20 años	-1,5% / año	
		< 0,5 MW	9,90					
		< 5 MW	8,90					
		< 20 MW	8,40					
geotermia		< 5 MW	15,00			20 años	-1,0% / año	degradación se aplica a partir del 2010
		< 10 MW	14,00					
		< 20 MW	8,95					
		> 20 MW	7,16					
Eólica	en tierra		5,50	+ 3,20 c€/kWh por 5-15 años decreciendo según el rendimiento		20 años	-2,0% / año	excluye sitios <60% rendimiento
	off-shore		6,10	+ 2,91 c€/kWh por 12-20 años según la profundidad y distancia de la costa				
solar	a tierra	sin límite	45,70			20 años	-6,5% / año	
	en edificios	< 30 kW	57,40	+ 5 c€/kWh bomo por instalaciones en fachadas				
		< 100 kW	54,60					
		> 100 kW	54,00					

Fuente: disponible en www.interenergy.it

No obstante el alto valor de la remuneración para la fotovoltaica, el sobrepago medio pagado a los productores de E-FER, por el kWh renovable en el 2003 fue de 4,2 c/kWh. A modo de referencia, se puede comparar este precio con los 8,3 c/kWh pagados en Italia, país con un sistema basado en certificados verdes. El sis-

tema alemán parece entonces ser mucho más eficaz, al tiempo que tiene un costo un 50% inferior respecto del sistema de certificados verdes italianos. No es de sorprender entonces que el sistema italiano esté virando paulatinamente hacia un sistema de incentivo en la tarifa.

El sistema de incentivo en la tarifa alemán es financiado mediante un cobro adicional en la boleta eléctrica de los consumidores y por tanto no implica ningún costo para el Estado. Es más, estimulando inmediatamente inversiones privadas, constituye un instrumento para

incrementar los ingresos fiscales, generando simultáneamente puestos de trabajo, innovación tecnológica y desarrollo industrial, en un campo, el de las fuentes renovables, destinado a volverse cada vez más estratégico.

5.1.2 España

Los objetivos establecidos para España en las indicaciones del Libro Blanco de las Energías Renovables de conseguir un 12% en el año 2010 se plasmaron en 1999 en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, substituido en 2005 por el plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010.

al 2010, así como se incorporan otros dos objetivos: 29,4% de generación eléctrica mediante FER y 5,75% de biocarburantes en transporte.

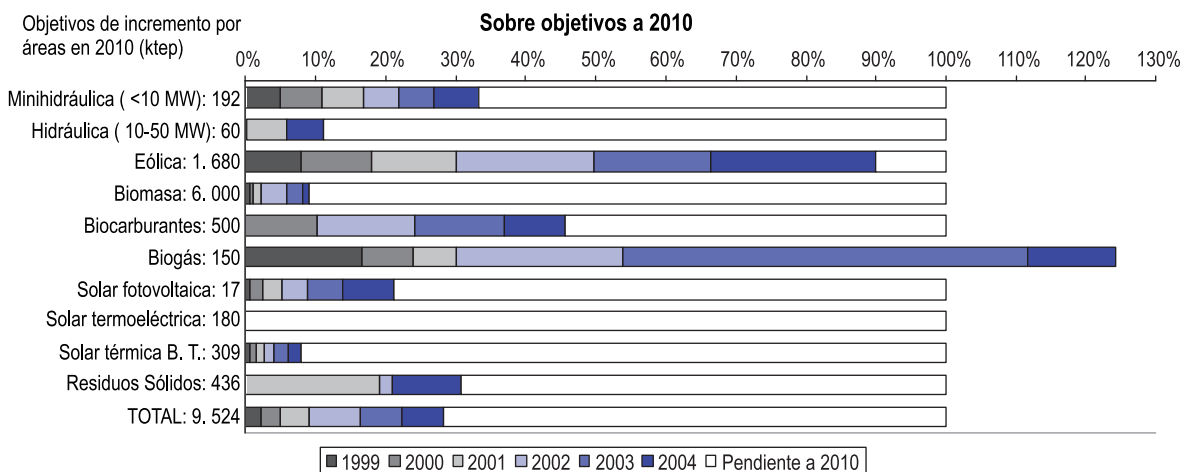
En este último se mantiene el compromiso de cubrir con FER al menos un 12% del consumo total de energía

En el cuadro siguiente se puede ver el avance del PER, al 2004, sobre los objetivos del 2010. Se destacan el fuerte avance logrado por el biogás y la generación eólica.

Cuadro 15

Evolución del PER de España, al 2004

Seguimiento Plan de Fomento de las Energías Renovables Evolución Datos Energéticos (1999-2004)



Fuente: IDAE, España.

Respecto de la generación eléctrica se estableció un sistema de incentivo en la tarifa, con tarifas reguladas, premios e incentivos para aquellas instalaciones que pueden acogerse al régimen especial, definido para las energías renovables. En el Real Decreto 2818/1998 se hace el desarrollo reglamentario en lo que se refiere a

los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial. Posteriormente fue modificado en el 2004 por el Real Decreto 436/2004.

El siguiente cuadro detalla el tipo de instalaciones que pueden acogerse a régimen especial.

Tipo de instalaciones de producción en régimen especial en España

Tipo			Definición
a	a.1	a.1.1	Cogeneración que utilice como combustible gas natural siempre que suponga al menos el 95% de energía primaria utilizada
		a.1.2	Restos de cogeneración
	a.2		Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación
	b.1	b.1.1	Instalaciones que utilicen energía solar fotovoltaica
		b.1.2	Instalaciones que utilicen energía solar térmica
	b.2	b.2.1	Instalaciones eólicas ubicadas en el mar
b.2.2		Instalaciones eólicas ubicadas en tierra	
b	b.3		Instalaciones que utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y las corrientes marinas
			Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a los 10 MW
			Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a los 10 MW e inferior a 50 MW
	b.6		Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de actividades agrícolas o de jardinería, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios (Anexo II)
			Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de las plantas de digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales (Anexo II)
	b.8		Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal, o mezcla de los combustibles principales anteriores (Anexo II)
c	c.1		Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos
	c.2		Centrales que utilicen como combustible principal residuos no contemplados anteriormente
	c.3		Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que estos no supongan menos del 50% de energía primaria utilizada, medida por el PCI
d	d.1		Instalaciones de tratamiento y reducción de purines
	d.2		Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos
	d.3		Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos, distintos de los enumerados en d.1 y d.2

Fuente: CIRCE, Universidad de Zaragoza.

A partir del 1 de enero de 2007, existen sólo 2 opciones para la venta de la producción o excedentes de energía eléctrica: acogerse a tarifa regulada o ir al mercado.

En el primer caso la tarifa regulada consiste en un porcentaje de la tarifa media de referencia (TMR) de cada año, establecida por Real Decreto (se incluyen además la energía reactiva y los desvíos).

En el segundo caso la tarifa se compone del precio de mercado, la garantía de potencia, una prima y un incentivo, estos último son porcentajes de la TMR diferente para cada tipo de instalación (se incluyen además la energía reactiva y los desvíos).

En el cuadro siguiente se detalla el sistema tarifario por tipo de instalación.

Cuadro 17

Tarifas, primas e incentivos por tipo de instalación en España

Instalaciones			Potencia	Tarifa	Prima	Incentivo	
a	a.1	a.1.1	PI < 1 MW	90% primeros 10 años, 50% en adelante	-	-	
			1< PI < 10 MW	80% primeros 10 años, 50% en adelante	30% primeros 10 años	10% primeros 10 años, 20% en adelante	
			10< PI < 25 MW	55% en tanto subsista la retribución de los CTC, 50% en adelante	5% en tanto subsista la retribución de los CTC	20% primeros 15 años, 15% en adelante	
			25< PI < 50 MW	50%	-	25% primeros 20 años, 15% en adelante	
		a.1.2	PI < 1 MW	90% primeros 10 años, 50% en adelante	-	-	
			1< PI < 10 MW	80% primeros 10 años, 50% en adelante	30% primeros 10 años 5% en tanto subsista la	10%	
			10< PI < 25 MW	55% en tanto subsista la retribución de los CTC, 50% en adelante	retribución de los CTC -	10%	
			25< PI < 50 MW	50%	10% primeros 10 años	10%	
	a.2		PI < 10 MW	60% primeros 10 años, 50% en adelante	5% en tanto subsista la retribución de los CTC	5% primeros 10 años, 10% en adelante	
			10< PI < 25 MW	55% en tanto subsista la retribución de los CTC, 50% en adelante	-	5% primeros 10 años, 10% en adelante 5% primeros 10 años, 10% en adelante	
			25< PI < 50 MW	50%	-	10% en adelante	
	b	b.1	b.1.1	PI < 100 kW	575% primeros 25 años, 460% en adelante	250% primeros 25 años, 200% en adelante	-
				PI > 100 kW	300% primeros 25 años, 240% en adelante	250% primeros 25 años, 200% en adelante	10%
				-	300% primeros 25 años, 240% en adelante	40%	10%
b.2		b.2.1	< 5 MW	90% primeros 15 años, 80% en adelante	40%	10%	
			> 5 MW	90% primeros 5 años, 85% los 10 siguientes, 80% en adelante	40%	10%	
		b.2.2	< 5 MW	90% primeros 15 años, 80% en adelante	40%	10%	
			> 5 MW	90% primeros 5 años, 85% los 10 siguientes, 80% en adelante	40%	10%	
b.3			< 50 MW	90% primeros 20 años, 80% en adelante	40%	10%	
b.4			-	90% primeros 25 años, 80% en adelante	40%	10%	
b.5			10< PI < 25 MW	90% primeros 15 años, 80% en adelante	30%	10%	
			25< PI < 50 MW	80%	40%	10%	

	b.6		-	90% primeros 20 años, 80% en adelante	40%	10%
	b.7		-	90% primeros 20 años, 80% en adelante	30% 20% primeros 15 años, 10%	10%
	b.8		-	80% en adelante		10%
c	c.1		-	70% primeros 15 años, 50% en adelante	20% primeros 15 años, 10% en adelante	10%
	c.2		-	70% primeros 15 años, 50% en adelante	20% primeros 10 años, 10% en adelante	10%
	c.3		-	50%		10%
d	d.1		-	70% primeros 15 años, 50% en adelante	20% primeros 15 años, 10% en adelante	10%
	d.2		-	70% primeros 15 años, 50% en adelante	20% primeros 15 años, 10% en adelante	10%
	d.3		-	60% primeros 15 años, 50% en adelante	10%	10%

Fuente: CIRCE, Universidad de Zaragoza.

Como referencia la TMR vigente desde el 1 de Julio 2006 es de 7,7644 c/kWh.

Adicionalmente un fuerte impulso al desarrollo y utilización de las energías renovables por parte de los consumidores en viviendas, edificios e instalaciones públicas, será posible dado el nuevo Código Técnico de Edificación (CTE), que incorpora en forma obligatoria el cubrir una parte de las necesidades de energía con energías renovables. En particular la energía solar térmica pasiva y activa, así como la energía solar fotovoltaica. En el documento se definen las reglas y procedimientos que permiten cumplir las exigencias básicas de ahorro de energía.

Un último comentario respecto del avance de las ER en España, en particular respecto de la eólica. En diciembre de 2006, la energía eólica en España, batió su propio récord de producción, alcanzando los 8.142 MW durante algunas horas. Esto supuso cubrir un 31% de la demanda eléctrica, que en ese momento era ligeramente superior a 27.000 MW. “Más del 70% de toda la potencia eólica instalada estuvo trabajando al mismo tiempo, puesto que, habitualmente, las distintas cuencas eólicas actúan de un modo complementario” señala APPA ¹⁷. “Esto, además, permite que, dentro de su intermitencia natural, la energía del viento garantice un mínimo de potencia constantemente operativa”. El parque eólico español actualmente se sitúa por encima de los 11 GW de potencia instalada.

¹⁷ Asociación de Productores de Energías Renovables de España.

5.1.3 Conclusiones preliminares para la UE

Una revisión de la literatura disponible para el caso de la UE permite sacar interesantes conclusiones.

El progreso en las metas establecidas en las directivas de la UE, ha sido mejor en países con sistemas de apoyo estable y barreras bajas para el desarrollo de las FER-E, tal como demuestran los casos de Finlandia, Alemania y España.

La efectividad de la promoción de tecnologías innovadoras, tales como la eólica, biogás agrícola y la fotovoltaica, ha sido la más alta en los países con principal sistemas de apoyo el basado en el incentivo en la tarifa.

La efectividad de la promoción de opciones de bajo costo entre la gama de tecnologías FER-E, ha sido mayor en países con sistemas de incentivo de aplicación general y no específicos para cada tecnología, es decir, en los casos de los sistemas basados en incentivos fiscales y los sistemas de cuotas y certificados.

Comparando el actual nivel de apoyo ofrecido bajo diferentes sistemas con el resultado de los esquemas de promoción para el caso de la energía eólica, es de notar que tres países, Italia, Bélgica y el Reino Unido, que han recientemente adoptado el sistema de cuotas como principal instrumento de apoyo, muestran altos costos anuales de apoyo pero bajas tasas de crecimiento. El alto costo resulta de la extrapolación del precio actual de los certificados. Aunque este último supuesto puede ser cuestionado, el resultado muestra que el sistema de certificados conduce a altas ganancias para el producto en parte por el alto riesgo de la inversión.

En los países donde la energía eólica es apoyada por sistemas de incentivo en la tarifa, se observa una mayor efectividad con un costo moderado. Una excepción a esta regla puede observarse en países donde las barreras administrativas han impedido un rápido desarrollo de la energía eólica.

Los resultados sugieren que gran parte de la ganancia en eficiencia se alcanza simplemente mejorando y reforzando los sistemas de apoyo. Más de dos tercios del potencial de reducción de costos puede ser atribuido a la optimización de estos sistemas.

La efectividad de los varios sistemas de apoyo depende largamente de la credibilidad del sistema. La continuidad de la política, evitando que esta sea esporádica e intermitente, es muy importante para crear un crecimiento estable en las FER y adicionalmente causa menores costos sociales como resultado de un menor premio al riesgo para el inversionista.

Las barreras administrativas pueden tener un gran impacto en el éxito de un instrumento y frenar la efectividad de las políticas las que podrían haber sido muy buenas en un principio.

Respecto del costo transferido al consumidor, la comparación de los sistemas de incentivo conduce a los siguientes resultados: el sistema de cuotas basado en certificado es menos eficiente desde un punto de vista social comparado con otros instrumentos analizado, debido al mayor riesgo que debe tomar el inversionista, y debido a que las ganancias en la eficiencia son absorbidas por los productores y no por los consumidores. A su vez los sistemas de incentivo en la tarifa (así como los sistemas de licitación) son más eficientes desde un punto de vista social comparado con los sistemas de certificados. Adicionalmente, promueven por lo general una distribución más homogénea entre las diferentes tecnologías al entregar tarifas garantizadas específicas para cada tecnología. La implementación de tales políticas puede apoyar el desarrollo tecnológico en el largo plazo de varias opciones de FER-E que actualmente no resultan eficientes en costo.

5.2. Estado de California, Estados Unidos

California tiene una larga historia de fomento a las energías renovables, lo que la ha posicionado como el estado líder de los Estados Unidos. Hasta 1990 casi todo el crecimiento de las fuentes de energías renovables eléctricas no hidráulicas en Estados Unidos fue generado por California.

La Comisión de Energía de California, CEC, ha sido la encargada de liderar este proceso. El objetivo es expandir la electricidad generada a partir de fuentes renovables, hacer crecer a la industria de energías renovables, fomentar mercados sustentables y el autoabastecimiento. Estos objetivos con el fin último de contar con aire limpio, estabilidad de precios, aumentar la diversidad de combustibles, seguridad energética y nuevas oportunidades de empleo.

La meta de mediano plazo es llegar a que el 2010, el 20% de la venta de energía eléctrica sea de origen re-

novable. ésta incluye la capacidad propia, como la proveniente de otros estados. Se espera que el crecimiento sea al menos 1% por año. En el largo plazo se fija como meta el llegar al 2020 con un 33% de energía eléctrica proveniente de FER.

California introdujo en 2002 un programa denominado "Renewable Portfolio Standard (RPS)" (portafolio de energías renovables) que establece que un porcentaje determinado de la energía eléctrica suministrada por las distribuidoras, de FER-E calificadas y de tecnologías predefinidas en dicho instrumento. Cada proyecto en particular pasa por un proceso de calificación para determinar si es elegible para acceder a los sistemas de incentivo. En una primera instancia se establecieron incentivos a la generación para nuevas plantas de generación mediante fuentes renovables entregados mediante un proceso de licitación (equivalente a lo definido para un sistema tipo "tendering").

Cuadro 18

Tecnologías calificables para el portafolio de energías renovables de California

Biomasa	Biomasa en co-combustión	Biomasa en cogeneración	Geotermia	Hidráulica	Gas de vertedero	Desechos sólidos urbanos	Mareomotriz y olas	Solar	Eólica
Si	No definido	No definido	Si	Sólo pequeña escala	Si	Si	Si	Si	Si

Fuente: Energy Information Administration.

Al 30 de junio del 2006, la comisión de energía había certificado 503 plantas como elegibles para el RPS, las que representaban 8.170 MW de capacidad instalada.

Como se mencionó, inicialmente la CEC entregaba incentivos a la producción a las nuevas plantas de generación con FER, mediante un proceso de subastas. Posteriormente se estableció un nuevo programa, el "New Renewable Facilities Program", el que entrega fondos

mediante solicitudes competitivas en vez de subastas. Las nuevas plantas que cumplan con los requerimientos de elegibilidad pueden recibir pagos suplementarios de energía (SEP), que serán pagados por cada kWh de electricidad que generen. Los SEP se diseñaron para entregar fondos por parte de o toda, la diferencia entre: el precio final negociado entre las distribuidoras y el oferente, y el precio de referencia de mercado aplicable al producto eléctrico deseado. Los fondos pueden ser

pagados a plantas elegibles, por un costo por sobre el mercado, procurando alcanzar los requerimientos del programa RPS

La disponibilidad de SEP, en cuanto a su cantidad y fondos disponibles, para cubrir ese sobre costo puede ser una limitante del monto de energía renovable que la CEC puede solicitar suministrar a las distribuidoras para un año dado.

También existe un programa de energías renovables, “Emerging Renewables Program (ERP)”, que otorga descuentos e incentivos a los consumidores finales que adquieran o instalen tecnologías de energías renovables, principalmente fotovoltaica y mini-eólica para generación in situ.

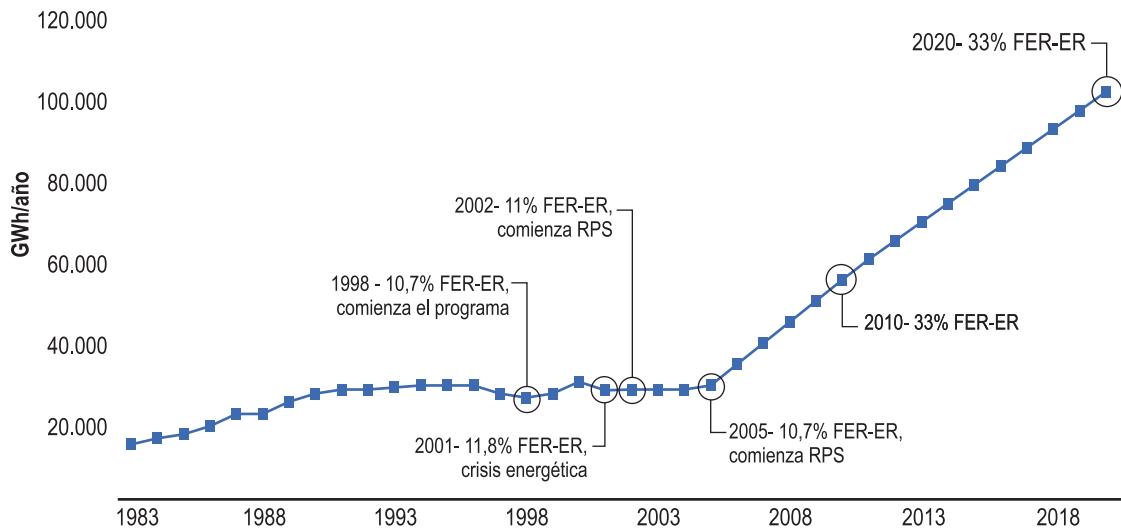
Adicionalmente existe un programa de educación al consumidor para aumentar la conciencia pública de los beneficios e las energías renovables y las opciones para adoptarlas, alentando la adquisición de tecnologías mediante la difusión de información y proyectos demostrativos.

Al 2006 sin embargo, California ha tenido progresos mínimos en lograr las metas establecidas en el portafolio de renovables (RPS). Entre 2002 (año en que se dio inicio al RPS) y el 2005 el porcentaje de generación mediante FER permaneció casi constante en vez de crecer un 1% anual como se deseaba.

En el gráfico siguiente se puede ver el avance estimado y las metas participación de las FER-E, excluyendo la generación hidráulica de gran escala.

Cuadro 19

Avance estimado y metas de energías renovables en California



Fuente: Comisión de Energía de California (CEC)

Principales barreras para el avance de las FER-E

En el informe de integrado de políticas energéticas ¹⁸ de año 2006, la Comisión de Energía de California reconoce 5 principales barreras que han hecho mas lento el avance.

- Infraestructura de transmisión inadecuada para conectar fuentes renovables en localizadas en zonas remotas.

