



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DEL IMPACTO DE NUEVAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS EN LA
GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA**

PAULINA ALEJANDRA BASOALTO SAAVEDRA

PROFESOR GUÍA:
ALFREDO MUÑOZ RAMOS

MIEMBROS DE LA COMISION
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2013

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA
POR: PAULINA BASOALTO SAAVEDRA
FECHA:
PROF. GUÍA: ALFREDO MUÑOZ RAMOS

“ESTUDIO DEL IMPACTO DE NUEVAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS EN LA GENERACIÓN SOLAR Y EÓLICA”

En los últimos años, el tema energético y principalmente la diversificación de la matriz energética, se ha convertido en prioridad para el Gobierno de Chile. Es por esto que, en el año 2008, entra en vigencia la ley 20.257 como una forma de fomentar la inversión en centrales que utilicen Energías Renovables no Convencionales (ERNC). Esta ley impone un sistema de cuotas de retiros de energía generadas a partir de fuentes renovables, las que serán exigidas a las empresas que conforman los grandes Sistemas Eléctricos. Luego de esto, en el año 2011, se crea la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) la cual genera un informe sobre el estado actual de los sistemas y los desafíos futuros, planteando sugerencias para el mediano y largo plazo asociados al tema energético en Chile.

El objetivo principal de este trabajo de título, es presentar de una manera documentada las experiencias de otros países que utilizan políticas de fomento y posteriormente estudiar, a través de una evaluación simple, el efecto que tiene sobre la rentabilidad de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos la incorporación de un sistema de tarifas especiales o *feed-in tariffs*. Completado este análisis, se realiza el mismo estudio incorporando almacenamiento solar en sales fundidas y, en el caso del recurso eólico, por medio de baterías. Por último, se realizan diversos comentarios sobre el tema de las ERNC en Chile.

Respecto a los resultados obtenidos, se destaca que la aplicación del sistema de tarifas especiales aumenta considerablemente la rentabilidad de los proyectos, disminuyendo así el riesgo asociado a la gran inversión necesaria para la construcción de este tipo de centrales. En cuanto al almacenamiento, este es un tema que, salvo para el caso de suplir la generación en horas de demanda máxima, se propone a largo plazo, puesto que aún la inversión en este tipo de sistemas tiene un costo muy elevado.

Por último, se sugiere para trabajos futuros el estudio económico de tecnologías adicionales que no fueron abarcadas en este trabajo de título y que tienen altos costos de pre inversión, como la geotérmica.

Tabla de Contenido

1	Introducción.....	8
1.1	Motivación.....	8
1.2	Objetivos.....	8
1.2.1	Objetivo General.....	9
1.2.2	Objetivos Específicos.....	9
1.3	Alcances.....	9
1.4	Estructura de la Memoria.....	10
2	Antecedentes.....	11
2.1	Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).....	11
2.2	Energía Eólica.....	12
2.2.1	Ventajas.....	13
2.2.2	Inconvenientes.....	13
2.2.3	Aerogeneradores.....	14
2.3	Energía Solar.....	15
2.4	Almacenamiento de Energía.....	16
2.4.1	Baterías.....	16
2.4.2	Almacenamiento Térmico en Sales Fundidas.....	17
2.5	Aire Comprimido.....	18
2.5.1	Bombeo de Agua.....	19
2.6	Mercado eléctrico chileno.....	19
2.6.1	Institucionalidad.....	20
2.6.2	Centro de Energías Renovables.....	22
2.6.3	Características del mercado eléctrico.....	23
2.7	Estado del arte nacional.....	24
2.7.1	Capacidad Instalada ERNC.....	24
2.7.2	Marco Normativo.....	25
2.7.3	Tecnologías.....	30
2.7.4	Proyectos Eólicos y Solares en Chile.....	32
2.7.5	Recurso Solar Disponible.....	35
2.7.6	Recurso Eólico Disponible.....	36