Una de las principales dificultades del programa RPS ha sido la falta de adecuada transmisión (tanto por ubicación como por cantidad y capacidad), para acceder a importantes fuentes de energías renovables que podrían ayudar a alcanzar las metas. Adicionalmente varios proyectos de transmisión de corto plazo han experimentado retrasos en el proceso de autorización.

Discusiones sobre el mejor plan para configurar proyectos de transmisión para permitir acceder a esas zonas, así como incertidumbre sobre la recuperación de la inversión ha producido retrasos en inversiones adicionales en ER.

- Complejidad y falta de transparencia en el programa RPS, para los inversionistas y propietarios de empresas de servicios eléctricos.

La complejidad del programa y la falta de transparencia se mantienen como importantes barreras para el desarrollo de fuentes renovables. Inversionistas y dueños de empresas eléctricas seleccionan sus proyectos basados en la metodología “least-cost, best-fit” ¹⁹, la que no es bien comprendida por los oferentes de proyectos o por quienes toman las decisiones. Adicionalmente el proceso para encontrar el precio de referencia de la electricidad, utilizado para determinar el costo por sobre el mercado necesario para alcanzar las metas del RPS es confuso, minando la confianza en la entrega de fondos públicos para metas adicionales del RPS.

- Insuficiente atención de la posibilidad real para la falla o retraso de los contratos.

Las estrategias de las empresas distribuidoras de energía no han medido seriamente el riesgo de falla de un contrato, creando incertidumbre adicional acerca del logro de las metas del RPS. Muchos proyectos con contratos RPS han sido retrasados y alguno de ellos cancelados. Adicionalmente existe incertidumbre si algunos de los más grandes contratos RPS se llevarán a cabo pues incluyen tecnologías aun no comercialmente probadas. También algunos desarrolladores de proyectos pueden estar reticentes a hacer negocios en California debido a que perciben riesgos regulatorios y dificultades en obtener financiamiento.

- Incertidumbre respecto de la financiabilidad que otorgan los premios por pagos de energía suplementaria.

Muchos agentes con intereses en la energía (“stakeholders”), han manifestado preocupación por los pagos suplementarios de energía, pues bajo la estructura actual del programa no permitirían un flujo de retornos financieros, haciendo imposible que proyectos que requieren fondos privados, reciban financiamiento para seguir adelante.

- Falta de progreso en actualizar y re-potenciar plantas eólicas envejecidas.

En los últimos años las empresas generadoras han hecho poco o ningún progreso en re-potenciar instalaciones eólicas antiguas aún conectadas a red y que podrían proveedor de energía renovable adicional, mediante la utilización de tecnología mas moderna y eficiente.

¹⁸ “2006 Integrated Energy Policy Report Update - Committee Draft Report”, California Energy Commission, California, November 2006

¹⁹ No ha sido posible encontrar una definición clara de esta metodología, lo que reafirma el que no sea bien comprendida por los oferentes de proyectos. En términos simples se la puede entender como una metodología de reordenamiento y selección, en que se escoge aquel proyecto que mejor se ajuste a los requerimientos de energía demandada en cantidad y cuando se requiera, al precio más bajo.

5.3. Australia

El sistema australiano es interesante de analizar puesto que, a parte de ser un modelo del tipo cuotas y certificados, es un modelo en el que la autoridad chilena se a interesado en estudiar para un proyecto de ley de FER-E en Chile. Adicionalmente, el precio de la energía eléctrica residencial e industrial en Australia es similar al precio en Chile ²⁰ lo que permite hacer comparaciones en condiciones similares de mercado, en lo que a los precios se refiere.

El potencial de energías renovables australiano depende de la competitividad de los costos de generación mediante FER-E comparado con las fuentes basadas en combustibles fósiles. Según la asociación australiana de generadores de energías renovables, los costos de las ER han caídos en las ultimas 2 décadas, sin embargo estas no son aun competitivas. En el largo plazo se prevé que generadores mediante FER de menor costo podrán ser competitivos con las tradicionales formas de generación, tales como las basadas en el gas natural, cerca del 2020. La energía nuclear se prevé tenga costos mayores desde 2005 al 2050.

El objetivo Australiano es aumentar la participación de las ER, actualmente de menos de 5% del total de energía primaria (TEP). Así como aumentar la competitividad de las ER respecto de las fuentes tradicionales y lograr que la industria de las ER sea auto sustentable.

A la fecha han sido creados diversos instrumentos de política con base en el “Renewable Energy Act” del 2000. En el caso de las FER-E se ha puesto en marcha el “Mandatory Renewable Energy Target” (MRET). El MRET tiene como meta lograr 9500 GWh adicionales de electricidad FER para el 2010, habiendo comenzado a operar en abril del 2001. El MRET impone una responsabilidad legal para apoyar la generación proveniente de FER-E a los grandes compradores de electricidad. Las partes obligadas son responsables de apoyar un aumento en la cantidad de electricidad generada por

FER-E, lo que se implementa con la entrega de los certificados de energía renovable (REC) en proporción con sus adquisiciones de electricidad. Cada REC representa 1 MWh de electricidad renovable elegible. La administración del MRET y de los certificados esta a cargo del gobierno australiano a través de la oficina del regulador de energía renovable, ORER.

Se establecen además metas anuales de cumplimiento que se detallan en el cuadro siguiente:

Cuadro 20

Metas de generación de electricidad de fuentes renovables en Australia

Año	GWh
2001	300
2002	1100
2003	1800
2004	2600
2005	3400
2006	4500
2007	5600
2008	6800
2009	8100
2010 en adelante	9500

Fuente: Australian Renewable Energy (Electricity) Act

La legislación requiere que todos los minoristas y otros compradores de electricidad mantengan suficientes REC para alcanzar su participación proporcional de la meta anual definida en la ley. Además se crearon fuertes incentivos para los grandes productores existentes tendientes a maximizar la producción con ER. El incumplimiento de las metas conlleva una sanción, no deducible de impuestos, de 40 AUD ²¹ /MWh a la diferencia no lograda. Dado que la adquisición de REC es deducible

²⁰ Precios aproximados de la energía eléctrica en Australia: residencial, 9,3 cUS\$/kWh; industrial 6,2 cUS\$/kWh. Fuente: “Energy in Australia, 2006”, Australian Government Department of Industry Tourism and Resources.

²¹ AUD: Dólares australianos.

de impuestos, la sanción es de cerca de 57 AUD/MWh, creándose un techo efectivo para el precio de los REC. En febrero del 2005 el precio de los REC era cercano a 36 AUD/MWh. Respecto de los costos del programa, la autoridad estima un costo adicional para el consumidor final de 0,5% a 1,3% al 2010.

Aproximadamente el 80% de las metas del MRET han sido cumplidas a junio 2006. Se estima que habrá suficientes inversiones en nueva capacidad el año 2007 ó 2008, como para cumplir las metas acumuladas al 2020. Para fines del 2007, este esquema habrá incentivado el desarrollo de más de 1.600 MW de nuevas FER-E, principalmente eólica, biomasa y agua caliente solar (la producción de agua caliente se incluye en las metas del MRET como un consumo equivalente de electricidad, mediante una procedimiento de cálculo establecido). El impacto económico ha incluido crecientes inversiones en tecnologías renovables, creación de trabajos en la industria de las ER y la creación de oportunidades de exportación de nuevos productos y servicios. También ha habido importantes inversiones en actualizar la capacidad existente de FER, para que la generación proveniente de esas plantas continúe creciendo. A la vez se han establecido una serie de programas para

fomentar las ER en otros ámbitos.

El sistema establecido por el MRET parece apoyar las FER-E a un costo relativamente bajo. Al precio actual de los REC sumado al precio mayorista promedio de 36,5 AUD/MWh, el precio total recibido por las FER-E es de 71 AUD/MWh. Los sistemas de certificados y particularmente los tipo feed-in tariff en la UE, muestran costos mayores. Sin embargo la meta australiana es menor que la de muchos países de la UE y el Gobierno australiano no aumentará la meta por sobre los 9500 GWh, debido a los costos que esto podría significar, por lo que la forma de beneficiarse de esta ventaja en el costo no parece obvia.

Así como los sistemas de certificados parecen tener la ventaja de mantener bajos los costos y promover mayores eficiencias en equipos y en la operación, existen algunos cuestionamientos respecto de que tan eficazmente pueden suministrar nueva capacidad instalada como otros instrumentos, tales como "feed-in tariffs", y qué tan efectivos pueden ser en apoyar un rango de diferentes tecnologías en vez de sólo aquellas de menor costo.

6 | Chile

6.1. El sistema chileno

6.1.1 Marco regulatorio vigente

Las modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1 de 1982, mediante las leyes N° 19.940 y N° 20.018 (conocidas como Leyes Cortas I y II) y su “Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación”, D.S. N° 244, establecen un escenario más favorable al desarrollo de proyectos FER-E de pequeño tamaño (< 20 MW) sobre la base de ERNC. Estas modificaciones contemplan:

- Asegurar el derecho de una FER-E de vender su energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio nudo de potencia. Además se dan condiciones para dar mayor estabilidad y seguridad en la remuneración de la energía de las FER-E, en particular para aquellas cuyo excedente de potencia no supere los 9 MW.
- Establecer la obligación para las empresas distribuidoras de permitir la conexión de pequeñas centrales (9MW) a sus redes de distribución.
- El pago de peajes por el uso de sistemas de transmisión troncal, queda exento para FER-E con excedentes de potencia menores de 9 MW. Para potencias mayores el pago es proporcional desde cero para 9 MW al máximo para 20 MW.
- La obligatoriedad de las distribuidoras, de suministrar hasta un 5% de energía proveniente de FER a sus clientes regulados, comprándola al precio medio de largo plazo obtenido de las licitaciones, a las FER-E.

A través de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), se desarrolló un instrumento de incentivo para la realización de estudios de preinversión en proyectos de generación eléctrica, con base en energía

renovables. A octubre del 2006 se había aprobado subsidios por un monto cercano a US\$ 2.6, para la realización de estudios de preinversión de 86 proyectos, que de materializarse equivalen a 550 MW de energía y una inversión total aproximada de US\$ 830 millones.

El compromiso del actual Gobierno es aumentar la generación eléctrica proveniente de ERNC, para ello en mayo del 2007, entró para discusión al Parlamento, un proyecto de ley para el fomento al desarrollo de estas energías.

6.1.2. Proyecto de ley para el fomento de las ERNC.

En la ley vigente, las ERNC tienen el derecho de ofertar y suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados, al precio promedio de los precios vigentes para el suministro de generación-transporte, de acuerdo a sus contratos, ponderando los precios por el volumen del suministro.

El proyecto de ley considera introducir modificaciones adicionales a la Ley General de Servicio Eléctricos (D.F.L. N° 1 de 1982, hoy refundida con sus modificaciones en el D.F.L. N° 4 del 2007).

El Proyecto contempla que los comercializadores de energía eléctrica tengan que acreditar obligatoriamente que un 5% de la energía comercializada cada año provenga de ERNC. Para garantizar lo anterior se establece una licitación independiente para los generadores mediante ERNC con competencia libre de precios entre ellos. La exigencia recae sólo en los sistemas eléctricos mayores: SIC y SING.

Se espera aumentar en el futuro la reserva de demanda desde un 5% hasta un 10% para permitir que

se logren economías de escala en los medios de generación.

La obligación se inicia con la energía comercializada a partir del 2010 y rige por 20 años, hasta el 2029. Se establece una vigencia acotada puesto que se estima que se requiere sólo un impulso inicial, luego del cual las ERNC ingresarán naturalmente al mercado eléctrico.

La exigencia recae sobre los contratos de suministro para clientes libres y distribuidoras suscritos a partir del 31 de mayo del 2007. Sólo se puede acreditar cumplimiento con proyectos ERNC interconectados a los sistemas eléctricos después de esa misma fecha.

Los CDEC respectivos deberán llevar la contabilidad del cumplimiento de la obligación, y ante ellos las empresas deben acreditar el cumplimiento. El incumplimiento lleva a una sanción económica proporcional a la energía renovable no convencional no suministrada, por ahora estimada en 0,4 UTM (25 USD) por cada kWh no acreditado durante cada año.

La ERNC que se permite para acreditar cumplimiento podrá haber sido inyectada al sistema por medios de generación de propiedad de la empresa que tiene la obligación, o por otras empresas con los cuales existan contratos.

Para dar flexibilidad y facilitar el cumplimiento de la obligación se permite que inyecciones de energía eléctrica proveniente de ERNC, del año anterior al de la obligación, puedan usarse para acreditar cumplimiento. Además estas pueden provenir de un sistema eléctrico distinto al que da lugar a la obligación.

Todos estos cambios dan un panorama más favorable para las ERNC, sin embargo y como se ha señalado anteriormente persisten barrera que se discutirán más adelante las cuales pueden trabar el desarrollo de estas tecnología.

Otros estudios revisados muestran escepticismo respecto de los cambios realizados en favor de las ERNC.

El documento elaborado por Maldonado y Herrera para la CEPAL ²², se lee: “Conviene señalar que hasta la fecha los reglamentos son insuficientes, luego de la incorporación de las energías renovables o los pequeños medios de generación conectados a la red deben enfrentar obstáculos o incertidumbres no contempladas en la ley. Los antecedentes recogidos permitirían suponer que el desarrollo de proyectos de energías renovables será llevado a cabo, principalmente, por las grandes empresas eléctricas y que el objetivo, tantas veces declarado por parte de la autoridad, de abrir el mercado de la generación a la competencia, incentivando la entrada de nuevos actores, no se cumplirá”.

A esto se puede agregar que dado el esquema propuesto, si no se generan los incentivos adicionales adecuados, los desarrollos que se hagan serán principalmente o exclusivamente de proyectos mini hidráulicos.

6.1.3. Resultados disponibles de las evaluaciones económicas de dos proyectos de FER-E.

Un estudio encargado por el PNUD ²³, evalúa el impacto de la nueva legislación eléctrica vigente (Leyes Cortas I y II) en el fomento de las FER-E, comparada con la legislación anterior. Para ello se han tomado dos casos, el proyecto eólico Canela de 18,15 MW y el proyecto hidráulico Ojos de Agua de 9,5 MW y, cada uno en distintas etapas de ejecución. El primero sólo utilizará el sistema troncal para el cual la ley considera exenciones de peaje, el segundo no lo utiliza, pero requiere de un sistema de sub-transmisión que no tiene exención de pago.

El estudio evalúa los proyectos en dos escenarios distintos para poder compararlos, el primero e aquel existente antes de las modificaciones legales y el segundo después de las modificaciones. Esta son las siguientes: modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos, introducidas a través de las leyes N° 19.940 de 13 de Marzo de 2004 y N° 20.018, de Mayo de 2005 (denominadas Leyes Cortas I y II), así como el Reglamento para

²² “Sostenibilidad y seguridad de abastecimiento eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a Ley 20.018”, CEPAL, Santiago, 2007.

²³ “Análisis de beneficios y barreras para la generación eléctrica con energías renovables no convencionales con posterioridad a la ley corta II”, PNUD, Santiago, 2007.

los pequeños Medios de Generación, D.S. N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, publicado en el Diario Oficial el 17 de enero de 2006; y los nuevos precios de la energía.

Las principales modificaciones del marco regulatorio ya en vigencia fueron detalladas en el punto anterior.

Los escenarios de evaluación se pueden resumir en la siguiente tabla:

Cuadro 21

Condiciones para las FER-E en Chile antes y después de la aprobación de las Leyes Cortas I y II

Sistema predominante	Escenario anterior	Escenario vigente
Costos de transacción ante el CDEC	Pago de los costos de transacción para poder transar energía y potencia	Venta garantizada. Sin costo
Costo uso sistema troncal	Pago de peajes	<9 MW 0% 9 a 20 MW lineal desde 0% y 100% >20 MW 100%
Pago por potencia a firme	Eólico ~ 0% Mini-hidro = $PI * FP * 95\% * 70\%$	$PI * FP * 95\% * 70\%$ para eólica y mini-hidro
Pago de energía	90%	Costo marginal instantáneo
Requerimientos de despacho del CDEC	Cumplir con requerimientos tanto para los compromisos de generación de energía y de potencia.	< 9 MW: Auto-despacho informando al CDEC, sin compromiso de montos de generación 9 a 20 MW: Opción de auto-despacho previa consulta y aceptación por parte del CDEC

Fuente: elaboración del autor sobre la base del documento citado.

La tasa de descuento utilizada es de 10%. Los precios, costos de inversión y todos los detalles de las eva-

luaciones se encuentran en el documento citado. Interesa concentrarse aquí en los resultados obtenidos.

Cuadro 22

Datos básicos de los proyectos

Sistema predominante	Canela	Ojos de Agua	
Potencia Instalada	18,15	9,5	MW
Factor de Planta	33%	60%	
Generación esperada	51.900	56.612	MWh/año
Inversión	32.380,12	20.377,9	Miles US\$
Costos adm. O&M	487,77	422,5	Miles US\$/año
Peaje (esc. anterior)	29,571	70	Miles US\$/año
Peaje (esc. vigente)	24,598	70	Miles US\$/año

Fuente: documento citado.

El proyecto Canela no utiliza el sistema de sub-transmisión por lo que sólo existe pago de peaje troncal. La central Ojos de Agua utiliza el sistema de sub-transmi-

sión para el cual la ley no considera exenciones de peaje. En ambos proyectos se considera la venta de bonos de carbono.

Cuadro 23

Resultados evaluación económica proyecto eólico Canela

Proyecto Canela	Escenario anterior	Escenario vigente
VAN - US\$	-15.021	-10.319
TIR	2,27%	4,99%

Fuente: documento citado.

En el cuadro siguiente podemos ver que el aporte que representa la venta de bonos de carbono es de cerca de un 1% de TIR sobre el total (ya considerado en la evaluación).

Cuadro 25

Aporte venta bonos de carbono en el total

	Variación TIR
Canela	0,87
Ojos de Agua	1,16

Fuente: documento citado.

Cuadro 24

Resultados evaluación económica proyecto hidráulico Ojos de Agua

Proyecto Ojos de Agua	Escenario anterior	Escenario vigente
VAN - US\$	-2.617	271
TIR	8,12%	10,19%

Fuente: documento citado.

En el estudio citado se realiza una sensibilización a las evaluaciones respecto de las variables principales, el resultado es el siguiente:

Cuadro 26

Sensibilización evaluación económica proyecto eólico Canela

Variable	Variación TIR variable aumenta 20%	Variación TIR variable reduce 20%
Precio Energía	+1,97	-2,15
Precio Potencia	+0,28	-0,28
Peaje	-0,02	+0,02
Monto Inversión	-1,82	+2,50

Fuente: documento citado.

Cuadro 27

Sensibilización evaluación económica proyecto hidráulico Ojos de Agua

Variable	Variación TIR variable aumenta 20%	Variación TIR variable reduce 20%
Precio Energía	+2,59	-2,77
Precio Potencia	+0,36	-0,36
Peaje	-0,07	+0,07
Monto Inversión	-2,34	+3,27

Fuente: documento citado.

En general todas las modificaciones realizadas a la ley general de servicios eléctricos impactan positivamente en los resultados de las evaluaciones. Dentro de los factores están la venta de energía, el reconocimiento por potencia para el caso eólico, la exención del pago por peaje del sistema troncal y el no pago por representación. Estos factores mejoran las condiciones de ambos proyectos, aunque en el caso de la minicentral sólo se ve impactada por dos de estos, pero si ésta se encontrara conectada al sistema troncal, también se beneficiaría de la exención del pago de este.

La venta de bonos de carbono permite a este tipo de centrales generar ingresos adicionales que se encuentran libres de costos adicionales, es decir, que de la actividad de generación de energía emanan estos bonos los cuales no necesitan un costo adicional para ser producidos.

Las modificaciones legales efectivamente permiten mejorar las condiciones económicas de ambos proyectos. Sin embargo, en el caso del proyecto eólico la mejora en la rentabilidad no es suficiente para superar la tasa de descuento del proyecto. En el caso hidráulico en cambio esta resulta levemente superior.

Un emprendimiento de estas características tiene un mayor riesgo e incertidumbre respecto de un proyecto convencional (riesgo tecnológico y de mercado), siendo así, un inversionista evaluaría el proyecto con una tasa de descuento superior a la de un proyecto convencional.

Las condiciones actuales no hacen suficientemente atractivos los proyectos. En consecuencia se ven necesario cambios adicionales en la regulación vigente para mejorar la rentabilidad y certidumbre de los proyectos,

de tal forma de hacerlos atractivos para los inversionistas, a fin de cumplir con las metas establecidas por la autoridad.

Si revisamos los resultados de sensibilizar las evaluaciones vemos que los mayores cambios en rentabilidad se producen al variar el precio de la energía y el monto de inversión. Esto permite inferir que el considerar un

sistema de incentivo con un apoyo directo en la tarifa o en la inversión, permitirían mejorar significativamente las rentabilidades de los proyectos. En particular vemos que un precio 20% mayor al precio de mercado, permite aumentar 1,97% y 2,59% de rentabilidad en el proyecto Canela y Ojos de Agua respectivamente.

6.2. La posición de las empresas inversionistas

A fin de conocer la visión de empresas e inversionistas, tanto nacionales como extranjeros, interesadas en la inversión y en el desarrollo de las energías renovables en Chile, se realizaron entrevistas semi estructuradas con algunas empresas y actores vinculados con el sector energético en Chile. En particular interesó conocer la opinión respecto al marco regulatorio chileno y los planes de fomento en relación a las ER; el interés de participar en proyectos de ER y de hacerlo en Chile; los proyectos específicos que están desarrollando o piensan desarrollar; los aspectos que a su juicio representan barreras o dificultades para llevar adelante los proyectos, así como aspectos que podrían mejorar la penetración de las ER en Chile.

De las reuniones efectuadas resaltan los siguientes aspectos ²⁴:

Tarifas

Las tarifas actuales calculadas con base en fuentes fósiles son insuficientes para desarrollar las FER-E, éstas, como ocurre en todo el mundo, no son competitivas frente a las fuentes fósiles.

Los precios actuales de la energía eléctrica en Chile, incluyendo los ingresos o menores gastos que se produzcan por las actuales iniciativas de fomento, no son suficientes para el desarrollo de proyectos eólicos. En el caso de países en que existe desarrollo eólico el precio se sitúa entre 70 y 90 USD/kWh.

Sea cual sea el sistema a adoptar, es importante un esquema tarifario incentivante y con ciertas garantías para los productores más pequeños.

Externalidades de los combustibles fósiles

Los problemas ambientales de los combustibles fósiles no se están tomando en cuenta para comparar los sistemas de generación tradicionales con los basados en fuentes renovables.

Iniciativas e instrumentos de fomento actual

El concurso para estudios de preinversión si bien es un avance, no es de demasiada utilidad para empresas con experiencia e instalaciones de FER-E, pues los estudios a realizar son mucho más profundos y los montos involucrados mucho mayores. Resulta más adecuado para pequeños inversionistas, los que pueden utilizar

²⁴ Fueron efectuadas entrevistas a seis empresas del rubro energético que operan o están interesadas en operar Chile. Las entrevistas fueron efectuadas bajo el compromiso de que no serían individualizadas en el informe.

este estudio para evaluar el negocio de venderle el proyecto a un tercero que cuente con el know-how para desarrollarlo.

El actual reglamento para medios de generación no convencionales, libera parte o el total del pago del peaje troncal para aquellas fuentes renovables que califiquen por tamaño, sin embargo no se ha considerado el peaje de sub-transmisión que puede ser a veces mayor que el peaje troncal.

Otro aspecto es el tratamiento de las fuentes renovables para generación en los contratos de suministro. Se le pide a las renovables las mismas exigencias que una gran central térmica o hidroeléctrica, sin embargo, dada la naturaleza variable del recurso (sol, viento, agua), no es posible asegurar a firme la oferta de energía, a menos que se supla con terceros y entonces al negocio se le introducen más costos e incertidumbres.

Propuesta de proyecto de ley para un sistema de incentivo

El desarrollo de las ER es una decisión de responsabilidad y conciencia sobre problemas que enfrentará el país en el largo plazo. El mercado no es adecuado para resolver los problemas de la sociedad en el largo plazo, corresponde a una decisión de Estado que demanda voluntad política.

El sistema de cuotas y certificados produce menos distorsión en el que un sistema de incentivo en la tarifa, el que iría en contra de como opera actualmente el sistema eléctrico y sería discriminatorio. También podría ser aceptable establecer subsidios a la inversión en proyectos de FER-E.

El sistema de cuotas y certificados propuestos parece más adecuado, pues un sistema con tarifas especiales alteraría el mercado eléctrico existente el que ha sido exitoso y ha permitido el desarrollo del sector eléctrico, incluso exportando el modelo e internacionalizando empresas locales.

El desarrollo de las FER-E al abrir espacio para más empresas, podría traer beneficios en competitividad de un mercado que hoy esta concentrado en pocos grandes actores con gran poder.

No parece adecuado favorecer a los generadores pequeños, pues ello obligará a los grandes a aumentar su capacidad de generación para respaldar los momentos en que los pequeños generadores no produzcan suficiente energía.

La sanción por incumplimiento de las cuotas no puede replicarse del modelo Australiano, debe surgir de un estudio basado en el sistema eléctrico chileno. El monto de la sanción va en beneficio de Hacienda lo que no parece adecuado, tal vez sería más conveniente utilizarlo en un fondo de incentivo a las renovables.

Es mejor partir con un sistema que, a pesar de no ser perfecto, se vaya ajustando en el tiempo. Una vez que el sistema está en marcha comienza un círculo virtuoso en que mejoran las tecnologías, se avanza en la curva de aprendizaje y se desarrolla un mercado, el que se vuelve más atractivo para más y nuevos inversionistas.

Seguramente las tecnologías más costosas requerirán una gama de instrumentos de apoyo secundario para su desarrollo.

Para que el sistema pueda operar es necesario disminuir las barreras de entrada, algunas acciones que se podrían tomar son la realización de mapas de viento, limitar especulación en derechos de agua, limitar integración vertical del mercado eléctrico entre otras.

Tecnologías para FER-E

Los proyectos hidráulicos de pequeña escala son de menor eficiencia que los grandes en cuanto al aprovechamiento del agua para generar electricidad. Por consiguiente conviene favorecer proyectos grandes y no muchos proyectos pequeños que den la misma capacidad a más baja eficiencia. No se puede apoyar proyectos pequeños sin una racionalidad respecto del desarrollo y estabilidad de la red.

La ingeniería - de calidad - para los proyectos de generación es un recurso escaso, es probable que los proyectos pequeños sean estudiados por un recurso de calidad inferior comprometiendo la seguridad y la confiabilidad de la planta de generación.

No es conveniente incorporar a la fuerza tecnologías de generación mediante fuentes renovables aún ineficientes y a altos costos, es mejor que esas tecnologías alcancen su madurez y después se incorporen. Adicionalmente existen importantes recursos hídricos no aprovechados que deben ser desarrollados antes de incorporar nuevas tecnologías.

Respecto de la biomasa, esta es una alternativa atractiva para las empresas que tienen disponible el recurso, la logística y la posibilidad de consumo, como es el caso de las empresas ligadas a la actividad forestal. No es algo que resulte atractivo para las grandes empresas que sólo actuarían como intermediarias de un negocio de pequeña escala.

Red eléctrica y conexión a la red

La red eléctrica está poco distribuida y desarrollada, esta además pertenece a distintas empresas privadas. La misma geografía del país hace que se tenga un gran eje longitudinal y no una malla distribuida. La red principal está por lo general lejana de lugares aptos para centrales mini hidráulicas. Los proyectos pueden no dar una rentabilidad adecuada si se le incluye tramo de red para empalmarse a la red principal. Adicionalmente las redes existentes se encuentran saturadas, cada una fue pensada y dimensionada para un proyecto en particular.

Falta un desarrollo planificado y coordinado de la red, hoy queda sólo en manos de privados.

Las distintas tensiones en que operan las redes, significa en algunos casos para una pequeña central, costos de inversión significativos en transformación.

Las empresas distribuidoras aunque no se oponen a otorgar la conexión, son demasiado lentas en el proceso que involucra el estudio técnico y de costos.

Evaluación de impacto ambiental

Se percibe disparidad de criterios en los estudios de impacto ambiental, lo que introduce incertidumbres que no son necesarias ni deseables.

Los proyectos de pequeña generación son tratadas de igual forma que una grande, sin embargo el impacto ambiental que provocan es muy inferior o nulo.

La categoría en que será evaluado un proyecto no es clara a priori. Sería altamente deseable saber ex-ante, si se pide un estudio de impacto ambiental o una declaración de impacto ambiental. Asimismo sería deseable un proceso más expedito.

Existen demasiadas contrapartes y a medida que el estudio es revisado se van haciendo nuevos requerimientos, no solicitados inicialmente. Las empresas requieren conocer todo lo que se les va solicitar con anticipación.

Tramitación derechos agua

El código de aguas parece no haber sido pensado para desarrollo de la mini hidráulica. Un río puede tener solicitados muchos derechos en el mismo tramo y eso no es bueno pues crea conflicto entre los dueños y favorece la especulación, creando incertidumbre. Hoy la gran parte de los derechos están tomados y por grandes empresas. Aunque la ley asigna una patente de aguas que en la medida que pasa el tiempo y no se usufructúa del agua, se encarece, esto no parece ser suficiente.

6.3. Aspectos que constituyen barreras

A partir del análisis realizado y tomando en cuenta los resultados obtenidos del proceso de diálogo con actores del sector, es posible identificar las barreras que se hace necesario remover para favorecer la introducción de FER-E en la matriz energética chilena.

El desarrollo de las FER-E ha enfrentado problemas y barreras bastante similares entre un país y otro. En Chile algunas de esas barreras también aparecen con sus características particulares y se agregan además otras. A continuación se revisan los principales aspectos que son o pueden constituir barreras para el desarrollo de las FER-E en Chile.

Barreras institucionales, políticas y culturales

Una de las principales trabas al desarrollo de las energías renovables es la oposición de algunos sectores políticos y empresariales, a la entrega de incentivos o subsidios. Algunas de las razones aducidas son:

La distorsión que -en un sistema de libre competencia y un rol subsidiario del Estado- las ayudas, incentivos y subsidios pueden provocar en el mercado eléctrico al favorecer las fuentes renovables por sobre las convencionales.

El establecimiento de metas de una determinada capacidad instalada de ERNC, podría significar abastecimientos a costos mayores a los que existen hoy en día.

Pretender ser autárquicos en energía e imponer las ERNC, implicará aumentar los costos de la energía, lo que afectará de forma especial a los consumidores.

Al subsidiar energías caras, esos fondos se dejan de invertir en ayudas y programas para la superación de la pobreza, problema de mayor urgencia que el diversificar la matriz energética.

Las ERNC deben desarrollarse por sí solas, en la medida que sean capaces de competir con las convencionales. En algún momento en el futuro, las ERNC van a ser competitivas. En ese momento, por tanto, entrarán por sí solas al mercado, sin necesidad de ayuda estatal. Los países desarrollados pueden permitirse subsidiar a las ERNC, pero no Chile.

La preponderancia de una visión de mercado e individual para abordar el tema, por sobre una visión colectiva y de país, la que se sitúa en un segundo plano, puede entorpecer el desarrollo sustentable en el sector energético.

La discusión que se está dando en torno al tema de las energías renovables muchas veces tiende a considerarlas sólo en cuanto lo que respecta a la adición de equipos y sistemas de generación basados en nuevas tecnologías, dejando de lado lo que se refiere a la reestructuración del sistema, el desarrollo tecnológico y los procesos de innovación que caracterizan su desarrollo y difusión.

En los hechos la política energética está por sobre la política ambiental. Según un documento de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)²⁵, que evalúa la situación de las ER en la región, en parte de debe a que la política energética busca reducir costos a fin de permitir el desarrollo económico en el corto plazo, mientras que la política ambiental debe cubrir pasivos y mejorar activos ambientales con una mirada de largo plazo.

Barreras económicas y financieras

Si sólo se consideran la inversión y el costo de generación en el análisis comparativo de las FER-E y los sistemas de generación convencionales basados en los combustibles fósiles, se ve difícil que se logren avances significativos en el costo plazo.

²⁵ Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas, CEPAL, LC/L.2132, 2004

Las FER tienen un importante potencial de reducción de costos producto del aprendizaje y la innovación característica de las tecnologías de reciente aparición. Esto se ha visto claramente en la curva reducción de costos que están experimentando las ER en particular en la UE.

El sistema financiero tiene poco interés en desarrollar instrumentos para el financiamiento de las ER y el aprovechamiento de fondos internacionales disponibles. Esto se debe en gran medida a:

- **El desconocimiento de este negocio**
- **La inexistencia de un mercado para la FER-E y por ende un sector poco atractivo en términos de la cantidad de operaciones financieras que se pueden ejecutar y los montos involucrados**
- **La falta de una institucionalidad que determine y regule la forma de operar de este mercado**

Por ejemplo sistemas tipo “project financing” que podrían ser útiles para el desarrollo de las ER, están muy poco difundidos y se utilizan principalmente en proyectos de grandes empresas, de montos grandes y riesgo conocido. Estos factores generan incertidumbre y por ende el sector percibe un alto riesgo de involucrarse en operaciones de financiamiento. Tal como se menciona en un documento de CEPAL ²⁶, “El concepto de riesgo versus rentabilidad, es probablemente el mayor obstáculo para abrir el sector renovable a una mayor participación de la inversión pública y privada, y consecuentemente, a la puesta en marcha de proyectos operativos, no solo en América Latina donde el problema es trascendental sino también en los países desarrollados”.

Los proyectos de FER-E en general implican costos de desarrollo mayores que los proyectos basados en combustibles fósiles. Esto se debe principalmente a la poca experiencia para abordar las evaluaciones; a que en general los proyectos de pequeña escala deben cumplir los mismos trámites que los de mayor escala; las

evaluaciones ambientales pueden resultar más complejas dada la falta de experiencia.

Externalidades netas entre los combustibles fósiles y las FER no consideradas en los hechos

Las externalidades tanto positivas y negativas de las ER y de los combustibles fósiles, que en los estudios favorecen a las renovables, no están debidamente consideradas en la discusión de la política energética. Con esto los costos de generación a partir de FER-E resultan mayores que los de generación basada en combustibles fósiles. Se menciona por ejemplo la sustentabilidad, la menor contaminación y emisión de gases de efecto invernadero, pero al comparar los combustibles fósiles con las energías renovables, solo se toman en cuenta los costos de inversión y de producción.

Si uno de los tres pilares de la política energética declarada por la autoridad, es la sostenibilidad, entonces se debería incorporar con mayor énfasis y de forma explícita, el análisis las externalidades netas negativas que tienen los combustibles fósiles por sobre las renovables, lo que repercutiría en favor de éstas últimas. Además al hacer explícitas para la sociedad las externalidades de las ER y de los combustibles fósiles, se logra una mejor aceptación por parte de los ciudadanos y por ende el apoyo de las políticas a implementar.

Un caso de política adecuada en este aspecto es el reciente aumento de los requisitos ambientales que deben cumplir las plantas termoeléctricas a carbón, cuyo efecto económico será el acrecentar el costo de la instalación y por consiguiente requerirán un mayor precio de la energía eléctrica para mantener su actual rentabilidad.

En este mismo sentido tampoco se debería mantener neutralidad tecnológica entre una fuente renovable y una no renovable.

²⁶ Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang F. Lutz, “Energías Renovables y Eficiencia Energética en América Latina y El Caribe. Restricciones y Perspectivas”.

Insuficiente desarrollo y distribución de la red eléctrica

La red eléctrica está poco desarrollada hacia las zonas donde podrían instalarse FER-E, las redes existentes pertenecen a proyectos específicos y privados, siendo su capacidad limitada al proyecto. Al adicionarle el costo del tramo de red necesario para empalmarse a la red principal, algunos proyectos podrían no ser económicamente viables.

Las distintas tensiones en que operan las redes puede hacer que el costo de transformación sea significativo para una pequeña planta de generación reduciendo su atractivo económico.

Para favorecer el desarrollo de las FER-E sería conveniente un diseño y desarrollo planificado de la red, que considere la aparición de estas fuentes. Existen además ventajas económicas de establecer un sistema de generación distribuida en el que las fuentes están cerca de los consumos mejorando la eficiencia del sistema como un todo. Evidentemente esto debe estudiarse en cada zona en particular y sus efectos en el sistema.

El poder de las grandes empresas puede dificultar el proceso de cálculo y distribución de los costos de modificación de la red, o incluso obstaculizarlo. Se hace necesario un procedimiento transparente, justo y breve entre el propietario y el nuevo usuario, en este caso la FER-E.

Falta de difusión y conciencia pública

Existe insuficiente conocimiento en la ciudadanía sobre la eficiencia energética y las energías renovables, el cambio climático y la seguridad energética. Por ende también es insuficiente la relación que existe entre estos conceptos.

La difusión entre la ciudadanía de los temas mencionados, permite que esta adopte como valores deseables la sustentabilidad y la seguridad energética, y que las vincule con la eficiencia energética y las energías renovables. Al incorporarse estos conceptos a las demandas sociales de la ciudadanía, el sistema político tiene res-

paldo para llevar adelante los cambios necesarios.

La difusión y creación de conciencia en torno a los aspectos mencionados, permite interesar a los privados y las empresas, los que se verían beneficiados al aprovechar las oportunidades que ofrece este nuevo mercado de las ER. Entre estos los fabricantes y comercializadores de equipos y accesorios, arquitectos, constructoras, empresas proyectistas, contratistas instaladores, proveedores de servicios y consultores.

Asimismo las universidades y centros de formación podrían crear una nueva oferta de carreras técnicas y universitarias, con impacto en las personas pues implicaría nuevas profesiones y nuevas fuentes de trabajo.

Falta de una adecuada política para la Investigación y Desarrollo e Innovación

Estamos en presencia de un nuevo paradigma tecnológico centrado en la sostenibilidad del uso de los recursos y que esta especialmente presente en el tema de la energía. Es importante acompañar el desarrollo de este paradigma para aprovechar las oportunidades que ofrece.

La decisión de invertir o crear incentivos a la inversión, en investigación y desarrollo en energías renovables, tendría varios efectos positivos, no solo en cuanto al desarrollo de las ER per se, sino también para el desarrollo de nuevos mercados y actividad económicas.

Las tecnologías incipientes – y es el caso de las energías renovables – tienen que ser abordadas en sus inicios para poder encontrar una línea de trabajo que pueda ser convertida en una aplicación práctica, en una nueva actividad comercial y en nuevas fuentes de trabajo. Es en este momento que se pueden abordar la búsqueda de nichos en nuevas tecnologías de las que la sociedad pueda beneficiar en 15 o 30 años más, pues a futuro las barreras de entrada pueden ser muy altas.

El impulso a la I&D+I permitiría la aparición de nuevos mercados, nuevos negocios, nuevas empresas, nuevas carreras técnicas y universitarias, más y nuevos puestos trabajos, nuevas profesiones y desarrollo de

nuevas habilidades. Lo que contribuiría a seguir creciendo y fortaleciendo el desarrollo económico y humano, y adicionalmente de forma sustentable.

Poder de las empresas eléctricas, de gas y petróleo, sobre el mercado.

Las grandes empresas del sector eléctrico y energético podrían no tener interés en que se favorezca el desarrollo de pequeños productores, lo que podría hacer que utilizaran su posición dominante para influir. Esto en el caso que estimen que el favorecer las energías renovables pueda implicarles mayores costos o pérdida de control sobre el mercado.

En el documento citado preparado por Altomonte et al., se sostiene que las empresas del sector energía no están al parecer interesadas en realizar una gestión de la demanda. El modelo económico y las políticas energéticas existentes dificultan el establecimiento de una visión conjunta, a nivel país, que lleve a minimizar costos de inversión y generación, aumentar la eficiencia y disminuir la dependencia externa de combustibles. Cada empresa mira su propio desarrollo individual.

Adicionalmente las empresas eléctricas es que no parecen tener mucho interés por descentralizar la generación, creando sistemas distribuidos. A pesar de que existen estudios y ejemplos que muestran ventajas de un sistema distribuido. Entre estas ventajas se cuentan: ahorros y eficiencias por el vía de cogenerar; disminución de pérdidas de transmisión al estar los generadores cerca de los puntos de consumo; inversión marginal menor para aumentar la capacidad de generación.

Tratamiento contractual de las FER-E

Otro aspecto es el tratamiento de las fuentes renovables para generación, en los contratos de suministro. Se le exige a las FER-E las mismas condiciones que una gran central térmica o hidroeléctrica, en particular en lo que se refiere a asegurar a firme la oferta de energía, lo que dada la naturaleza variable del recurso (sol, viento, agua), obliga a que la oferta faltante comprometida se supla con terceros. Al proyecto entonces se le introducen costos adicionales no fácilmente predecibles, aumen-

tando el riesgo para el inversionista e impactando negativamente la rentabilidad de un proyecto.

Metas poco ambiciosas

Se requieren metas más ambiciosas y un sistema bien definido que impulse vigorosamente la penetración de las FER-E en la matriz energética. Metas poco ambiciosas podrían generar la ida de un logro fácil de alcanzar y hacer que los actores involucrados tiendan a la pasividad, lo que impactaría negativamente.

Mercado inmaduro o incipiente

Existe por el momento poca experiencia y profesionales del área de las energías renovables, asimetría en la información, riesgo técnico y comercial, así como poca disponibilidad financiamiento.

Trabas administrativas

Para llevar adelante un proyecto en sus distintas etapas, por el momento existe un número importante de autoridades y entidades implicadas, además con insuficiente coordinación entre ellas. Es recomendable nombrar servicios únicos responsables de la coordinación de varios procedimientos administrativos. Las diferentes autoridades deberían utilizar también formularios y requisitos normalizados.

Lo anterior es de particular importancia respecto a los procedimientos de autorización ambientales, tramitación de derechos de agua. Asimismo si se define un sistema de incentivo es recomendable que todos los procedimientos involucrados sean centralizados en una entidad.

Estudio impacto ambiental

La disparidad de criterios en la evaluación de los estudios de impacto ambiental introduce incertidumbres que no son necesarias ni deseables. Adicionalmente no es clara a priori en que categoría será evaluado un proyecto determinado, si como declaración de impacto ambiental o como estudio de impacto ambiental.

En los procedimientos y criterios, los proyectos para pequeña generación son tratadas de igual forma que una grande, sin embargo el impacto ambiental que provocan es muy inferior.

Se perciben demasiadas contrapartes, a medida que es revisado el estudio por la autoridad se van haciendo nuevos requerimientos. Las empresas requieren conocer todo lo que se les va solicitar con anticipación.