2.7.7	Líneas de Transmisión	37
2.8	Estado del Arte Internacional	38
2.8.1	Energía Eólica	38
2.8.2	Energía Solar	40
2.8.3	Políticas de Fomento ERNC	41
3	Recopilación de Información	44
3.1	Datos SING	45
3.2	Centrales en Estudio	48
3.3	Estudio de Políticas de Fomento	50
3.3.1	Europa	51
3.3.2	Latino América	51
3.4	Incorporación Almacenamiento	52
3.4.1	Solar	52
3.4.2	Eólico	56
4	Metodología y Propuesta de Evaluación Económica	59
4.1	Incorporación de Fomento	59
4.2	Incorporación Almacenamiento	60
4.2.1	Solar	60
4.2.2	Eólico	62
5	Análisis de Resultados	64
5.1	Políticas de Fomento	64
5.2	Almacenamiento en Sales Fundidas	71
5.3	Almacenamiento con baterías	72
5.4	Otros análisis	74
5.4.1	Línea de Transmisión	74
5.4.2	Precio de la Energía	75
5.4.3	Incremento del porcentaje ERNC en Chile	77
6	Conclusiones	81
7	Bibliografía	83

Índice de Figuras

Figura 2.1: Esquema simplificado de funcionamiento de un aerogenerador.	13
Figura 2.2: Aerogeneradores de eje vertical.	14
Figura 2.3: Aerogenerador de Eje Horizontal.	15
Figura 2.4: Planta Gemmasolar España.	18
Figura 2.5: Participación de ERNC en Chile.	25
Figura 2.6: Avance de Potencia Instalada ERNC en Chile.	25
Figura 2.7: Cronología del proceso normativo.	26
Figura 2.8: Generación anual del Parque Eólico Canela.	31
Figura 2.9: Futuros Proyectos Solares y Eólicos por región en Chile.	35
Figura 2.10: Mapa Solar de Chile obtenido con Explorador Solar.	36
Figura 2.11: Mapa Recurso eólico en Chile.	37
Figura 2.12: Segmentos del Sistema de Transmisión en Chile.	38
Figura 2.13: Capacidad Instalada de Energía Eólica a Nivel Mundial.	39
Figura 2.14: Países con mayor capacidad instalada de energía eólica.	40
Figura 2.15: Países con mayor capacidad instalada de energía solar 2010.	40
Figura 3.1: Capacidad instalada por combustible en el SING 2011.	45
Figura 3.2: Generación bruta por Combustible en el SING 2011.	46
Figura 3.3: Costos marginales de energía nudo crucero 220 kV en [\$/kWh]	46
Figura 3.4: Costos Marginales Barra Crucero, Enero a Junio 2011.	46
Figura 3.5: Costos Marginales Barra Crucero, Julio a Diciembre de 2011.	47
Figura 3.6: Precio Medio de Mercado SING.	48
Figura 3.7: Proyectos Solares (Amarillo) y Eólicos (Rojos) en la II región.	50
Figura 3.8: Radiación Global Horizontal [kWhr/m ² día] en II Región.	53
Figura 3.9: Ciclo anual de la radiación global horizontal diaria promedio.	54
Figura 3.10: Promedio mensual de la radiación diaria.	54
Figura 3.11: Ciclo diario y estacional de la radiación diaria promedio.	55
Figura 3.12: Costos de inversión en sistemas de almacenamiento.	56

Figura 3.13: Ciclo medio de velocidad de viento mensual.	57
Figura 3.14: Ciclo de velocidad del viento según hora.	57
Figura 3.15: Velocidad del viento según hora del día y mes del año 2010. .	58
Figura 5.1: Obligaciones anuales según Ley 20.257.	66
Figura 5.2: Balance año 2010 y 2011, de acuerdo a Ley 20.257.	67
Figura 5.3: Catastro Potencia Instalada ERNC en Chile, 2006-2011.	69
Figura 5.4: Capacidad total instalada por tecnología ERNC.	70
Figura 5.5: Curva típica turbina eólica de 1500 kW.	73
Figura 5.6: Precios de energía al cliente industrial, Dic-2010.	76
Figura 5.7: Generación y CMg del SING y SIC.	77
Figura 5.8: Emisiones de CO2 [MMton/año]	79
Figura 5.9: Generación esperada en distintos escenarios.	79