Al respecto se requiere crear criterios definidos y claros, con un procedimiento único a utilizar en las distintas COREMA que evite la disparidad de criterios al evaluar un proyecto. Asimismo desarrollar una pauta con los criterios y documentos y definir un sistema de ventanilla única para la entrega de la información. Se podría pensar además en definir criterios diferenciados para las plantas de pequeño tamaño.

Incertidumbre

Un factor relevante para las decisiones de los inversionistas es la certidumbre, la disminución de los riesgos y las reglas definidas. Los aspectos mencionados anteriormente como posibles barreras contribuyen a generar incertidumbres, que al evaluar el proyecto se manifiestan en una mayor tasa de riesgo, lo que limita el número de proyectos viables.

La credibilidad del sistema –una vez creado-, su estabilidad y permanencia en el tiempo son factores que ayudan a crear certidumbre disminuyen el riesgo.

7 | Conclusiones

No existe un único y universal “mejor” mecanismo de política para el incentivo de las variadas tecnologías que se engloban dentro de las renovables. Una gama de instrumentos de política tienen que ser diseñados de acuerdo a la situación nacional específica en cuanto a la disponibilidad de recursos y para cada tecnología en particular, a fin de promover la evolución de las FER desde un mercado de nicho al mercado global. Esta gama de políticas debe además evolucionar con las tecnologías.

La efectividad y eficiencia de los distintos sistemas de apoyo - es decir, el lograr aumentar la participación de las FER-E al mínimo costo para el consumidor-, depende largamente de la credibilidad del sistema. La continuidad de la política, evitando que ésta sea esporádica e intermitente, es muy importante para crear un crecimiento estable en las FER y adicionalmente causa menores costos sociales como resultado de un menor premio al riesgo para el inversionista. El avance en las metas establecidas para el desarrollo de las FER-E, ha sido notablemente mejor en países con sistemas de apoyo estable y barreras bajas. Los resultados sugieren además que gran parte de la ganancia en eficiencia se alcanza simplemente mejorando y reforzando los sistemas de apoyo.

La mayor parte de las fuentes de energía renovable (no la generación eléctrica con ellas) no tienen costo y sus costos operativos son bajos, pero exigen inversiones iniciales relativamente altas, que se ven dificultadas por las barreras y riesgos relacionadas con su financiamiento. Se puede contar con que el sector financiero y los inversionistas privados serán capaces de proveer los fondos necesarios para las FER, pero se necesitan políticas especiales para superar los costos iniciales en la fase temprana de la tecnología. No todas las FER-E están en el mismo grado de desarrollo tecnológico y comercial. Algunas son casi competitivas en los mercados eléctricos y otras son sólo viables en nichos de mercados. Los mecanismos de soporte deben hacerse cargo de esto incorporando instrumentos específicos para el

desarrollo de todas las tecnologías.

Resulta muy importante al definir los sistemas de soporte, abordar las energías renovables en forma integral, es decir en todas sus variantes, sus ámbitos de aplicación y aspectos relacionados. Asimismo hacerlo con una visión de Estado y de largo plazo. Esto crea el ambiente favorable para su desarrollo, un mercado amplio que las sustenten y certidumbre para favorecer los emprendimientos.

Respecto del costo transferido al consumidor, de la comparación de los sistemas de incentivo, resulta que el sistema de cuotas basado en certificados es menos eficiente desde un punto de vista social comparado con otros instrumentos analizados, debido al mayor riesgo que debe tomar el inversionista y debido a que las ganancias en la eficiencia son absorbidas por los productores y no por los consumidores. En contrapartida los sistemas de incentivo en la tarifa (así como los sistemas de licitación) son más eficientes desde un punto de vista social comparando con los sistemas de certificados. Adicionalmente, promueven por lo general una distribución más homogénea entre las diferentes tecnologías al entregar tarifas garantizadas específicas para cada tecnología, lo que permite apoyar el desarrollo tecnológico en el largo plazo de varias opciones de FER-E que actualmente no resultan eficientes en costo.

Aunque se pueda argumentar que en los sistemas de incentivo a la tarifa (feed-in tariff) se dan subsidios mientras que el sistema de cuotas es la fuerza de mercado que impulsa el desarrollo de las FER-E, hay que decir que cualquiera sea la estrategia adoptada, es finalmente el usuario final el que paga. Uno de los objetivos de la política es la eficiencia económica, mediante la minimización de los costos al consumidor, con la restricción de que deben desarrollarse las FER-E. Más importante que la elección del sistema, es su diseño adecuado y su monitoreo: respecto de su funcionalidad, la estabilidad y continuidad del sistema de soporte de las políticas es un aspecto crucial.

La efectividad de la promoción de tecnologías innovadoras, tales como la eólica, biogás agrícola y la fotovoltaica, ha sido la más alta en los países con principal sistemas de apoyo el basado en el incentivo en la tarifa (feed-in tariff).

La efectividad de la promoción de opciones de generación de bajo costo entre la gama de tecnologías FER-E, ha sido mayor en países con sistemas de incentivo de aplicación general y no específicos para cada tecnología, tal como es el caso de los incentivos fiscales y los sistemas de cuotas y certificados.

Comparando el actual nivel de apoyo ofrecido en la UE bajo diferentes sistemas con el resultado de los esquemas de promoción para el caso de la energía eólica,

en tres países con el sistema de cuotas como principal instrumento de apoyo, muestran altos costos anuales de apoyo, pero bajas tasas de crecimiento. Esto muestra que el sistema de certificados conduce a altas ganancias para el productor, en parte por el alto riesgo de la inversión. En los países donde la energía eólica es apoyada por sistemas de incentivo en la tarifa, se observa una mayor efectividad con un costo moderado. A excepción de aquellos países donde las barreras administrativas han impedido un rápido desarrollo.

Las barreras administrativas pueden tener un gran impacto mermando el éxito de un instrumento y pueden coartar la eficiencia de una política que podría ser en principio muy prometedora.

7.1. Criterios de diseño para un sistema de incentivo

Cualquiera sea el sistema de fomento que se quiera escoger, se deben considerar ciertos criterios mínimos al diseñarlos:

- En cualquier sistema de soporte deberían ser incluidas todas las tecnologías conocidas que pueden ser razonablemente utilizadas en un país. Esto incluye la inclusión de opciones de generación de menor costo, como la actualización y re-potenciación de centrales hidroeléctricas existente, como tecnologías menos maduras y de mayor costo, como la fotovoltaica o de concentración solar.
- Deben establecerse metas de largo plazo y suficientemente ambiciosas con el fin de asegurar un nivel de seguridad para el inversionista.
- Debe proveerse de un acceso a la red eléctrica justo y transparente.
- La ayuda financiera debería ser mayor que los

costos marginales de generación (en el caso de los sistemas de cuotas el nivel de sanción es especialmente relevante).

- La ayuda ofrecida por cualquier instrumento debería ser restringida a un cierto período de tiempo, ya sea como ayudas fijas o decrecientes en el tiempo.
- En cada adaptación o cambio de los instrumentos sólo deberían considerarse nuevas capacidades.
- Debe evitarse el abuso de poder que pueda ejercerse en el mercado por parte de actores dominantes del sector energético los que podrían utilizar esta posición para dificultar el desarrollo de pequeños productores. Es importante tomar en cuenta la compatibilidad con el mercado convencional de energía y las otras políticas. Este requerimiento aplica al sistema de incentivo en la tarifa y el sistema de cuotas en particular.

- Otro aspecto importante es el asegurar la estabilidad para el inversionista en tecnologías FER-E. Los instrumentos de la política deben permanecer activos por tiempo suficiente para proveer horizontes de planificación estables. Políticas esporádicas, intermitentes y cambiantes, no resultan adecuadas. Asimismo, el esquema de ayuda no debe modificarse para un proyecto dado durante su vida útil.

En el caso del sistema de cuotas y certificados se deben tomar en consideración algunos elementos adicionales. Se debe garantizar la existencia tanto de competencia como de liquidez en el mercado de los certificados a fin de asegurar la funcionalidad de éste. Deben evitarse mercados pequeños orientados a una tecnología específica. Incluso en grandes mercados pueden generarse concentración excesiva de poder de algunos agentes en el mercado y perderse la funcionalidad. Por consiguiente deben existir un mínimo de actores independientes en el mercado de los certificados. Asimismo, la sanción debe determinarse correctamente, es decir debe ser significativamente más alta que los costos marginales de producción al nivel de cuotas existente. Si esto no se cumple, se limita la efectividad del sistema. Adicionalmente han de considerarse ayudas adicionales en el sistema de cuotas para apoyar tecnologías menos maduras a menos que el sistema se diseñe para apoyar distintos tipos de tecnologías, es decir usando periodos de certificación específicos para cada tecnología. Finalmente debería garantizarse una tarifa mínima en mercados inmaduros a fin de asegurar seguridad para las inversiones.

En el caso del sistema de apoyo en la tarifa (Feed-in

Tariff), el nivel de tarifas debe garantizarse durante un tiempo suficiente para reducir el riesgo de las inversiones. Deben usarse tarifas específicas para cada tecnología y los niveles de tarifa deben ser suficientemente altos. A fin de impulsar el aprendizaje tecnológico, la tarifa ofrecida para nuevos proyectos debe decrecer en el tiempo. Si es posible se debería implementar un sistema de tarifas escalonada para reducir posibles ganancias por sobre lo esperado y así reducir los costos para los consumidores.

Para finalizar, en el caso de las licitaciones, se debe asegurar la continuidad de los llamados a licitación así como su predictibilidad en el tiempo. Las licitaciones deben ser específicas para cada tecnología, incluyendo una capacidad razonable, no demasiado alta ni demasiado baja. Si la capacidad licitada es muy pequeña crecen los costos de administración y transacción, si es demasiado alta las opciones para ofertas estratégicas crecen.

La interacción con otros objetivos de otras políticas han de considerarse de antemano, por ejemplo la planificación ambiental debe coordinarse en las etapas tempranas a fin de no vulnerar el proyecto en la etapa de realización.

7.2. Recomendaciones para el caso chileno

La energía y el calentamiento global son algunos de los más grandes desafíos que debe enfrentar la humanidad en el siglo XXI. Cómo abordar el suministro adecuado de energía y de qué forma un país con el nivel de desarrollo de Chile se plantea su rol frente los cambios ambientales globales no debe ser planteado con la urgencia de situaciones críticas o coyunturales de corto plazo, pues las decisiones que se tomen condicionarán las tendencias económicas y el modelo de desarrollo de los próximos 20 ó 30 años. En ese tiempo el mundo girará hacia fuentes renovables mientras se queda atados a inversiones realizadas en fuentes fósiles: como por ejemplo, centrales termoeléctricas, gasoductos y refinerías.

Chile lo quiera o no, no está exento de los problemas que eso producirá y no puede evitar el hacerse cargo de esta realidad. En particular en el tema de la energía, tanto países desarrollados como en vías de desarrollo están invirtiendo hoy en ER, lo mismo ocurre con grandes petroleras y empresas distribuidoras

De acuerdo al estudio realizado, las conversaciones sostenidas con las empresas interesadas en realizar inversiones en FER-E y a los resultados obtenidos para los proyectos específicos analizados (mini central hidráulica Ojos de Agua y Parque Eólico Canela), parece bastante claro que las leyes y reglamentos vigentes aunque mejoran la rentabilidad de los proyectos, no son suficientes para lograr que los proyectos sean atractivos (en el caso eólico ni siquiera superan la rentabilidad mínima a la que se evalúan los proyectos eléctricos), o a lo menos para lograr interesar a un número importante de inversionistas. En particular al tratarse de proyectos con tecnologías nuevas y mercados aún no desarrollados, los inversionistas esperan un premio o retorno mayor dada la incertidumbre. Probablemente algunos proyectos con características muy particulares “de nicho”, sean atractivos con la legislación vigente. Se necesita entonces un sistema más vigoroso para permitir avanzar hacia el logro de las metas que se han establecidos, cosa que la autoridad ha percibido.

Asimismo las barreras existentes aún son importantes, haciendo que los proyectos sean poco atractivos para los inversionistas. Se necesitan políticas especiales y metas estimulantes que consideren los diferentes grados de desarrollo tecnológico y comercial.

El carácter modular de la mayor parte de las tecnologías renovables permite una aplicación gradual, más fácil de financiar y de ampliar con rapidez en caso necesario. Adicionalmente, la opinión pública es en general más favorable al desarrollo de fuentes de energía renovables que de cualquier otra fuente de energía, debido en gran parte a razones ambientales.

Respecto de los costo de estas tecnologías y su impacto en el mercado, no se debe olvidar que las tecnologías renovables son de desarrollo reciente y algunas no alcanzan aún su madurez de mercado por lo que tienen un gran potencial de reducción de costos en el tiempo. Adicionalmente, la participación de las ER en la matriz energética es en un principio baja. Si el sistema se diseña adecuadamente y considera ambos efectos, el impacto en la tarifa media de la energía será bajo y el mercado podrá sostenerlo sin problemas.

Es deseable dado su impacto en la diversificación, sostenibilidad y seguridad, que además de las energías renovables en lo que se refiere a generación eléctrica, las políticas incorporen también la generación térmica (energía solar térmica, biomasa, cogeneración), arquitectura bioclimática, así como cualquier sistema y tecnología eficiente. Esto implica una serie de otros instrumentos, normas, programas y sistemas de incentivo específicos para cada sector y/o tecnología, que en conjunto permitan desarrollar todas las aplicaciones para las ER. Esto además permite un ambiente más favorable y propicio para el desarrollo renovable del sector eléctrico.

La discusión, análisis y el diseño de instrumentos de incentivo, debe incluir las externalidades de los combustibles fósiles y las energías renovables. De las energías renovables podrían derivarse varios beneficios

ente los cuales destacan: mayor seguridad de abastecimiento energético; disminución de la dependencia de las importaciones y la reducción de las necesidades de divisas; contribución a la reducción de los efectos del cambio climático; protección del medio ambiente; estimulación del crecimiento económico; creación de puestos de trabajo; mejoramiento de la calidad de vida y acceso más equitativo a la energía eléctrica de sectores de la población, por lo general los más apartados, que resultan muchas veces los más pobres.

El no considerar las externalidades negativas netas (costos externos) de los combustibles fósiles por sobre las ER, particularmente en cuanto a que se éstas se reflejen en los precios, dificulta significativamente el que las ER logren una mayor participación de mercado y economías de escala.

En términos generales las nuevas tecnologías tienden a ser más caras que las maduras ya que éstas últimas se han beneficiado de muchos años de aprendizaje, avances tecnológicos y economías de escala. Es importante por ello aplicar políticas que reduzcan los costos de las ER a través de un aumento de las inversiones acumulativas en esas tecnologías, proyectos demostrativos, así como en la investigación y desarrollo. En lo que se refiere a la I&D, se produce además un efecto virtuoso ya que muchas innovaciones son aplicables a otros campos y pueden tener efecto en otras áreas económicas.

En los hechos el crecimiento sustentable y el cuidado del medio ambiente están en segundo plano respecto al crecimiento económico y la política energética. Se piensa pues que el desarrollo económico y del sector energético se pueden ver limitados con una política de desarrollo sostenible y que esta última debe esperar. Sin embargo, detrás de esta forma de pensar está una falta de visión de largo plazo y de previsión de los países y una preponderancia de una visión de mercado. Es efectivo que existen necesidades más importantes y urgentes, que los recursos son escasos y que no se

puede limitar el desarrollo económico. Sin embargo es posible integrar ambos aspectos en una estrategia de desarrollo, si es que ella se aborda con una visión de largo plazo, de tal forma que el crecimiento económico y el emprendimiento no se vea limitados, pero se vayan adecuando a las necesidades e un desarrollo sostenible.

Es rol del estado entonces, aparte de incorporar las Energías Renovables y la Eficiencia Energética en las políticas públicas y estrategias de desarrollo sectorial, el crear una institucionalidad y mecanismos que incorporen las externalidades positivas que éstas producen. De tal forma que en las empresas del sector energético, así como en las empresas consumidoras tengan que incorporar implícita o explícitamente las externalidades en las decisiones de inversión.

Resulta además de gran importancia para favorecer el aumento en el uso de las ER, fortalecer las capacidades de desarrollo de mano de obra capacitada en el diseño, la producción, instalación, operación y mantenimiento de tales tecnologías, así como favorecer el desarrollo de un mercado y regulaciones específicas.

El fomento a las ERNC para generación eléctrica podría ser beneficioso para el consumidor, puesto que el ingresar de nuevos operadores al mercado eléctrico, hoy dominado por pocos grandes actores podría generar mayores niveles de competencia.

7.1.2. Iniciativa de fomento a las ERNC para generación eléctrica.

Como se ha dicho el nuevo proyecto de ley contempla que los comercializadores de energía eléctrica tengan que acreditar obligatoriamente que un 5% de la energía comercializada cada año provenga de ERNC, para lo que se establece una licitación independiente para los generadores mediante ERNC con competencia libre de precios ente ellos.

Una ventaja de este sistema es la competencia entre los diversos productores de FER-E, la que asegura que se logren precios bajos. Es decir se logra eficiencia económica y competencia. Otra ventaja es su simplicidad legal al integrarse a la legislación vigente y no requerir de una ley especial que podría ser difícil de ponerse en operación.

Adicionalmente tiene el beneficio de que crea un mercado especial para las FER-E las que no compiten con las fuentes convencionales favoreciendo su desarrollo. También no altera ni modifica el mercado eléctrico existente que ha operado bien durante las últimas tres décadas.

Por otro lado si la competencia es demasiado fuerte, los precios ofrecidos son demasiado bajos y hay un riesgo de los proyectos que no sean ejecutados. La definición de las cuotas y la fijación de multas no es una tarea simple y influencia considerablemente el resultado del sistema. Adicionalmente si las multas o castigo por incumplimiento de las cuotas no son calculadas adecuadamente y resultan ser demasiado bajas, podría también inhibirse el desarrollo de FER-E.

Podrían existir problemas que podrían inhibir o tornar poco transparente el mercado, si existen pocos grandes actores dominantes o con características monopólicas en el mercado y si adicionalmente manejen la propiedad de las empresas generadoras tanto de fuentes fósiles como renovables.

Aunque los sistemas de licitación en teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado, su operación discontinua no da lugar a condiciones estables, lo que puede suponer un riesgo mayor para los inversionistas

En este sistema la autoridad fija las cuotas y el mercado el precio, la competencia tenderá al precio más bajo y por ende las fuentes menos costosas. Las tecnologías de menor madurez y de desarrollo a mediano y largo plazo, cuyo costo de inversión actual es más alto (parques eólicos y más aún los fotovoltaicos), no se desarrollan fácilmente bajo estos sistemas y por ende se limita o retrasa la diversificación de las FER-E.

La diversificación energética debe ser un objetivo importante de la política de incentivo. Una forma para fomentar la diversificación, es acompañar el sistema con una gama de instrumentos secundarios orientados a las tecnologías más costosas y de menor madurez tecnológica.

Es conveniente crear un sistema flexible para definir las metas y las multas a fin de adaptarlas al grado de avance logrado y al crecimiento de la demanda, así como realizar las correcciones o modificaciones que sean necesarias, es importante que se faculte en la ley a la autoridad, a través de los organismos correspondientes, con instrumentos y herramientas adecuadas.

Sería importante analizar si el plazo de vigencia de la obligación de cumplir con un porcentaje dado de electricidad renovable, preliminarmente propuesto sólo por 20 años a partir del 2010, resulta suficiente para dar seguridad a los inversionistas de la recuperación de la inversión. No es claro, a la luz de lo revisado para diferentes países, que en un plazo de 20 años para un mercado del tamaño del chileno, se logre un pleno desarrollo comercial de las ERNC.

Resulta importante además a fin de que aumente efectivamente el grado de penetración de las ER, el que se considere como beneficiaria de los sistemas de incentivo, sólo nueva capacidad o aumentos de capacidad de instalaciones existentes.

La contabilidad de la energía eléctrica renovable parece adecuado que radique en los CDEC. La acreditación del medio de generación debería ser calificada según criterios normados por algún ente independiente. Este punto no es menor pues es fundamental que exista un sistema de calificación del medio así como de sus futuras aumentos de capacidad instalada.

Dada la cultura económica y política chilena, tal vez uno de los aspectos más importantes para favorecer el desarrollo de las energías renovables y las políticas e iniciativas necesarias, sea el apoyo y la acción de la opinión pública. Una planificada y coordinada difusión por parte de la autoridad que permita que se desarrolle en la opinión pública conciencia de los efectos del cambio climático, de los problemas descritos que enfrenta el mercado de la energía, y que logre inculcar como valor la sostenibilidad, el cuidado al medioambiente y los efectos benéficos de las energías renovables, obligaría al mercado y al sistema político a hacerse cargo de esos aspectos.

Es importante que el impulso actual a las ER no sea sólo un esfuerzo esporádico y reactivo como respuesta de corto plazo para solucionar la actual crisis y vulnerabilidad del sistema eléctrico. Pues se perdería una gran oportunidad y sólo se retrasaría un cambio necesario. Claramente es menos costoso planificar el desarrollo venidero que tener que actuar frente a una potencial crisis futura.

8 | Anexos

8.1. Resumen Ejecutivo

La situación energética mundial y el calentamiento global, tanto actual como sus proyecciones futuras, están significando replantear las políticas y estrategias de energía de los países, en particular favorecer el desarrollo de las energías renovables (ER). En el caso de Chile, adicionalmente, el sector eléctrico enfrenta problemas específicos, que están provocando cambios en la política energética. Esto está conduciendo a la búsqueda de fórmulas para apoyar las ER.

Tras la revisión de las experiencias internacionales en materia de ER para generación eléctrica –los sistemas de apoyo, las barreras y sus avances–, se contrastan estas con el caso chileno, identificando aspectos claves y haciendo recomendaciones para desarrollar las ER.

Palabras clave: Chile, Energías Renovables, Política Energética, Sistemas de Incentivo, Barreras.

8.2. Glosario de abreviaciones y acrónimos

APPA: Asociación de Productores de Energías Renovables de España	PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
CEC: California Energy Commission	PRI: plazo de recuperación de la inversión
CEPAL: Comisión Económica Para América Latina y el Caribe	PV: energía eléctrica fotovoltaica
CERs: Certificados de Energías Renovables (también se utilizan las siglas REC, TGC, CV, CENC)	REC: renewable electricity certificates, certificados de electricidad generada a partir de fuentes renovables, también llamados certificados verdes transables
CIRCE: Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos, Universidad de Zaragoza	RPS: Renewable Portfolio Standard
CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga	SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile.
CNE(Chile): Comisión Nacional de Energía de Chile	SIC: Sistema Interconectado Central (Chile)
CNE(España): Comisión Nacional de Energía de España	SING: Sistema Interconectado del Norte Grande (Chile)
CENC: Certificados de Energías No Convencionales (renovables)	TEP: total de energía primaria
CO ₂ : Dióxido de Carbono (o anhídrido carbónico)	TMR: tarifa media de referencia
COREMA: Comisión Regional del Medioambiente	TGC: Tradable Green Certificates, certificados verdes transables o negociables
CV: Certificados Verdes	UE: Unión Europea
EE: Eficiencia energética	
ER: energía renovables	
ERNc: energías renovables no convencionales (excluye hidráulica de gran escala)	
FER: fuentes de energía renovables	
FER-E: fuentes de energía renovables para generación eléctrica	
FIT: feed-in tariffs	
FP: Factor de Planta	
GN: Gas Natural Licuado	
Gt: Giga toneladas (mil millones de toneladas)	
IDAE: Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía, España	
I&D+I: Investigación y Desarrollo, e Innovación	
IEA: Internacional Energy Agency	
IPCC: Intergovernmental Panel of Climate Change	
mb/d: millones de barriles de petróleo por día	
MRET: Mandatory Renewable Energy Target, programa australiano de energías renovables	
OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo	
ORER: Australian Office of the Renewable Energy Regulator	
Ppm: partes por millón	
PER: Plan de Energías Renovables en España, 2005-2010.	
PI: Potencia Instalada	

8.3. Bibliografía

Wolfram Krewitt, Barbara Schlomann, “External costs of electricity generation from renewable energies compared to electricity generation from fossil energy sources - Executive Summary”, Fraunhofer Institute System und Innovationsforschung, Germany, 2006.

Memo of the Strategy, Coordination, Information and Communication Unit, “How to support renewable electricity in Europe?”, Directorate-General for Energy and Transport, European Commission, Brussels, 2005.

“Policies to Promote Non-hydro Renewable Energy in the United States and Selected Countries”, Energy Information Administration, Department of Energy, Washington, 2005.

Mario Ragwitz, Gustav Resch, Thomas Faber, Claus Huber, “Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary report”, Fraunhofer Institute System und Innovationsforschung, Germany, 2005.

“Renewables Global Status Report, 2006 Update”, Renewable Policy Network for the 21st Century (REN21), Washington, 2006.

Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang F. Lutz, “Energías Renovables y Eficiencia Energética en América Latina y El Caribe. Restricciones y Perspectivas”, Comisión Económica para América Latina y el Caribe - Naciones Unidas, 2003, p. 78.

Flavio Comunian, “¿Podemos innovar en Chile en materia energética?”, nota al editor publicada en Journal of Technology Management & Innovation (JOTMI), Vol 1, No 4 (2006).

“Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act)”, The Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Public Relations division, 2000.

“The main features of the Act on granting priority to

renewable energy sources (Renewable Energy Sources Act)”, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Public Relations Division, 2004.

Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe: el aporte de las fuentes renovables, LC/L.1966, CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), 2003

Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas, LC/L.2132, CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), 2004

“Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn” - LC/W.100 Rev 2, CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), 2003

“Renewable Energies -Innovations for the future”, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Public Relations Division, 2006.

“Environmental Policy: Renewable Energy Sources In Figures - National And International Development”, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Public Relations Division, 2006.

Reinhard Madlener, Eberhard Jochem, “Regulatory and Institutional Innovation for the Promotion of Renewable Energy Use”, ENER Forum 3: Successfully Promoting Renewable Energy Sources in Europe, Budapest, Hungary, 6-7 June 2002.

Gustav Resch*, Mario Ragwitz°, Thomas Faber*, Reinhard Haas*, Claus Huber*, “The future of support policies for renewable electricity – Quo vadis, Europe?”, *Energy Economics Group, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, °Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research.

“Libro Verde: Hacia Una Estrategia Europea De Seguridad Del Abastecimiento Energético”, Comunicación de la Comisión, Comisión de las Comunidades Europeas, Com(2000) 769 Final, Bruselas, 29.11.2000.

“Libro Blanco: Para Una Estrategia y Un Plan De Acción Comunitarios Energía Para El Futuro: Fuentes De Energía Renovables”, Comunicación de la Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas.

“El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables”, Comunicación de la Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 2005.

Robert C. Armstrong, Ernest J. Moniz, “Report of the Energy Research Council”, MIT Energy Research Council, May 3, 2006.

R. Hass et al., “How to promote renewable energy systems successfully and effectively”, Energy Policy 32 (2004) 833-839.

Marc W. Chupka, “Designing Effective Renewable Markets”, The Electricity Journal, May 2003, 46-57.

“Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act)”, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Germany, March 2000.

“International Energy Outlook 2006”, Energy Information Administration, Washington, 2006.

Nicholas Stern, “The Economics of Climate Change - The Stern Review”, Cabinet Office - HM Treasury, Londres, 2006.

“2006 Integrated Energy Policy Report Update - Committee Draft Report”, California Energy Commission, California, November 2006.

“Renewable Energy (Electricity) Act 2000, compilation taking account amendments up to Act No. 90 of 2006”, Canberra, September 2006.

“Estrategias para el fomento de las fuentes renovables de Energía en América Central”, LC/MEX/L.620, CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), 2006.

“Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación”, D.S. N° 244, (Enero 2006), del Ministerio de Economía, Chile.

Ramón Galaz, “Análisis de beneficios y barreras para la generación eléctrica con energías renovables no convencionales con posterioridad a la ley corta II”, PNUD, Santiago, 2007.

“Energy in Australia, 2006”, Australian Government Department of Industry Tourism and Resources.

“Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para Fomentar el Desarrollo de Energías Renovables No Convencionales”, Boletín N° 4315-08, Cámara de Diputados de la República de Chile.

“Ley General de Servicios Eléctricos”, D.F.L. N° 4. de 2007, República de Chile.

Pedro Maldonado, Benjamín Herrera, “Sostenibilidad y Seguridad de Abastecimiento Eléctrico: Estudio de Caso Sobre Chile con Posterioridad a Ley 20.018” LC/L.2661.P, CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), Santiago, 2007.

**DESAFÍOS PARA ALCANZAR UN 15% DE AUMENTO
DE LA CAPACIDAD INSTALADA CON ENERGÍAS
RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL 2010**

MATÍAS STEINACKER
Ingeniero Civil de Industrias UC, MSc Environmental Change and
Management, University of Oxford

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	104
2.	SITUACION DE LAS ERNC EN EL MUNDO	106
3.	LAS ERNC EN CHILE	
3.1.	La meta en números	108
3.2.	Ajustando las políticas para el desarrollo de ERNC	111
3.3.	Perspectivas para el futuro	112
4.	LA VISION DE LOS ACTORES	
4.1.	La visión de las autoridades	113
4.2.	La comunidad empresarial	113
4.2.1.	Grandes empresas	114
4.2.2.	La pequeña y mediana empresa	115
5.	¿QUE DICEN LOS NUMEROS?	
5.1.	Análisis de proyectos	117
5.2.	Análisis económico	119
6.	RECOMENDACIONES PARA LAS POLITICAS ENERGETICAS	
6.1.	Marcos regulatorios para el desarrollo de ERNC	123
6.2.	Una estrategia para el desarrollo de ERNC en Chile	124
6.2.1.	Cumplir con las metas	124
6.2.2.	Crear un mercado de cuotas para ERNC, pero dejar la generación hidráulica fuera	124
6.2.3.	Crear un mercado minorista de electricidad	124
6.2.4.	Crear un marco de inversiones para ERNC	125
7.	CONCLUSIONES	
7.1	Seguridad energéticas	126
7.2	La meta y las barreras para su cumplimiento	126

ÍNDICE

8	ANEXOS	
8.1	Resumen Ejecutivo	128
8.2	Acrónimos y abreviaturas	129
8.3	Bibliografía	130

1 | Introducción

La seguridad energética y el cambio climático son problemas interdisciplinarios que están influenciando el desarrollo de los mercados energéticos en todo el mundo. Los mercados energéticos dependen de la disponibilidad de recursos naturales como combustibles fósiles, la estabilidad política, la tecnología y el medio ambiente (EIA 2006).

El cambio climático presenta nuevos desafíos para la industria energética. Existe un consenso científico en que las crecientes concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera, principalmente debido a la quema de combustibles fósiles y el cambio de uso del suelo, están produciendo un calentamiento global. El IPCC estimó en 2007 que la concentración atmosférica de CO₂ ha aumentado desde un valor pre-industrial cercano a las 280 ppm a 379 ppm en 2005. Los impactos de este aumento incluyen, entre otros, un aumento generalizado de la temperatura, un aumento del nivel del mar, cambios en los patrones de precipitaciones, eventos climáticos extremos y el derretimiento de los hielos polares y glaciares, algunos de los cuales ya están siendo observados (IPCC 2007).

Para solucionar este problema será necesario alejar-se del uso de combustibles fósiles, o al menos cambiar la manera en que se utilizan hoy en día. Dado un terreno de juego nivelado, algunas tecnologías de energías renovables ya son competitivas con aquellas basadas en los combustibles fósiles. La energía hidroeléctrica, por ejemplo, contribuye al 21% del total mundial de generación de energía (REN21 2005). A medida que los precios del gas y el petróleo suben, y que las mejoras tecnológicas permiten mayores reducciones de costos, las tecnologías de energías renovables están siendo cada vez más competitivas que las tecnologías tradicionales basadas en combustibles fósiles, a pesar de que solamente han florecido en mercados donde políticas de soporte han sido creadas para su desarrollo.

La seguridad energética, por otra parte, se relaciona con mantener un abastecimiento de energía económico y confiable en el largo plazo (Bielecki 2002; Oxburgh 2006). Una poderosa idea detrás de este concepto se refiere a protegerse contra el riesgo asociado a los incrementos de precio y la volatilidad de los combustibles fósiles (Awerbuch and Sauter 2006), que dañan tanto a las personas, como a las economías una gran parte de las cuales, depende de este tipo de combustibles para su funcionamiento. La IEA estimó en el 2004 que un incremento sostenido de US\$10 en el precio de un barril de petróleo reduciría el PIB mundial en un 0.5% ¹ anual aproximadamente, durante varios años. La literatura reciente (Awerbuch and Sauter 2006) sugiere que parte de estas pérdidas podrían eliminarse al incrementar la participación de las energías renovables por medio de un enfoque de portafolios de inversión, donde los riesgos como el incremento de precios de los combustibles fósiles y la seguridad del suministro son tomados en cuenta al diseñar las políticas energéticas. Esto es especialmente relevante en países en desarrollo, donde una gran parte del PIB está asociado a la importación o exportación de combustibles fósiles (Bacon 2005), y el efecto petróleo-PIB puede tener un impacto dañino en el bienestar social (The World Bank 2006).

Dicho enfoque tendría mucho sentido en el caso de Chile, donde una política orientada a proveer energía al mínimo costo (Mercurio 2005; Galetovic, Inostroza et al. 2006) está en el proceso de causar una crisis energética asociada principalmente a la crisis del gas argentino. La falta de gas ha ocasionado que los generadores tengan que operar con diesel, que comparativamente al gas es un combustible muy caro, causando en consecuencia que las inversiones se estanquen y que el precio de la energía suba. En la Tabla 1 se ilustra cómo la crisis se refleja en las recomendaciones del regulador para el crecimiento del sector eléctrico en Chile.

¹ Cerca de US\$255 billones.

Tabla 1

Fuentes recomendadas por la CNE para el crecimiento del parque de generación, pre y post crisis del gas natural

	2003 (pre-crisis) MW	2006 MW
Gas natural argentino	3,353	-
GNL	-	2,443
Carbón	-	1,950
Hidráulica	400	550
Eólica	-	40
Geotérmica	-	195
Otras	400	-

Fuente: CNE 2003 y CNE 2006.

Actualmente se están realizando esfuerzos para diversificar el suministro de energía por medio de un Plan de Seguridad Energética. Este plan incluye directivas que están dirigidas a desarrollar el sector energético de manera integral, adoptando un conjunto de políticas interdisciplinarias en las que la protección ambiental, los mercados financieros y la política exterior serán piezas claves (CNE 2006).

El Plan de Seguridad Energética involucra el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC), las cuales incluyen la energía generada por pequeñas centrales hidráulicas ², biomasa, luz solar, viento, geotermia y mareomotriz (CNE 2006). El gobierno aspira a que un 15% de la capacidad instalada entre el 2006 y el 2010 corresponda a ERNC (CNE 2006). Esta es la primera meta para el desarrollo de las energías renovables que cuenta con apoyo gubernamental en Chile.

Hasta el momento, las ERNC solamente se han desarrollado exitosamente en aquellos mercados donde cuentan con un soporte económico adecuado (Sawin 2004). En el caso de Chile, las autoridades esperan cumplir con esta meta con un apoyo muy limitado, haciendo este caso interesante de analizar tanto desde la perspectiva de un país en desarrollo como de un mercado eléctrico liberalizado.

El objetivo de este trabajo es establecer si esta meta será o no cumplida, y discutir las implicaciones de esto tanto para el gobierno como para el mercado.

Esta evaluación temprana es importante, ya que podrá ilustrar los problemas que requieren de una atención urgente para lograr este importante objetivo, el cual tiene el potencial de aportar tanto beneficios locales como globales, al incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico y contribuir con la mitigación del cambio climático, respectivamente.

² Cuya potencia instalada sea menor o igual a 20 MW.

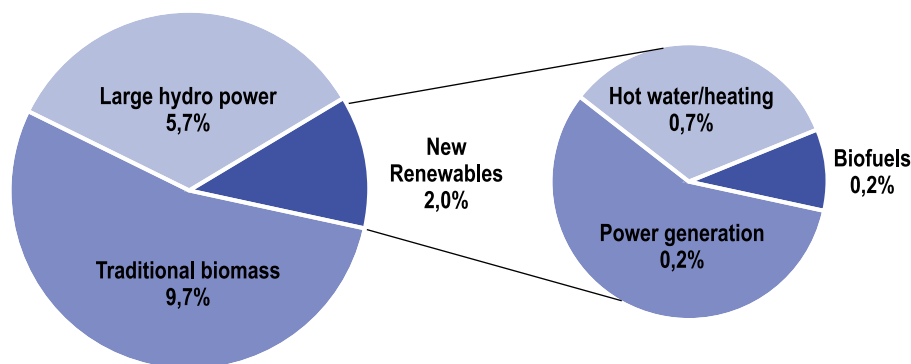
2 | Situación de las ERNC en el mundo

En la actualidad, las energías renovables proveen el 17% de la energía primaria a nivel mundial (Figura 1), donde las “nuevas renovables”³ contribuyen con un 2% del total. Según la IEA, esta cantidad podría triplicarse hacia el 2030, llegando a un 6%. La mayor parte de este

incremento vendría de la biomasa y la energía eólica (IEA 2004), y se daría en países pertenecientes a OCDE, principalmente Europa, donde este tipo de tecnologías gozan de un soporte mayor.

Figura 1

Contribución de las Energías Renovables a la Energía Primaria Global, 2004



Fuente: REN21 Renewable Energy Policy Network, 2005.

El crecimiento de este tipo de tecnologías durante los últimos años ha sido impresionante, especialmente en el sector eléctrico, donde la generación solar fotovoltaica y la eólica son las líderes, con una tasa de crecimiento promedio de 61% y 29%, respectivamente entre 2000 y 2004. La tasa agregada de crecimiento de las energías renovables es mucho más alta que las experimentadas por las tecnologías basadas en combustibles fósiles (3-4%), hidráulica de gran escala (2%) y nuclear (1.6%) (REN21 2005). Estas altas tasas de crecimiento han sido posibles principalmente por el apoyo del que las ERNC han gozado en varios países, especialmente las “feed-in tariffs”⁴, que no limitan el crecimiento de los mercados.

La inversión en “energía sustentable” también ha experimentado un crecimiento sostenido, llegando a un nivel de US\$ 70.9 billones en el 2006, que representa un aumento de un 43% sobre los niveles de 2005. De estos US\$70.9 billones, US\$21.5 billones representan financiamiento directo de activos en nuevas plantas de generación de “nuevas renovables” (sin hidráulica), o un 18% del total de inversiones en el mercado de generación en 2006 (United Nations Environment Programme and New Energy Finance Ltd 2007). Según el World Energy Outlook 2006 de la IEA, actualmente estas tecnologías poseen solamente un 2% de participación en el mercado total de generación; de sostenerse el nivel que han mostrado durante los últimos años, las “nuevas renovables” tendrán una participación mucho más sig-

³ Renovables excluyendo biomasa e hidráulica de gran escala.

⁴ Mediante estos incentivos se asegura un cierto nivel de precio de venta estable en el largo plazo de la energía que provenga de ERNC.

nificativa en el mercado de generación en poco tiempo. Según NEF y UNEP (2007), un nivel de crecimiento de un 19% anual hasta el 2010 que luego baja a 10% y se mantiene así hasta el 2030 causaría que la proporción del total de capacidad instalada de estas tecnologías llegue a un 23% en 2030, desde el 2% del que gozan en la actualidad.

Muchas de las “nuevas renovables” no son aun tecnologías maduras; sus costos han ido cayendo a medida que aumentan su participación de mercado y toman ventaja de las economías de escala (Tabla 2). Algunas de estas tecnologías serán competitivas con las fuentes tradicionales de energía en el futuro cercano, especialmente a medida que las externalidades ambientales

empiecen a ser internalizadas en los costos de la energía y que la presión por combustibles fósiles aumente debido al crecimiento de la demanda en países en desarrollo y el agotamiento de reservas en los países pertenecientes a la OCDE (Owen 2006). Estos factores van a motivar a los países a buscar una mayor independencia para asegurar su abastecimiento energético; incluso los Estados Unidos han comenzado a buscar maneras para terminar con su “adicción al petróleo” (Bash and Malveaux 2006). Estas condiciones macroeconómicas y geopolíticas causarán entonces una retroalimentación positiva para el desarrollo de energías renovables, y crearán incentivos necesarios para que los estados y las sociedades incrementen la cantidad de este tipo de tecnologías presentes en sus economías.

Tabla 2

Proyecciones de Costos de Generación para ERNC

	Costo actual (US\$/MWh)	Costos proyectados al 2020 al ir madurando (US\$/MWh)
Biomasa	50 - 150	40 - 100
Eólica	30 - 50	20 - 30
Hidráulica de Gran Escala	20 - 80	20 - 80
Hidráulica de Pequeña Escala	40 - 100	30 - 100
Geotérmica	20 - 100	10 - 80
Combustibles Fósiles (fuera del peak)	20 - 30	20 - 30

Fuente: Modificado de REN21 2005.

3 | Las ERNC en Chile

El objetivo de esta sección es entender la naturaleza y desafíos relacionados con la meta gubernamental de ERNC, y explicar los cambios recientes en la política

energética que supuestamente deberían producir un aumento sustancial en la fracción de ERNC presentes en el sistema en un corto lapso.

3.1. La meta en números

Actualmente, las ERNC representan alrededor un 2.4% de la capacidad total de generación en Chile (Tabla 3). Alcanzar la meta supondría más que duplicar la

capacidad existente de ERNC en menos de cuatro años, una meta ambiciosa bajo todos los estándares (Figura 2).

Tabla 3

Capacidad instalada de Generación por tecnología, Junio 2007

Tipo de combustible	Potencia Bruta Instalada (MW)	Potencia Bruta Instalada (%)
Pasada > 20 MW	1,254.9	9.9%
Embalse	3,443.4	27.2%
Carbón	2,043.3	16.1%
Diesel	881.8	7.0%
Gas Natural	4,732.5	37.4%
Total Tecnologías Tradicionales	12,355.9	97.6%
Pasada < 20 MW*	114.9	0.9%
Desechos*	190.9	1.5%
Eólica*	2.0	0.0%
Total ERNC	307.8	2.4%
Total	12,663.7	100.0%

Fuente: CNE, 2007.

¿Por qué un 15%? Extrañamente, parece haber una falta de conocimiento generalizada tanto en el mercado como por parte de las autoridades sobre la naturaleza de la meta, que parece ser un legado de administraciones anteriores.

El período de evaluación de la meta (2006-2010) fue elegido en función del actual ciclo electoral, como forma de aislarlo y darle la oportunidad al próximo gobierno de fijar sus propias metas. Como este corresponde al primer intento por establecer una meta para el desarrollo de ERNC, un período de evaluación corto le dará a los próximos gobiernos la flexibilidad de ajustarla de

acuerdo a las lecciones aprendidas, y establecer metas de largo plazo que estén basadas en una capacidad de respuesta probada de mercado para responder a este desafío.