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Proyectos eólicos y solares según centralenergía.cl.....	33
Tabla 3.1: Proyectos en estudio.....	49
Tabla 3.2: Ubicación de los proyectos en estudio.	49
Tabla 3.3: Datos Centrales con Almacenamiento en sales.	52
Tabla 3.4: Propiedades y costos distintos tipos de baterías.	56
Tabla 4.1: Comparación resultados con y sin incentivos.	60
Tabla 4.2: Inversión y Energía proyectos con almacenamiento.	61
Tabla 4.3: Resumen resultados almacenamiento solar.....	61
Tabla 4.4: Resumen resultados almacenamiento eólico.	62
Tabla 5.1: Costo de Inversión y Desarrollo por tecnología.....	69
Tabla 5.2: Aumento de emisiones en cada caso.....	78

1 Introducción

1.1 Motivación

En Chile existe un gran potencial de fuentes de energías no convencionales, asociadas a la existencia del desierto más árido del mundo, la extensa costa del Océano Pacífico y la enorme actividad volcánica existente en la cordillera de Los Andes.

Durante la segunda mitad de la década de los 90, se ha visto un incremento en la cantidad de centrales en base a ERNC en Chile. Sin embargo, aún existen grandes desafíos desde el punto de vista normativo para que este tipo de tecnología se vuelva competitivo con el actual mercado existente.

La masificación de este tipo de tecnologías trae consigo ventajas desde el punto de vista medioambiental y económico, sin embargo, aún se considera un problema para la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

En el marco del informe presentado por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE, Noviembre 2011) y el documento de la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria (CCTP, Octubre 2011), surge el interés de revisar la aplicabilidad en Chile de normas y regulaciones existentes en otros países sobre la incorporación de generación en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la red. Además, se requiere tomar en cuenta los nuevos proyectos anunciados por el Ejecutivo, como son la carretera eléctrica pública y la interconexión entre los dos grandes sistemas interconectados: el Sistema Interconectado de Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC)

1.2 Objetivos

Los objetivos generales y específicos se presentan a continuación.

1.2.1 Objetivo General

El objetivo general de este trabajo es realizar una evaluación económica de proyectos solares y eólicos, incorporando políticas de fomento utilizadas en otros países. La idea es poder obtener la rentabilidad asociada al sistema actual y a la que se podría tener si es que se adoptara un cierto tipo de incentivo. Además, se incorpora una evaluación simple de instalar sistemas de almacenamiento de energía en las centrales, como una forma de disminuir la intermitencia de generación en base a estas tecnologías, debido a que estas dependen directamente de los niveles de radiación y de la velocidad del viento respectivamente.

1.2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son los siguientes:

- Disponer de una recopilación de las ventajas asociadas a la incorporación de almacenamiento de energía eólica y solar.
- Evaluar económicamente proyectos conectados al SING.
- Evaluar desde el punto de vista económico la opción de realizar despacho en horas punta de demanda.
- Presentar de manera documentada, ciertos temas de líneas de transmisión, que se discuten actualmente en el gobierno de Chile.
- Dar una visión sobre el efecto positivo que tendría la interconexión SIC-SING para las ERNC.

1.3 Alcances

El trabajo de título contempla la evaluación económica de centrales solares y eólicas conectadas en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) como en el Sistema Interconectado Central (SIC), incorporando almacenamiento de calor en sales para el caso solar y almacenamiento con baterías para el caso eólico. Para esta evaluación se considera la inversión asociada a la transmisión eléctrica pero descartando el valor de las servidumbres.

1.4 Estructura de la Memoria

Este trabajo considera la siguiente estructura:

En el Capítulo 2 se realiza una revisión bibliográfica sobre lo que se conoce como ERNC y se presenta en detalle las tecnologías solares y eólicas. Continuando con lo anterior, se documenta el funcionamiento del mercado eléctrico chileno, para luego pasar al estudio del estado del arte en materia de ERNC en el ámbito nacional e internacional. Finalmente, en este capítulo se hace una revisión de tecnologías de almacenamiento, costos de líneas de transmisión, plan de generación para los próximos años y sistemas de políticas de fomento utilizadas en el mundo.

En el Capítulo 3, se describe la metodología que será utilizada a lo largo del trabajo. Además de presentar los datos en los que se fundamentará el desarrollo de los capítulos siguientes.

En el Capítulo 4, se realizan las evaluaciones, se especifican los supuestos considerados para cada evaluación y se obtienen los resultados.