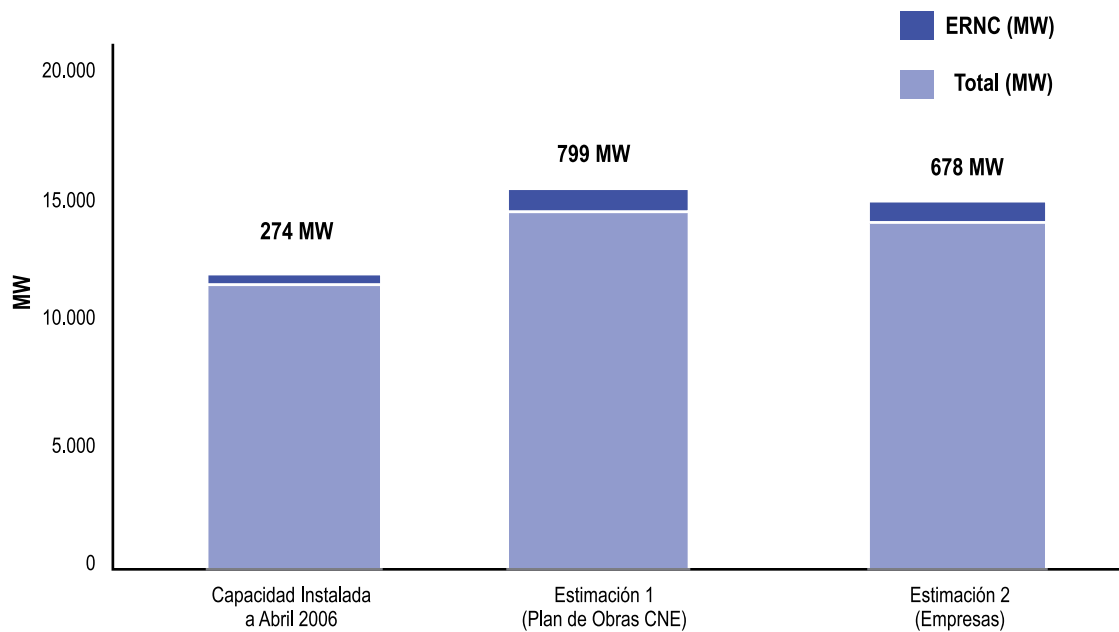
La meta carece de un ancla de largo plazo que la industria podría utilizar como una referencia para el desarrollo futuro de la política energética. Esto no le deja otra alternativa al mercado que esperar a que las políticas se desarrollen para tener claridad y poder reaccionar de manera acorde. Una meta de largo plazo podría de esta manera reducir el tiempo de ejecución de proyectos de ERNC.

Debido a la incertidumbre que existe al estimar la capacidad que será instalada en Chile entre 2006 y 2010, es difícil obtener solamente un número que ilustre la meta gubernamental. Una proyección realista puede obtenerse a partir de las recomendaciones de la CNE para satisfacer la demanda proyectada del período en cuestión, que llega a 3,503MW según el Plan de Obras a Abril de 2006. De acuerdo a estas estimaciones, la cantidad de ERNC que debe añadirse al sistema entre 2006 y 2010 alcanza a 525MW (Figura 2, Estimación 1).

De los proyectos que están siendo desarrollados por las empresas y que cuentan con un cronograma de obras (lo que significa que es muy probable que sean construidos), 2,693MW deberían empezar a generar electricidad antes del 2010 (CBC 2006). En este caso, la capacidad que sería necesario añadir para alcanzar la meta, llega a 404MW (Figura 2, Estimación 2).

Figura 2

Estimaciones de la meta de ERNC al 2010



Fuente: CNE 2006 y CBC 2006.

La adición de entre 404 y 525 MW de ERNC al sistema eléctrico llevaría la capacidad instalada en estas tecnologías a entre 611 y 780 MW, más que duplicando los 274MW presentes en el sistema en Abril 2006. Esto significaría que la fracción de un 2% presente actualmente en el sistema llegaría a entre 4 y 5%, dependiendo de la estimación que se considere.

Para lograr esto, las ERNC deberían crecer a una tasa que está entre un 25% y un 37%, la cual es bastante alta si se compara con el 13% de promedio global, lo que ilustra lo ambiciosa de la meta chilena. Esta tasa de crecimiento puede compararse al caso chino, donde en el 2004 las ERNC crecieron a una tasa del 25%, comparado con un 7 a 9% de todo el sistema (Asif and Muneer). A pesar de ser también un país en vías de desarrollo, China posee una enorme ventaja que radica en

la posibilidad de explotar economías de escala y atraer grandes inversionistas. La meta chilena de desarrollo de ERNC es también similar a las que han impuesto otros países en vías de desarrollo (Tabla 4), con la diferencia

de que en la mayoría de estos casos, las metas poseen un enfoque de largo plazo, en contraste con los cuatro años del caso chileno.

Tabla 4

Metas ERNC en países en vías de desarrollo

País	Meta
Brasil	3.3 GW de energía eólica, biomasa o hidráulica de pequeña escala añadidos al 2006
Chile	15% de la nueva capacidad eléctrica instalada entre 2006 y 2010
China	10% de la capacidad total de generación al 2010 (60GW esperados)
República Dominicana	500 MW de capacidad eólica al 2015
Egipto	3% de la electricidad al 2010 y 14% al 2020
India	10% de la nueva capacidad eléctrica instalada entre 2003 y 2012 (10 GW esperados)
Israel	2% de la electricidad al 2007; 5% al 2016
Malasia	5% de la electricidad al 2005
Mali	15% de la energía al 2020
Filipinas	4.7 GW de capacidad total instalada al 2013
Sudáfrica	10 TWh añadidos al sistema al 2013
Tailandia	8% de la energía total primaria and 2011 (excluyendo biomasa rural)

Fuente: REN 2005.

Es claro que a pesar de que ayuda, la meta no va ser una solución mágica a los problemas energéticos del sector energético chileno. Aunque la meta sea cumplida, la matriz energética todavía dependerá en gran medida de fuentes importadas y energía hidráulica. Su valor verdadero radica quizá en el hecho que representa el primer intento por parte del gobierno por apoyar el

desarrollo de las ERNC, y de cierta manera ilustra el deseo del ejecutivo por involucrarse activamente en un sector tradicionalmente dominado por el mercado, aunque sea de manera simbólica. Además da al gobierno un “rol” dentro del mercado energético, que va más allá de la arena política. dentro del mercado energético, que va más allá de la arena política.

3.2. Ajustando las políticas para el desarrollo de ERNC

Algunas de las modificaciones recientes a la política energética fueron diseñadas específicamente para incentivar el desarrollo de ERNC. Estas modificaciones consisten principalmente en nivelar el terreno de juego entre las tecnologías tradicionales y las ERNC, no en proveer incentivos específicos para el desarrollo de estas últimas. El mercado chileno posee una visión muy negativa de cualquier interferencia al mercado, por lo que es muy difícil que se creen incentivos como “feed-in” tariffs o subsidios para apoyar a este tipo de tecnologías.

La Ley Corta I abrió el mercado mayorista de electricidad y las redes de distribución a la micro-generación (menos de 9MW de capacidad instalada). Puesto que muchos de los proyectos ERNC entran en esta categoría, es imprescindible brindarles un espacio en el mercado mediante un tratamiento no-discriminatorio. Esta modificación apunta a alcanzar este objetivo.

La Ley Corta I también creó exenciones de peajes de distribución a proyectos cuyo tamaño sea menor a 20MW⁵. Éste corresponde a uno de los dos incentivos diseñados específicamente para el desarrollo de las ERNC. En la actualidad, el único otro incentivo disponible brinda hasta US\$50,000 de financiamiento para proyectos que se encuentren en las etapas de pre-inversión y prospección de recursos (CORFO 2006). Estos incentivos son probablemente insuficientes para que la mayoría de los proyectos alcancen el punto donde se hacen competitivos con las tecnologías tradicionales.

Es posible que el proceso de licitación introducido por la Ley Corta II también beneficie el desarrollo de ERNC, siempre que éstas posean un cierto nivel de competitividad respecto de las tecnologías tradicionales. Debido a que las ERNC son tecnologías muy intensivas en el desembolso de capital, al posibilitar un esquema estable de precios en el largo plazo, este proceso de licitación puede eliminar riesgos asociados a las fluctuaciones de precio, las cuales son especialmente dañinas para este tipo de proyectos. El límite de tarifas asociado a este proceso de licitación existente, sin embargo, debe ser ajustado para reflejar los costos específicos de generación asociados a cada una de las tecnologías consideradas.

La Ley Corta II también impuso una obligación a los distribuidores de comprar una cantidad de electricidad proveniente de ERNC equivalente a un máximo del 5% de la demanda de los clientes regulados, siempre que ésta sea generada. Esta obligación, sin embargo, no puede ser considerada como un incentivo, ya que a pesar de que asegura a los desarrolladores de proyecto que van a ser capaces de vender la energía que generen – hasta el límite del 5%, no garantiza un nivel de precios que asegure la competitividad de las ERNC.

⁵ La microgeneración está exenta del pago de peajes de distribución. Éstos aumentan progresivamente para generadores de entre 9 y 20 MW, quienes pagan el costo completo del peaje.

3.3. Perspectivas para el futuro

En la actualidad existe una iniciativa que está en trámite en el congreso cuyo objetivo es crear incentivos

para el desarrollo de las ERNC. En caso de aprobarse, esta iniciativa contempla los siguientes puntos:

- Las empresas generadoras de electricidad que posean una capacidad instalada por sobre los 200 MW, deberán acreditar al final de cada año que una cantidad de energía equivalente al 5% del total extraído de dichos sistemas, con el objetivo de comercializarla tanto con distribuidoras como con clientes finales, haya sido generada por medios de generación no convencionales propios o contratados.

- Las empresas que excedan el porcentaje señalado de ERNC, podrán traspasar estos excedentes a otras empresas eléctricas o bien guardarlos y utilizarlos para acreditar el cumplimiento de la obligación durante el año inmediatamente siguiente.

- En el caso de no acreditar el cumplimiento de esta obligación, las empresas deberán pagar una multa a beneficio fiscal igual a 0.4 UTM por cada MWh de déficit respecto de la obligación.

- Los medios de generación válidos para el cumplimiento de esta normativa, ya sean propios o contratados, deberán haber ingresado al sistema con posterioridad al 31 de Mayo de 2007 y corresponder a alguna de las siguientes tecnologías: generación con biomasa, generación hidráulica menor a 20 MW de potencia instalada, geotérmica, solar, eólica y mareomotriz.

- Esta obligación regirá por 20 años a contar del 1° de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía que sean comercializados tanto con distribuidoras como con clientes finales.

Al momento de la elaboración de este artículo, no hay certeza de si esta iniciativa será o no aprobada por el congreso finalmente.

⁶

La UTM es una cantidad de dinero cuyo monto es determinado por ley y que está indexada a la inflación. Al 11 de Junio de 2007, 0.4 UTM equivalen a US\$ 25 aproximadamente.

4 | La visión de los actores

4.1. La visión de las autoridades

El punto más importante mencionado por la CNE es que las autoridades ya han brindado todos los incentivos necesarios para alcanzar los objetivos propuestos para el desarrollo de ERNC, y que ahora su desarrollo depende del mercado (CNE 2006).

De acuerdo a la CNE, los pequeños proyectos que pueden ser ejecutados en un tiempo muy corto, serán los mayores contribuyentes a la meta, y serán por lo tanto los que definan si ésta será cumplida o no. La CNE tiene también una visión muy positiva sobre los cambios efectuados en las políticas energéticas por medio de las Leyes Corta I y II, y afirma que éstas van a brindar el empuje necesario para que un número suficiente de proyectos de pequeña escala sean ejecutados (CNE 2006).

Actualmente, las autoridades creen que las barreras que podrían complicar la ambiciosa meta gubernamental se encuentran en el mercado en sí, y que estos problemas deben ser resueltos por el mercado y no por las autoridades. Una de las dificultades más importantes que enfrentan los empresarios de ERNC es encontrar el financiamiento adecuado para el desarrollo de éstos proyectos. Los recursos que las autoridades han puesto a disposición de los desarrolladores de proyecto para realizar el trabajo asociado a la prefactibilidad de los proyectos ciertamente contribuyen a mitigar las necesidades de inversión de éstos. Esto, sin embargo no asegura la materialización de los proyectos, la cual finalmente dependerá del aseguramiento de los recursos financieros necesarios para llevarlos a cabo, lo que en el actual contexto es difícil.

4.2. La comunidad empresarial

La gran mayoría de los entrevistados está de acuerdo en que la situación energética que Chile enfrenta es muy delicada, especialmente en el mediano plazo. Los recientes cambios en la política energética han comenzado a crear momentum en las inversiones en el sector, pero la mayoría de los proyectos nuevos entrarán al sistema eléctrico sólo después del 2010.

Recientemente, los costos de generación eléctrica han subido cuantiosamente debido a que el gas natural ha debido ser reemplazado por diesel, el cual es mucho más caro. Esta situación ha incidido en un aumento del precio de la electricidad, el cual probablemente escalará aún más en el mediano plazo, hasta que nuevos proyectos consistentes con la política energética de minimización del costo de generación entren al sistema. Estos aumentos en el precio y condiciones de suministro

ajustadas han creado incentivos para que las generadoras consideren seriamente la inversión en proyectos que pueden ser implementados en un lapso muy breve, como proyectos eólicos e hidráulicos de pasada, para aprovechar el alto precio de la energía disponible en la actualidad, generar conocimiento sobre las ERNC dentro de las organizaciones y contribuir con la meta para el desarrollo de ERNC. Según un entrevistado, en las actuales condiciones sería muy rentable vender electricidad asociada a ERNC, pero la mayoría de las empresas se encuentra recién en la etapa de prospección de recursos, por lo que es posible que no puedan aprovechar las condiciones favorables que existen en la actualidad.

Las perspectivas para el desarrollo del mercado en el largo plazo varían según el tipo de actor considerado. Es importante analizar estas perspectivas, ya que si bien

el período de la meta termina en 2010, el horizonte de inversión de proyectos de ERNC es en general superior a 20 años. Las perspectivas del mercado para el largo plazo son entonces cruciales para el proceso de toma de decisiones de inversión en ERNC.

4.2.1. Grandes empresas

De los seis entrevistados en esta categoría, cuatro creen que la meta no será cumplida, debido principalmente a la baja competitividad de las ERNC respecto a las tecnologías tradicionales, el lapso de tiempo limitado disponible para cumplir con la meta, y la expectativa de que los precios de la electricidad caigan con posterioridad al 2010, cuando varios proyectos de generación a carbón e hidráulica entren al sistema.

A pesar de que seis de las empresas entrevistadas tienen interés en invertir en ERNC, solamente dos de ellas ya están haciéndolo. Dos más han realizado estudios de preinversión, pero están esperando cambios en la regulación para materializar sus proyectos.

Tres de los entrevistados sentenciaron que sus planes de inversión fueron efectivamente gatillados por la meta gubernamental de ERNC; en tanto que el resto dijo que la meta no tenía nada que ver con sus planes.

4.2.1.1 Generadoras activas en el mercado

Este grupo está compuesto por firmas que participan activamente en el mercado de generación, y poseen planes de inversión tanto en ERNC como en tecnologías tradicionales. El estado de desarrollo en el caso de los proyectos de ERNC va desde varios proyectos que se encuentran en la etapa de prefactibilidad hasta los únicos proyectos (Endesa Eco) que se encuentran en construcción.

Este grupo de empresas concuerda que es el mercado el que debe encargarse del desarrollo del sector energético, y no está de acuerdo con cualquier subsidio, o intervención de mercado en general, para el desarrollo

de ERNC. Según uno de los entrevistados, “el establecimiento de metas es un método de intervención de mercado. Es el mercado el que debe decidir cuánta y qué tipo de energía desea, y cuánto está dispuesto a pagar por ello. Lo único que las autoridades deben asegurar es que no exista favoritismo por una u otra tecnología.”

Respecto de planes concretos de inversión en ERNC, la mayoría de las empresas pertenecientes a este grupo están tomando un enfoque bastante pasivo al estar solamente realizando estudios de preinversión para el desarrollo de proyectos de cogeneración con biomasa y eólicos, donde la decisión final de invertir dependerá de la competitividad de estas tecnologías. Debido a que existen iniciativas para el apoyo de la ERNC que aun se encuentran en discusión, todavía no existe claridad sobre la competitividad de las ERNC respecto de las tecnologías tradicionales. Esta situación inhibe las estrategias de largo plazo para el desarrollo de ERNC dentro de este grupo de empresas, lo cual atenta contra el limitado tiempo que existe para el cumplimiento de la meta.

Las empresas que se han atrevido a invertir en ERNC se han topado con barreras tanto económicas como estructurales, muchas de las cuales solamente pueden revelarse al involucrarse en el desarrollo de proyectos. En el caso de las barreras económicas, algunos de los entrevistados señalaron que éstas no existen, sino que lo que hay es una falta de incentivos, situación que debe mantenerse. Esta visión es consistente con los ajustes más recientes en las políticas energéticas del país y con los principios bajo los cuales está fundado el mercado.

En el caso de las barreras estructurales, el panorama es diferente. Primero, la ausencia de un agente comercializador de energía no permite a los usuarios manifestar sus preferencias respecto al tipo de energía que desean utilizar. Una segunda barrera muy importante se relaciona con la negativa actitud del mercado hacia los generadores pequeños. Esta barrera es un serio impedimento para el cumplimiento de la meta, y atenta contra las esperanzas del Ejecutivo de que ésta sea alcanzada mediante la implementación de muchos proyectos pequeños. También es importante considerar el riesgo de obsolescencia relacionado con tecnologías de ERNC

inmaduras; en un mercado liberalizado como el chileno, algunas tecnologías ERNC instaladas ahora podrían quedar en desventaja competitiva en caso de que la tecnología mejore y los costos de generación disminuyan.

4.2.1.2 La visión de las nuevas generadoras

Este grupo está compuesto de nuevos actores en el mercado que tienen intenciones de realizar inversiones cuantiosas en ERNC. Muchas de las empresas pertenecientes a este grupo tienen planes importantes de inversión que no han llevado a cabo debido a que “no pueden competir con las fuentes tradicionales en un mercado liberalizado”. Según su perspectiva, “a las compañías de generación que poseen una participación de mercado importante les gustaría mantener el status quo, y se resistirán cautelosamente a cualquier cambio en las políticas orientados a favorecer el desarrollo de ERNC”.

El consenso entre los entrevistados pertenecientes a este grupo es que la meta no será cumplida bajo las actuales condiciones de mercado, pero el establecimiento de metas es positivo, ya que genera presión en el ejecutivo para proveer las condiciones necesarias para el desarrollo de ERNC. Para que las ERNC tengan una oportunidad, las políticas deben ser modificadas “en el espíritu existente”, evitando los subsidios pero creando un mercado para las ERNC. Esta “cuota de mercado” estaría alineada con la política energética chilena, en el sentido que “las ERNC competirían en su propio mercado, tal como las tecnologías tradicionales lo hacen en el suyo”. Este enfoque sería deseable para el mercado, ya que a pesar que los costos agregados de generación subirían, se producirían grandes beneficios en términos de la diversificación del suministro de energía y la disminución de la exposición a los shocks en el precio del petróleo.

Algunos de los integrantes de este grupo también mencionaron las dificultades a las que se han visto enfrentados a causa de especulación de ciertos empresarios que compran o concesionan terrenos con la intención de prospectar recursos eólicos, a precios que muchas veces dificultan el desarrollo futuro de proyectos por parte de los inversionistas, quienes deben sub-

secuentemente pagar un precio extremadamente alto a estos actores para desarrollar sus proyectos. Esto ha causado que muchos lugares con potencial de desarrollo se queden sin posibilidades de desarrollo. Según uno de los entrevistados, debería existir algún tipo de regulación territorial que asegure que esta especulación no vaya a detener la inversión en proyectos que tienen un alto potencial de generar un aporte importante al desarrollo sostenible.

4.2.2. La pequeña y mediana empresa

Debido a que el gobierno confía en que este grupo puede generar un aporte muy importante para el cumplimiento de la meta, es muy importante analizar sus perspectivas.

14 de 15 de las personas consultadas cree que la meta no será cumplida bajo las actuales condiciones del mercado. Según un 92% de los entrevistados, las últimas modificaciones en la política energética – que según las autoridades deberían darle un impulso importante a las ERNC – no están bien orientadas para lograr estos objetivos. Existe, entonces, una brecha importante entre la visión de las autoridades y la de un grupo que se espera contribuya de manera muy importante al desarrollo de las ERNC, la cual debe ser eliminada lo antes posible para mejorar las posibilidades de cumplimiento de estos importantes objetivos.

De acuerdo a este grupo, las barreras más importantes para el desarrollo de ERNC están relacionadas con la estructura del mercado de electricidad y los costos y acceso a un financiamiento adecuado.

El financiamiento también fue considerado un problema, especialmente en el caso de la pequeña y mediana empresa. Este problema es agravado debido a la percepción que existe por parte de los bancos y otros organismos financieros, que exigen garantías o colaterales extra-proyecto a los desarrolladores.

Para acceder a un financiamiento adecuado, las entidades financieras exigen colaterales extra-proyecto a los

desarrolladores, debido a la percepción generalizada en el sector sobre los altos riesgos inherentes a las ERNC. Como alrededor de un 75% de los pequeños desarrolladores esperan conseguir parte o todo su financiamiento por medio de deuda, estos requerimientos provocan una merma en la competitividad de las ERNC respecto de las tecnologías tradicionales.

Esta situación podría mejorar sustancialmente mediante el establecimiento de un mercado de cuotas, el acceso a créditos blandos y la estabilización de los precios de ERNC en el largo plazo.

5 | ¿Qué dicen los números?

El objetivo de esta sección es obtener un mayor conocimiento acerca de las posibilidades de cumplir la meta, mediante un análisis de los planes de inversión y las proyecciones de crecimiento tanto privadas como de

la CNE. Se presenta además un análisis económico donde se compara la competitividad de varios proyectos de generación eléctrica, tanto ERNC como tradicionales.

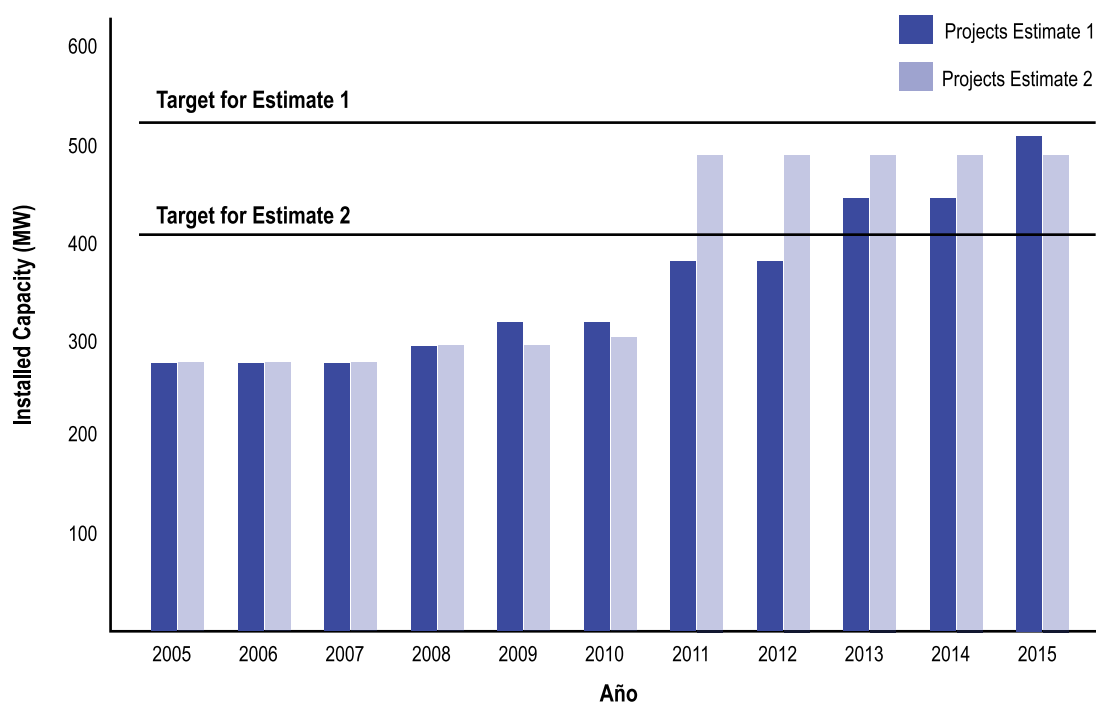
5.1. Análisis de proyectos

En el Capítulo 2 se presentaron dos estimaciones para el crecimiento de la capacidad instalada del SIC. La Estimación 1 (CNE) indica que 3,503 MW de capacidad instalada serán añadidos al sistema hasta el 2010. De estos, solamente 40 MW, o un 1%, corresponden a

ERNC (CNE 2006). Estas proyecciones oficiales están muy lejos de los 525 MW ⁷ que se necesitan para alcanzar la meta, incluso si se consideran los proyectos incluidos en el plan de obra de la CNE más allá del 2010 (Figura 3).

Figura 3

Proyecciones de Crecimiento de ERNC al 2010



Fuente: CNE, 2006 y CBC, 2006.

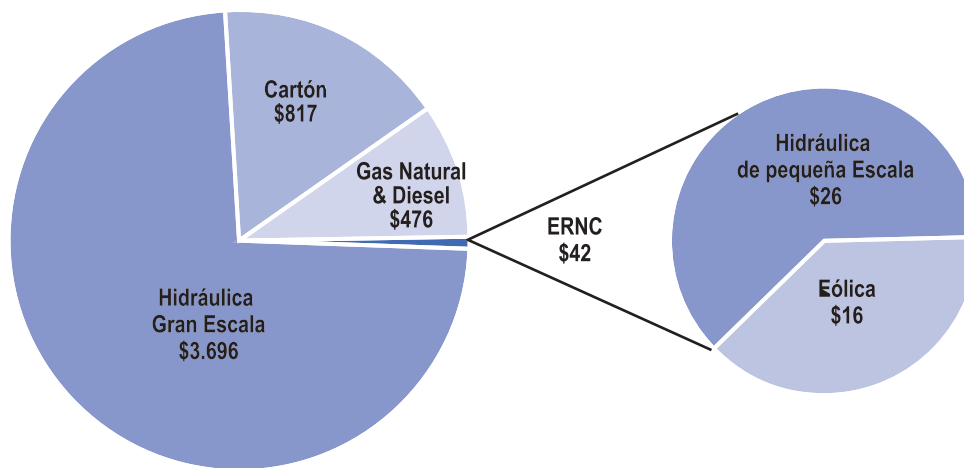
⁷ 525MW corresponden a un 15%15% de los 3,503MW considerados en las proyecciones oficiales de la CNE.

Es interesante notar que las proyecciones oficiales para el crecimiento del sector eléctrico no reflejan las intenciones del gobierno para el desarrollo de ERNC. Una de las razones es que la CNE solamente considera los proyectos mediante los cuales se satisface la demanda al menor costo, para los próximos diez años sujeto a las condiciones actuales del mercado. Este mecanismo deja por lo tanto de lado a las ERNC, que en general son más caras que las tecnologías tradicionales. Esta divergencia entre la estrategia del gobierno y las recomendaciones del regulador para el desarrollo de largo plazo del sector eléctrico sugeriría que la estrategia de considerar solamente el menor costo de abastecimiento para el diseño del sistema eléctrico podría no ser la más óptima, al dejar de lado los beneficios estratégicos de incrementar la fracción de ERNC al minimizar tanto los costos de generación como los riesgos asociados a un cierto mix de tecnologías (Awerbuch 2004).

Al analizar los proyectos que están siendo desarrollados por las empresas (la Estimación 2 en la Figura 2), la situación es incluso peor. De los 2,693 MW proyectados para comenzar a generar electricidad antes del 2010, solamente 29 MW corresponden a ERNC (CBC 2006). Del monto total de inversión, que alcanza a los US\$2,568 millones, solamente US\$42 millones corresponden a ERNC (Figura 4). Si se incluyen los proyectos a ser desarrollados más allá del 2010, la meta sería cumplida entre el 2010 y el 2015 (Figura 3). Este escenario refleja que las recientes modificaciones en las políticas energéticas para incentivar el desarrollo de ERNC no han sido del todo exitosas, y que posiblemente se requieran modificaciones más profundas que permitan alcanzar este objetivo.

Figura 4

Inversiones en el sector eléctrico (millones de US\$)



Fuente: CNE 2006.

Existen, además, una gran cantidad de proyectos ERNC en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA 2006), para el desarrollo de los cuales no existe certidumbre. Según varios de los desarrolladores

que presentaron estos proyectos, éstos no serán desarrollados a menos que las condiciones de mercado sean atractivas para su desarrollo.

5.2. Análisis económico

El análisis económico que se presenta a continuación fue llevado a cabo estimando los costos de generación para 23 proyectos que están presentes en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (9 proyectos), el “Catastro de las Inversiones en Energía Eléctrica para el Decenio 2006-2015” de la CBC (6 proyectos), y el Plan de Obras de la CNE (8 proyectos). Estos costos de generación fueron posteriormente utilizados para efectuar una comparación entre los diferentes proyectos y las diferentes tecnologías. Los resultados también fueron comparados con dos diferentes escenarios de precios regulados para el corto y largo plazo, para medir su competitividad. El amplio rango de proyectos considerado entrega una buena representación del desarrollo futuro del sector eléctrico en Chile. Los resultados se presentan en la Tabla 5.

El análisis económico que se presenta a continuación fue llevado a cabo estimando los costos de generación para 23 proyectos que están presentes en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (9 proyectos), el “Catastro de las Inversiones en Energía Eléctrica para el Decenio 2006-2015” de la CBC (6 proyectos), y el Plan de Obras de la CNE (8 proyectos). Estos costos de generación fueron posteriormente utilizados para efectuar una comparación entre los diferentes proyectos y las diferentes tecnologías. Los resultados también fueron comparados con dos diferentes escenarios de precios regulados para el corto y largo plazo, para medir su competitividad. El amplio rango de proyectos considerado entrega una buena representación del desarrollo futuro del sector eléctrico en Chile. Los resultados se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5

Costos de generación para diferentes proyectos, escenario actual

Empresa	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Capex (US\$/MWh)	OPEX (US\$/MWh)	Costos de generación (US\$/MWh)
Acciona	Eólico*	84.0	\$ 85.11	\$ 7.99	\$ 93.10
Innergy	Diesel, Gas Natural	120.0	\$ 6.49	\$ 70.50	\$ 76.99
Endesa Eco	Eólico*	9.9	\$ 64.75	\$ 9.83	\$ 74.58
CNE dev. Plan	GNL	385.0	\$ 8.62	\$ 55.03	\$ 63.65
CNE dev. Plan	Geotérmico*	40.0	\$ 46.47	\$ 2.00	\$ 48.47
AES Gener	Coal	250.0	\$ 14.51	\$ 31.44	\$ 45.95
CNE dev. Plan	Biomasa*	10.0	\$ 42.41	\$ 2.00	\$ 44.41
G&F Carran	Hidráulica de pasada*	12.0	\$ 34.62	\$ 4.42	\$ 39.04
Endesa Eco	Hidráulica de pasada*	9.0	\$ 19.80	\$ 3.81	\$ 23.61
Endesa	Hidráulica de embalse	1,250.0	\$ 9.03	\$ 0.00	\$ 9.03

Fuente: Adaptado de Steinacker, 2006.

Como se puede apreciar en la Tabla 5, los costos de generación para ERNC (marcadas con *) varían entre los 23.61 y los 93.10 [US\$/MWh], siendo la energía eólica la más cara, y la hidráulica de pasada la más económica. A pesar de mostrar altos costos de generación, las tecnologías basadas en los combustibles fósiles tienen la ventaja de poder vender la energía que generan en el mercado de punta, cuando los precios son más altos. Esta ventaja también permite que este tipo de tecnologías reciban una mayor fracción de ingresos asociada a la potencia, que en el caso de este tipo de generadores pueden contribuir alrededor de un 30% de los ingresos totales.

También se puede apreciar que en el caso de las ERNC, las inversiones de capital (CAPEX) explican una gran parte de los costos totales de generación (CAPEX + OPEX), al contrario de los proyectos basados en combustibles fósiles, donde los costos operacionales (OPEX) explican la mayor parte de éstos, y están compuestos principalmente por el costo del combustible en sí. Esta es una característica común de las ERNC (Sawin 2004).

En caso que la ley de fomento a ERNC sea aprobada, podría haber un incentivo para este tipo de proyectos, el cual puede llegar hasta los US\$25/MWh. En este caso, los proyectos eólicos podrían competir de mejor manera con el resto de las tecnologías. En la tabla 8 se muestran los mismos proyectos analizados en la Tabla 6, considerando además estos incentivos.

Tabla 6

Costos de generación para diferentes proyectos, escenario Ley de Fomento a ERNC aprobada

Empresa	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Capex (US\$/MWh)	OPEX (US\$/MWh)	Costos de generación (US\$/MWh)
Innergy	Diesel, Gas Natural	120.0	\$ 6.49	\$ 70.50	\$ 76.99
Acciona	Eólico*	84.0	\$ 85.11	\$ 7.99	\$ 68.10
CNE dev. Plan	GNL	385.0	\$ 8.62	\$ 55.03	\$ 63.65
Endesa Eco	Eólico*	9.9	\$ 64.75	\$ 9.83	\$ 49.58
AES Gener	Coal	250.0	\$ 14.51	\$ 31.44	\$ 45.95
CNE dev. Plan	Geotérmico*	40.0	\$ 46.47	\$ 2.00	\$ 23.47
CNE dev. Plan	Biomasa*	10.0	\$ 42.41	\$ 2.00	\$ 19.41
G&F Carran	Hidráulica de pasada*	12.0	\$ 34.62	\$ 4.42	\$ 14.04
Endesa	Hidráulica de embalse	1,250.0	\$ 9.03	\$ 0.00	\$ 9.03
Endesa Eco	Hidráulica de pasada*	9.0	\$ 19.80	\$ 3.81	-\$ 1.39

Fuente: Adaptado de Steinacker, 2006.

El análisis económico también incluye una comparación de los costos de generación con proyecciones para los precios de la electricidad para el costo y largo plazo,

para diferentes factores de capacidad ⁸. Estas proyecciones se obtuvieron a partir de las percepciones de los entrevistados (Escenario A), y se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7

Proyecciones del Precio Medio de la electricidad en el SIC (US\$/MWh)

Período	2006-2010 (línea punteada)	2011-2100 (línea sólida)
Factor de planta = 30%	\$ 53.00	\$ 32.29
Factor de planta = 100%	\$ 60.00	\$ 37.64

Fuente: Entrevistados.

Como se puede apreciar en la Figura 5, a un factor de capacidad de 30%, los únicos proyectos ERNC que son competitivos en el largo plazo corresponden a proyectos hidráulicos de pasada. En el caso del viento, los costos

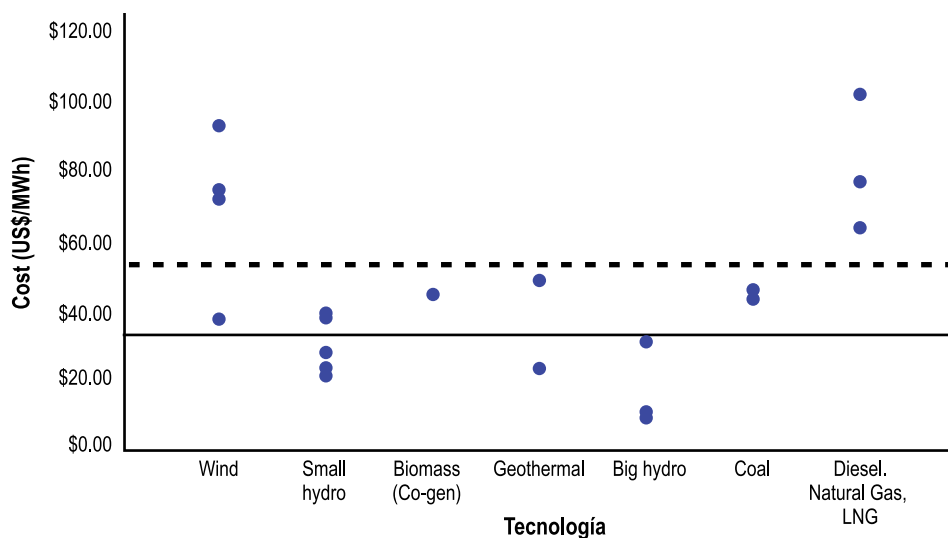
de generación se encuentran bastante más arriba que el precio de largo plazo para la electricidad, haciéndolos muy difíciles de desarrollar a menos que se introduzcan incentivos económicos.

8

El factor de capacidad afecta la contribución del precio de la potencia al precio monómico.

Figura 5

Costos de generación vs. precio de la energía, FP=30%



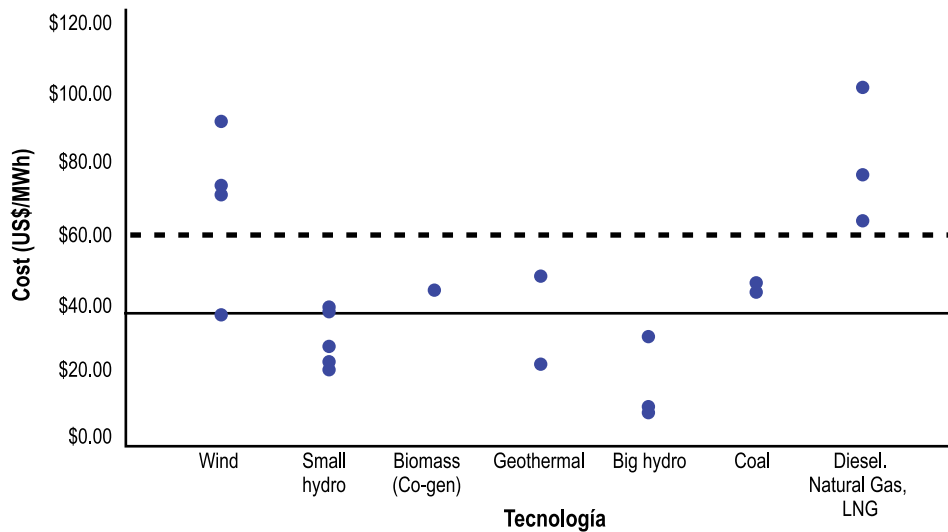
Fuente: Steinacker, 2006.

Debido a que los proyectos geotérmicos y de biomasa no sufren de la intermitencia asociada a proyectos eólicos o hidráulicos de pasada, los costos de generación para proyectos en estas categorías deben ser comparados con un escenario que considere un 100% de factor de capacidad en el precio (Figura 6). Los costos de generación para estas tecnologías están cerca de las estimaciones de precio, por lo que serían potencialmente competitivos en el largo plazo. Sin embargo, estos proyectos podrían sufrir con la volatilidad de los precios

de electricidad, el encontrarse muy cerca del margen; los desarrolladores deben entonces tomar las medidas necesarias para evitar un nivel de riesgo inmanejable. Los proyectos analizados en el caso de estas tecnologías pertenecen a los planes de desarrollo de la CNE. Como se puede apreciar en el caso del viento, los costos de generación tienden a ser subestimados por el regulador; si este fuera el caso para los proyectos geotérmicos y de cogeneración con biomasa, se necesitarán incentivos económicos para hacerlos atractivos.

Figura 6

Costos de generación vs. precio de la energía, FP=100%



Fuente: Steinacker, 2006.

Las estimaciones de precios de la electricidad para el corto plazo son sustancialmente mayores que para el largo plazo. Debido a que los horizontes de inversión para proyectos de energía son bastante amplios, es necesario que estos proyectos sean competitivos en el largo plazo. A pesar que los precios altos de corto pla-

zo son condiciones muy deseables para las inversiones en proyectos ERNC intensivos en capital, es improbable que los desarrolladores basen sus decisiones de inversión de proyectos de largo plazo solamente en precios atractivos de corto plazo.

6 | Recomendaciones para las políticas energéticas

En todos los países donde las ERNC se han desarrollado con éxito, los inversionistas gozan de “una seguridad brindada por señales de mercado fuertes y claras, y mecanismos de apoyo para este tipo de tecnologías” (Sonntag-O’Brien 2004). Este no es el caso de Chile, donde el problema se reduce esencialmente a que existe una meta de generación con ERNC, pero no hay mecanismos para cumplirla.

Este capítulo presenta alternativas regulatorias y financieras para el desarrollo de las ERNC, y luego presenta algunas recomendaciones para el caso de Chile.

6.1. Marcos regulatorios para el desarrollo de ERNC

Existen básicamente dos tipos de marcos regulatorios para el desarrollo de ERNC – incentivos a la tarifa y sistemas de cuota. Los incentivos a la tarifa fijan el precio de venta para las diferentes tecnologías (generalmente reflejando los costos asociados a cada una de ellas) y permiten al mercado determinar la capacidad. Los sistemas de cuota hacen justo lo contrario; se determina una cierta cantidad objetivo, la cuota, y el mercado se encarga de determinar el precio para la generación con ERNC. A la fecha, los mercados donde se han implementado incentivos a la tarifa han sido los más exitosos en aumentar la cantidad de ERNC, y son generalmente más fáciles de implementar y regular (Sawin 2004), (Menanteau, Finon et al. 2003).

Un claro ejemplo de la mayor efectividad de los sistemas de incentivos a la tarifa puede encontrarse al comparar los 2,050 y 2,070 MW capacidad eólica instalados respectivamente en Alemania y España durante el 2004, donde existen incentivos a la tarifa, con los 250MW que fueron añadidos en el Reino Unido, donde hay un sistema de cuota (REN21 2005).

En general, los sistemas de cuota tienden a promover los proyectos y tecnologías más económicos, y dan además una certidumbre sobre la fracción total de ERNC que estará presente en el sistema, limitándose de esta manera los costos totales de generación asociados a estas tecnologías. Dadas las características del mercado eléctrico chileno, la implementación de un sistema de cuotas sería más apropiada que un sistema de incentivos a la tarifa, que crean una intervención mucho más profunda en los mercados.

6.2. Una estrategia para el desarrollo de ERNC en Chile

6.2.1. Cumplir con la meta

Lo más efectivo para cumplir con la meta es remover las barreras que impiden el desarrollo de la generación hidráulica de pequeña escala, que corresponde a la tecnología más viable económicamente de todas las ERNC. Puesto que las barreras que deben removerse no son económicas, intervenir el mercado para eliminarlas seguiría el espíritu que lo caracteriza, y sería entonces aceptable por todos los actores del mercado.