En el Capítulo 5, se realiza el análisis de los resultados obtenidos, incorporando algunos temas que hoy están siendo evaluados por el gobierno.

En el Capítulo 6, se concluye respecto al análisis y estudio realizado, complementado con desafíos futuros en esta materia.

2 Antecedentes

El objetivo del presente capítulo es hacer una revisión de todos los antecedentes necesarios para la realización de esta memoria.

2.1 Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

De acuerdo con la Ley 20.257, correspondiente a la última modificación de la LGSE, la ERNC es aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales. Asimismo, se definen los medios de generación renovables no convencionales, los que presentan cualquiera de las siguientes características [MINISTERIO DE ECONOMÍA, 2008]:

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 [kW].
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de

electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

A partir de la definición anterior es posible detectar seis tipos de tecnologías posibles para el desarrollo de ERNC, de acuerdo con la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G. [ACERA, 2012]: Biomasa, Geotérmica, Hidro-menores, Oceánica, Solar y Eólica. A continuación se definen en detalle las dos últimas que corresponden a la materia de este trabajo.

2.2 Energía Eólica

La energía eólica es una forma indirecta de la energía solar; entre el 1% y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. El viento se origina por el desigual calentamiento de la superficie terrestre, el que, por diferencia de temperaturas y presiones atmosféricas, ocasiona el movimiento de las masas de aire. La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica. Para poder aprovechar esta energía, es importante conocer las variaciones que sufre la velocidad del viento durante el día, en distintas estaciones del año y dependiendo de la altura. Otro punto importante, es conocer la velocidad máxima que alcanza en una determinada zona.

La energía del viento se obtiene utilizando máquinas eólicas, capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación, la cual se utiliza para la producción de energía eléctrica. El sistema de conversión, que consta de un generador eléctrico con su sistema de control y de conexión a la red, es conocido como aerogenerador. En cada uno de los aerogeneradores, la energía eólica mueve una hélice, y mediante un sistema mecánico hace girar el rotor del generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica. Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que se alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se quiera utilizar, pero suele empezar entre los 3 y los 4 [m/s], y que no se superen los 25 [m/s].

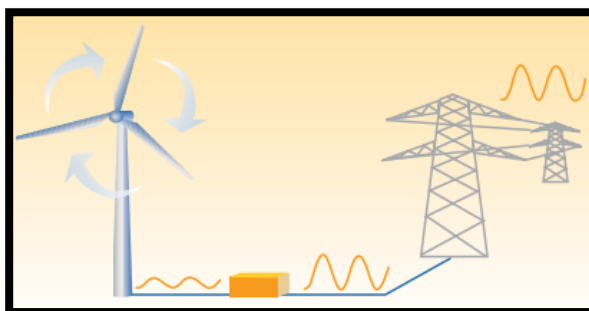


Figura 2.1: Esquema simplificado de funcionamiento de un aerogenerador.

2.2.1 Ventajas

Dentro de las ventajas de este tipo de energía, se considera que no produce emisiones dañinas a la atmósfera, por lo que no contribuye al incremento del efecto invernadero ni al cambio climático. Además, es compatible con otros usos de suelo, como por ejemplo, la agricultura y la ganadería. Su instalación es rápida, entre 4 meses y 9 meses; y cuando las condiciones del viento son adecuadas, permite ahorrar combustible en las centrales térmicas y/o agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas.

Por otra parte, existe la posibilidad de construir parques eólicos en el mar, donde el viento es más fuerte, más constante y el impacto social es menor, aunque aumentan los costes de instalación y mantenimiento.

2.2.2 Inconvenientes

El inconveniente más grande de este tipo de energía se asocia a la aleatoriedad del viento, es por esta razón que la energía eólica no puede ser utilizada como única fuente de energía eléctrica y además, es difícil saber con anterioridad cuanta energía se podrá generar en un intervalo de tiempo.

Por otra parte, para transportar la electricidad producida por cada parque eólico, los cuales suelen estar situados en lugares lejanos, es necesario construir líneas de alta tensión que sean capaces de conducir el máximo de electricidad que sea capaz de producir la instalación. Sin embargo, la potencia a conducir será mucho más baja. Esto significa que el

costo de inversión es más alto de lo que se va a utilizar en promedio la línea de transmisión.