La remoción de estas barreras beneficiaría a su vez a los proyectos no-hidráulicos que sean económicamente factibles, permitiendo a los desarrolladores ganar experiencia en una amplia gama de tecnologías ERNC, lo que les permitiría reaccionar rápidamente cuando mejoras económicas suficientemente grandes estén disponibles para hacer competitivas a estas tecnologías con las tradicionales.

El lado negativo de este enfoque sería una mayor fracción de energía hidráulica en el sistema, lo cual lo haría más vulnerable a sequías, que bajo las actuales condiciones de escasez de gas natural sería un resultado poco deseable.

6.2.2. Crear un mercado de cuotas para ERNC, pero dejar la generación hidráulica fuera

El Gobierno debe definir una estrategia de largo plazo para el desarrollo de las ERNC y seguirla (Berry and Jacard 2001). Modificaciones en las políticas que afectan a las ERNC han ido viniendo durante varios años, y es probable que esto siga así. Esta situación provoca incertidumbre, situación que no es deseable en la implementación de este tipo de proyectos.

La creación de mercados de cuota para el desarrollo de ERNC crearía diversos beneficios que usualmente no son tomados en cuenta de manera correcta por los hacedores de políticas. Primero, la dependencia tanto de

combustibles fósiles como de energía hidráulica sería reducida, disminuyéndose de esta manera los riesgos hidrológicos y aquellos asociados a la exposición del mercado eléctrico a incrementos y la volatilidad en los precios de los combustibles fósiles.

La determinación de la cantidad óptima puede realizarse aplicando un enfoque de portafolios de media-varianza, como se sugiere en Awerbuch, 2004. Este enfoque minimizaría los costos de generación, sujeto a un nivel aceptable de riesgo del sistema eléctrico, en vez de enfocarse solamente en encontrar las alternativas de menor costo, como se realiza en la actualidad.

A pesar de que la CNE y las empresas incluyen algunos de estos conceptos cuando estiman el parque de generación óptimo mediante la definición del costo de falla y la diversificación de la generación dentro de una misma generadora, un enfoque de portafolios tendría el potencial de mitigar problemas como la crisis del gas argentino en el futuro (Voogt, Boots et al. 2000).

También es importante internalizar los impactos asociados al incremento de ERNC en el sistema, asociados por ejemplo al paisaje, el bienestar, la vida silvestre y la calidad del aire. Estos factores deben ser considerados en el diseño de procesos de cualquier mecanismo de soporte para las ERNC (Bergmann, Hanley et al. 2006).

6.2.3. Crear un mercado minorista de electricidad

Con el tratamiento de las aguas servidas, que prácticamente duplicó los costos asociados a este servicio para los consumidores, se demostró que la sociedad chilena está dispuesta a internalizar costos ambientales, creándose de esta manera un argumento válido para permitir que los consumidores que están dispuestos a pagar por energía limpia demanden ERNC de las generadoras. Este esquema ha sido crucial para el desarrollo de un mercado de ERNC en el Reino Unido (Fouquet 1998).

6.2.4. Crear un marco de inversiones para ERNC

Los bancos y desarrolladores demandan tasas de retorno acordes a los riesgos que enfrentan los proyectos. Al asegurar que los generadores de ERNC puedan vender la energía que generan a los consumidores a un precio que asegure su competitividad en el largo plazo, estos riesgos pueden ser reducidos, disminuyéndose así la tasa de retorno necesaria para realizar un proyecto. Esto produciría una disminución en los costos de generación para ERNC, y beneficiaría al mercado al incrementar la cantidad de proyectos a ser implementados.

La naturaleza de las ERNC las hace en general poco atractivas para los inversionistas. Estos proyectos, que en general se caracterizan por ser intensivos en capital y por requerir períodos largos de recuperación de la inversión, requieren “marcos regulatorios estables, claros y consistentes” para atraer capital de desarrollo (REEEP). Las líneas de acción que se presentan a continuación, adaptadas de REEEP (2006), ilustran las tareas necesarias para superar las dificultades financieras para el desarrollo de las ERNC.

- Construir capacidad y conciencia dentro de las instituciones financieras existentes liberará fondos para las ERNC;
- Incrementar la experiencia en la implementación de proyectos ERNC brindará lecciones importantes para el sector financiero;
- Los fondos públicos pueden ser utilizados como un catalizador para incrementar la capacidad de financiamiento para las ERNC, a través de garantías que pueden disminuir el retorno que exigen las instituciones financieras;

- Las experiencias existentes de modelos financieros exitosos para la implementación de proyectos ERNC debe ser compartida entre las diferentes instituciones financieras y utilizadas para levantar fondos de agencias financieras multilaterales;

- Las instituciones financieras deben expandir su enfoque y construir experiencia en mercados y economías en desarrollo.

Los desarrolladores también deben tomar conocimiento sobre todos los incentivos que están disponibles para su utilización (Charters 2001). Los mercados de carbono, incentivos CORFO para la etapa de preinversión en los proyectos y las exenciones de peajes de transmisión son solamente los instrumentos inmediatamente disponibles en el caso de Chile. Estos incentivos representan solamente una pequeña porción del financiamiento total necesario para desarrollar los proyectos de ERNC, y necesitan por lo tanto ser combinados con otros instrumentos y recursos. De acuerdo al Banco Mundial (2006), “aún con un marco regulatorio mejorado y el uso de instrumentos para la mitigación del riesgo político, el desafío de financiar costos incrementales y reducir los riesgos asociados a la tecnología serán significativos. Estos problemas pueden ser enfrentados mediante instrumentos financieros innovadores”.

Los recursos provenientes de donaciones no jugarán un papel significativo en el desarrollo de las ERNC en Chile. Al ser un país de ingreso medio, Chile no recibe fondos sustanciales desde Asistencia Oficial para el Desarrollo. El total recibido el 2004 alcanzó los 3 US\$ per capita (49 millones US\$), comparado con un promedio de 13 US\$ para los países de Latinoamérica y el Caribe (The World Bank 2006). Estos recursos deben ser utilizados como catalizador para crear capacidad doméstica de desarrollo y transferencia tecnológica.

7 | Conclusiones

Es muy posible que el desarrollo de ERNC termine estancándose, a menos que las autoridades reaccionen pronto. Como se pudo apreciar en los capítulos 4 y 5, el mercado de ERNC está experimentando presiones económicas, estructurales y técnicas que frenan su desarrollo. Para evitar esta situación de bloqueo, la convicción de que los incentivos provistos para el desarrollo de

ERNC hasta la fecha son suficientes, debe ser eliminada lo antes posible.

Las metas en sí no son capaces de crear nuevos mercados, pero las políticas que se gatillan por la necesidad de cumplirlas pueden lograr este objetivo.

7.1. Seguridad energética

El aumentar la cantidad de ERNC en la matriz energética chilena sería, sin lugar a dudas, un aporte a la seguridad energética, disminuyéndose la exposición a las fluctuaciones e incrementos en los precios de los combustibles fósiles. El cumplimiento de la meta representaría un primer paso significativo en pos de estos objetivos, pero como se vio en el capítulo 4, el nivel de desarrollo esperado para las ERNC en los próximos años no logrará crear una diferencia sustancial con la situación actual en estas materias.

Las presiones relacionadas con la seguridad energética que el sistema está enfrentando están más bien relacionadas con la escasez de gas natural argentino, la alta dependencia hidráulica y la entrada de los grandes proyectos hidráulicos de Aysén. La expectativa de que proyectos relativamente económicos y de gran envergadura entren al sistema en el largo plazo produce efectos desastrosos para la seguridad energética de mediano y corto plazo, ya que éstos producen fluctuaciones en el precio, y por lo tanto incertidumbre sobre los precios de la energía en el mediano y largo plazo.

7.2. La meta y las barreras para su cumplimiento

A pesar que el desarrollo de ERNC es un medio efectivo para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, los desarrollos que se esperan en la generación a carbón provocarían un aumento en el factor de emisión del sistema.

El mayor aporte que puede generar la meta en este ámbito está ligado a que esta pequeña contribución a la mitigación del cambio climático aumentará la conciencia social en este tema. Esto será importante cuando el mercado permita que los consumidores demanden fuentes de energía más limpias, y preparará al mercado para un desarrollo de ERNC más extenso, a medida que estas fuentes se van haciendo competitivas con las fuentes tradicionales. Un fracaso en el cumplimiento de la meta provocaría entonces un retraso en este proceso.

El objetivo de este trabajo es dar una respuesta a las siguientes preguntas:

- 1- ¿Puede cumplirse la meta gubernamental de ERNC bajo las actuales condiciones de mercado?
- 2- Si no, ¿cuáles son las razones por las cuáles la meta no será cumplida?
- 3- ¿Qué necesitan hacer los tomadores de decisiones y las empresas para asegurarse de cumplir la meta y asegurar un cierto nivel de penetración de mercado para las ERNC en el futuro?

El mercado eléctrico liberalizado en Chile no provee los incentivos suficientes para el desarrollo de las ERNC,

en tanto la literatura sugiere que estas tecnologías solamente han prosperado en mercados en los cuales se les ha brindado un soporte financiero adecuado. Estos incentivos limitados son entonces incapaces de ofrecer el empuje necesario para que la mayoría de las ERNC logren ser competitivas con las tecnologías tradicionales. Tanto los entrevistados como el análisis cualitativo y cuantitativo presentado en este trabajo reflejan estos defectos, y en consecuencia sugieren que la meta de ERNC no será cumplida bajo las actuales condiciones de mercado.

Las principales razones para esto se refieren a la falta de incentivos disponibles para apoyar el desarrollo de estas tecnologías, las cuales son relativamente caras, y el limitado período de cumplimiento asociado a la meta. Como se vio en el análisis económico, la única tecnología que muestra un cierto potencial de desarrollo bajo estas condiciones es la pequeña hidráulica.

Los proyectos de pequeña escala que muestran un cierto nivel de competitividad serán cruciales ante cualquier intento de cumplir con la meta. Estos proyectos son usualmente llevados a cabo por desarrolladores que están sujetos a muchas barreras. Estas barreras han sido identificadas como una relación poco amistosa entre el mercado eléctrico y este grupo, la falta de acceso a recursos financieros y una estructura de la red eléctrica que produce problemas técnicos importantes para este tipo de proyectos. Aunque las recientes modificaciones regulatorias han comenzado a lidiar con algunos de estos problemas, no hay garantías de que ellos vayan a ser resueltos. De hecho, como los resultados de esta investigación sugieren, los desarrolladores pequeños aun están sujetos a estos problemas, lo que sugiere que la efectividad de estas modificaciones debe evaluarse y modificarse acorde a los resultados.

Es crucial que las barreras asociadas a los recursos financieros sean levantadas lo antes posible, ya que corresponde a una de las barreras más importantes. La percepción que tienen los inversionistas de que los

proyectos de ERNC de pequeña escala poseen un perfil de riesgo elevado ha provocado que éstos demanden retornos más altos y colaterales extra-proyecto, lo que hace muy difícil que los proyectos se materialicen. Esto, sumado a la falta de instrumentos financieros adecuados podría complicar seriamente el desarrollo de un mercado de ERNC.

El período de cumplimiento también presenta un problema importante para el desarrollo de ERNC. Con menos de cuatro años para más que duplicar la capacidad instalada de ERNC en el sistema, cumplir la meta será un desafío importante para los desarrolladores, incluso bajo condiciones favorables. Se necesita crear alternativas para reducir el período de desarrollo de los proyectos ERNC rápidamente.

Para mejorar las posibilidades de alcanzar la meta, y asegurar una penetración de mercado más profunda por parte de las ERNC, es crucial que la brecha existente entre las posiciones de las autoridades y los desarrolladores sea acertada. La creencia por parte de las autoridades de que las actuales condiciones de mercado proveen condiciones favorables para el desarrollo de las ERNC debe ser eliminada. A pesar de que el establecimiento de metas representa un primer paso muy común para el desarrollo de ERNC, éstas siempre deben ir acompañadas de medidas adecuadas e incentivos que permitan su cumplimiento.

Las inversiones en ERNC tienen también el potencial de generar beneficios importantes para la mitigación del cambio climático. En el contexto de un mercado liberalizado como el chileno, los inversionistas solamente considerarán estos beneficios una vez que se les asigne un valor tangible asociado a la internalización de los costos ambientales en los costos de generación eléctrica para las diferentes tecnologías que interactúan en el mercado.

8 | Anexos

8.1. Resumen Ejecutivo

La importancia de las fuentes de energía renovable está aumentando a medida que las presiones medioambientales y geopolíticas incentivan a los países a buscar alternativas a los combustibles fósiles. De esta manera, las fuentes de energía renovables, que usualmente son más caras que las fuentes tradicionales, han sido desarrolladas exitosamente en mercados que brindan suficientes incentivos para éstas, como es el caso de Alemania y España, donde existen incentivos asociados a la tarifa que permiten el desarrollo de proyectos rentables. El gobierno chileno ha anunciado una ambiciosa meta para el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), con el objetivo de que el sector eléctrico chileno sea más independiente de las fuentes energéticas importadas. Si la meta se cumple, la capacidad instalada de ERNC debería duplicarse entre el 2006 y el 2010. Luego de realizar un análisis sobre las visiones del gobierno y el sector privado por medio de entrevistas y una encuesta, estudiar la capacidad de ERNC que será instalada de aquí al 2010 y evaluar la competitividad de proyectos ERNC seleccionados, este trabajo concluye que, a pesar que la meta tiene sentido

desde los puntos de vista de seguridad energética y ambientales, ésta no será cumplida bajo los actuales escenarios políticos y de mercado. Los factores que van a dificultar el cumplimiento de la meta están principalmente relacionados con el alto costo relativo de las ERNC, la falta de incentivos para su desarrollo y el limitado horizonte temporal al que está sujeta. Pese a que las autoridades han brindado algunos incentivos para este tipo de tecnologías, éstos son claramente insuficientes para romper las barreras de costo que la mayoría de los proyectos están enfrentando en la actualidad. La visión de las autoridades es que los incentivos que existen a disposición de los desarrolladores son suficientes para promover la inversión en ERNC a una escala adecuada para cumplir con la meta, en tanto que los desarrolladores aún están esperando que las autoridades creen las condiciones de mercado necesarias para esto. Para cumplir con la meta y asegurar una penetración de mercado de largo plazo para las ERNC, las autoridades deben ofrecer un marco estable y sostenible, que no atente contra las condiciones liberalizadas que caracterizan al mercado chileno de electricidad.

8.2. Acrónimos y abreviaturas

CAPEX: Inversiones de capital
CBC: Corporación de Bienes de Capital
CDM (MDL): Clean Development MEchanism (Mecanismo de Desarrollo Limpio)
CNE: Comisión Nacional de Energía de Chile
CO2: Dióxido de Carbono
CORFO: Corporación de Fomento de la Producción
EIA: Evaluación de Impacto Ambiental
ERNR: Energías Renovables No Convencionales
GEI: Gases Efecto Invernadero
GNL: Gas Natural Licuado
IEA: Internacional Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
IPCC: Intergovernmental Panel of Climate Change (Panel Intragubernamental de Cambio Climático)
NEF: New Energy Finance
OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ONG: Organización No Gubernamental
OPEX: Gastos Operacionales
PIB: Producto Interno Bruto
Ppm: Partes por millón
PSE: Plan de Seguridad Energética
PV: Fotovoltaicas
REEEP: Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership
SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SIC: Sistema Interconectado Central
SING: Sistema Interconectado Norte Grande
(UNDP): Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
UNEP: United Nations Environment Programme
(PNUMA): (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente)
US\$: United States Dollars (Dólares de Estados Unidos)

Unidad	Nombre	Equivalente a:
W	watt	1 [W]
MW	megawatt	1,000,000 [W]
MWh	megawatt - hora	1,000,000 [Wh]
GWh	gigawatt - hora	1,000,000,000 [Wh]
TWh	terawatt - hora	1,000,000,000,000 [Wh]

8.3. Bibliografía

- Asif, M. and T. Muneer (2007). "Energy supply, its demand and security issues for developed and emerging economies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11(7): 1388-1413.
- Awerbuch, S. (2004). *Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Implications for Renewables and Energy Security*. Prepared for REEEP Environment Policy Department Foreign and Commonwealth Office, London and Division of Technology, Industry and Economics United Nations Environment Programme, Paris.
- Awerbuch, S. and R. Sauter (2006). "Exploiting the oil-GDP effect to support renewables deployment." *Energy Policy* 34(17): 2805-2819.
- Bacon, R. (2005). *The Impact of Higher Oil Prices on Low Income Countries and the Poor: Impacts and Policies*, ESMAP.
- Bash, D. and S. Malveaux (2006). Bush has plan to end oil 'addiction'. CNN.
- Bergmann, A., M. Hanley, et al. (2006). "Valuing the attributes of renewable energy investments." *Energy Policy* 34(9): 1004-1014.
- Berry, T. and M. Jaccard (2001). "The renewable portfolio standard:: design considerations and an implementation survey." *Energy Policy* 29(4): 263-277.
- Bielecki, J. (2002). "Energy security: is the wolf at the door?" *The Quarterly Review of Economics and Finance* 42(2): 235.
- CBC (2006). *Catastro de las Inversiones en Energía Eléctrica para el Decenio 2006-2015 (Electric Energy Investments Survey for 2006-2015)*. Santiago, Chile, Corporación de Desarrollo Tecnológico de Bienes de Capital.
- CNE (2006). *Fijación de Precios Nudo, Abril de 2006, Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo*. Santiago, Chile, Comisión Nacional de Energía.
- CNE (2006). *Seguridad Energética: Escenarios y Estrategias*. Icare, Santiago, Chile, Comisión Nacional de Energía.
- CORFO. (2007). "Apoyo a proyectos de Energías Renovables No Convencionales." de <http://www.corfo.cl/index.asp?seccion=1&id=2814>.
- Charters, W. W. S. (2001). "Developing markets for renewable energy technologies." *Renewable Energy* 22(1-3): 217-222.
- EIA (2006). *Annual Energy Outlook 2006*. Washington, DC, U.S. Department of Energy.
- Fouquet, R. (1998). "The United Kingdom demand for renewable electricity in a liberalised market." *Energy Policy* 26(4): 281-293.
- Galetovic, A., J. Inostroza, et al. (2006). "Abastecimiento eléctrico en el SIC 2006-2010: ¿Qué tan probable es un déficit?" *Puntos de Referencia*, Centro de Estudios Públicos (279).
- IEA (2004). *World Energy Outlook 2004*, International Energy Agency (IEA).
- IPCC (2007). *Summary for Policymakers. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Menanteau, P., D. Finon, et al. (2003). "Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy." *Energy Policy* 31(8): 799-812.

- Mercurio, E. (2005). *Cronología de la Crisis*. El Mercurio. Santiago.
- Owen, A. D. (2006). "Renewable energy: Externality costs as market barriers." *Energy Policy* 34(5): 632-642.
- Oxburgh, R. (2006). *Energy & Climate - action time -*. Green College Lecture Series, Green College Oxford.
- Paish, O. (2002). "Small hydro power: technology and current status." *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 6(6): 537-556.
- Pollitt, M. G. (2005). *Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries*. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0448, CMI Working Paper 51, The Cambridge - MIT Institute.
- REEEP. (2007). "Innovative Financing." <http://www.reeep.org/index.cfm?articleid=4>.
- REN21 (2005). *Renewables 2005 Global Status Report*. Washington, DC, Worldwatch Institute.
- Sawin, J. L. (2004). *National Policy Instruments, Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World*. International Conference for Renewable Energies. Bonn.
- SEIA. (2007). "Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental" de http://www.e-seia.cl/busqueda/buscarProyectoAction.php?busca=true&externo=1&nombre=&presentacion=AMBOS&dia_desde=1&mes_desde=8&ano_desde=1995&dia_hasta=31&mes_hasta=8&ano_hasta=2006&diac_desde=1&mesc_desde=8&anoc_desde=1995&diac_hasta=31&mesc_hasta=8&anoc_hasta=2006&estado=&orden=e.fecha_presentacion+desc&filasXpagina=10&id_tipoexpediente=110.
- Sonntag-O'Brien, V. (2004). *Mobilising Finance For Renewable Energies*. International Conference for Renewable Energies. Bonn.
- Steinacker, M. (2006). *Is it possible to meet the Chilean target for renewable energy generation under the current market and policy framework? Analysis and recommendations*. Environmental Change Institute, University of Oxford.
- The World Bank. (2006). "Aid and Development Assistance." <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/DATASTATISTICS/0,,contentMDK:20394658~menuPK:1192714~pagePK:64133150~piPK:64133175~theSitePK:239419,00.html>.
- The World Bank. (2006). "Factors behind developing countries' resilience to high oil prices." <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/EXTDEC/EXTDECPROSPECTS/EXTGBLPROSPECTSAPRIL/0,,contentMDK:20416578~menuPK:887691~pagePK:2470434~piPK:2470429~theSitePK:659149,00.html>.
- United Nations Environment Programme and New Energy Finance Ltd. (2007). *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2007*.
- Valdés, R. and C. Moreno (2005). *Colbun: Introducing the New Colbun*. Santiago, Chile, Santander Investment.
- Voogt, M., M. G. Boots, et al. (2000). "Renewable Electricity in a Liberalised Market - The Concept of Green Certificates." *Energy & Environment* 11(1): 65-79.