Por último, la instalación y operación de aerogeneradores y, en mayor nivel los parques eólicos, generan un alto nivel de emisión de ruido, un eventual impacto visual y es necesario realizar consideraciones con la avifauna.

2.2.3 Aerogeneradores

La máquina que hace posible que hoy en día se hable de energía eólica como una fuente de energía, es el aerogenerador. Éstos han ido evolucionando para adaptarse a distintas necesidades a lo largo de los años. Los distintos aerogeneradores que existen son:

- Aerogenerador de eje vertical: es el concepto original de aerogenerador dentro de la energía eólica, ya que permite colocar el tren de potencia en la base del aerogenerador, facilitando así la instalación de estos aerogeneradores. Las aspas de este aerogenerador están girando en un plano paralelo al suelo.



Figura 2.2: Aerogeneradores de eje vertical.

- Aerogenerador de eje horizontal: es el concepto para producir energía eólica que se ha implantado a lo largo de los años. Consiste en colocar el tren de potencia en la parte superior junto al eje de giro de la turbina eólica. Las palas de este aerogenerador están girando en un plano perpendicular al suelo.

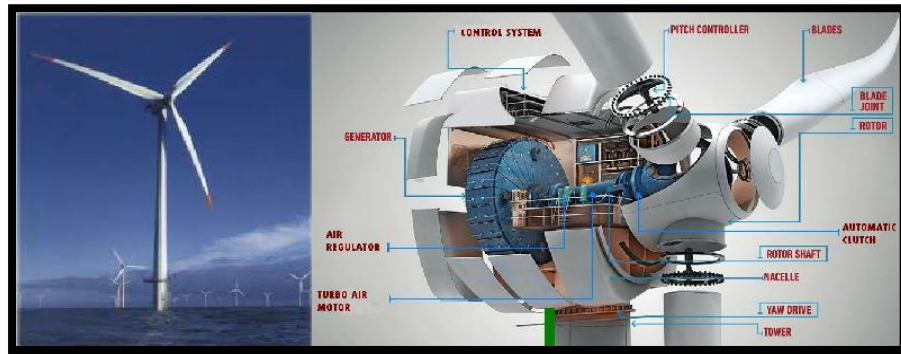


Figura 2.3: Aerogenerador de Eje Horizontal.

2.3 Energía Solar

Dentro de las aplicaciones más usuales se encuentran:

- **Colectores Térmicos:** se obtiene calor, el cual es utilizado para la obtención de agua caliente para consumo doméstico o industrial, o bien para fines de calefacción, aplicaciones agrícolas, entre otras.
- **Paneles Fotovoltaicos:** formados por un conjunto de celdas solares, se utilizan para la producción de electricidad, y constituyen una adecuada solución para el abastecimiento eléctrico en las áreas rurales que cuentan con un recurso solar abundante. La electricidad obtenida mediante los sistemas fotovoltaicos puede utilizarse en forma directa, o bien ser almacenada en baterías para utilizarla durante la noche.

Aparte de las aplicaciones ya mencionadas, existen otras tres formas para aprovechar esta fuente. Se trata de la energía solar termoeléctrica que produce electricidad con un ciclo termodinámico convencional, a partir de un fluido calentado por el sol. A este se suma la denominada energía solar híbrida, de gran utilidad dada la oscilación de la irradiación según la época del año, ya que combina la energía solar con la combustión de biomasa o combustibles fósiles. Por último, está la energía eólico-solar, en la cual se calienta el aire por el sol y luego sube por una chimenea que contiene generadores de electricidad.

La mayor ventaja de la energía solar es su disponibilidad ilimitada y que no libera partículas o gases de efecto invernadero. La forma más común

de generación de electricidad solar consiste en la aplicación de muchas instalaciones fotovoltaicas pequeñas, por lo que se trata más bien de una energía descentralizada, sumando la ventaja de reducir los costos y la pérdida de rendimiento de la energía en los sistemas de distribución. La energía solar contribuye a disminuir la dependencia de la energía importada o producida en grandes plantas de generación centralizada. Sin embargo, como desventaja, se debe considerar la oscilación de la radiación solar según época del año, clima y hora. Para lograr una disposición más pareja de la generación de energía solar, es indispensable crear capacidades de almacenamiento. Tomando en consideración un balance ecológico completo, las celdas fotovoltaicas no son totalmente libres de emisiones, debido a que la producción de los paneles requiere de altos niveles de energía, agua fresca y químicos. Para amortiguar este impacto, según un estudio de la Unión Europea, los paneles tienen que estar en uso entre 1, 5 y 6 años.

2.4 Almacenamiento de Energía

La generación con energía solar y eólica es muy variable debido a que dependen del nivel de radiación y de la velocidad del viento, lo cuales no están siempre presentes a un mismo nivel. Para poder contar en mayor medida de este tipo de generación, se han adoptado distintos tipos de almacenamiento que se detallan a continuación.

2.4.1 Baterías

Las baterías almacenan energía en forma electroquímica, y corresponde al dispositivo más utilizado para el almacenamiento de energía en una variedad de aplicaciones. Tiene una eficiencia de conversión entre un 85% y 90%. Existen dos tipos básicos de baterías:

- **Batería primaria:** Convierte la energía química en energía eléctrica. La reacción electroquímica en la batería primaria es irreversible, y la batería después de las descarga se descarta. Por esta razón, se utiliza en aplicaciones donde se requiere alta densidad de energía para un solo uso.
- **Batería secundaria:** La reacción electroquímica en la pila secundaria es reversible. Después de una descarga, se puede recargar mediante la

inyección de corriente continua de una fuente externa. Este tipo de baterías convierte la energía química en energía eléctrica en el modo de descarga. En el modo de carga, convierte la energía eléctrica en energía química. En tanto la carga y los modos de descarga, una pequeña fracción de la energía es convertida en calor, que se disipa al medio circundante. La eficiencia de conversión es entre 70% y 80%.

En general, un acumulador típico soporta de 750 a 1000 descargas profundas antes de requerir un reemplazo. Por otro lado, si los niveles de ácido en el acumulador no se mantienen periódicamente mediante la adición de agua destilada, se puede esperar una importante disminución en su vida útil.

2.4.2 Almacenamiento Térmico en Sales Fundidas

En el mundo existen diversos proyectos de aprovechamiento de la energía solar, sin embargo, la más innovadora corresponde a "Gemmasolar", propiedad de Torresol Energy e instalada en España, la cual aplica la tecnología de receptor de torre central y de almacenamiento térmico en sales fundidas lo cual permite la producción de electricidad en ausencia de radiación solar, tal como se muestra en la figura 2.4. Esta nueva central posee una potencia eléctrica nominal de 19,9 [MW], una producción eléctrica neta esperada de 110 [GWh/año] y una autonomía de generación hasta por 15 horas sin aporte solar [Torresol Energy, 2012].

Otra central de este tipo es la planta solar "*Solar One*", que está ubicada en el estado de Nevada, Estados Unidos. Esta planta tiene una capacidad instalada de 64 [MW], fue inaugurada en el 2007 y se necesitó una inversión de US\$266 millones. Es la tercera planta en cuanto a su potencia instalada. La iniciativa fue llevada adelante por el conglomerado español Acciona y posee 180.000 espejos que captan la luz del sol. El reflejo es dirigido a un complejo sistema de tuberías, los cuales tienen, en su interior, agua y sales de nitrato de sodio y de potasio, que son calentadas a temperaturas superiores a los 780°C.



Figura 2.4: Planta Gemasolar España.

2.5 Aire Comprimido

Este es un tipo de almacenamiento de energía eólica que se denomina "almacenamiento de energía mediante aire comprimido" (siglas en inglés, CAES), se trata de aprovechar la energía producida por los aerogeneradores, en las horas con más viento o cuando no hay suficiente demanda, para bombear aire comprimido a depósitos subterráneos. Cuando haga falta, se dejará salir el aire almacenado a través de una turbina para generar electricidad.

El proceso consiste en comprimir aire a una presión muy alta, por lo cual se calienta a 600 °C; y, para bombearlo al depósito, es necesario enfriarlo hasta que alcance una temperatura de 50 grados. Estos dos pasos consumen gran parte de la energía producida inicialmente, pero al término de la operación se recupera la mitad de cada kW gastado. Todo este aire ingresa a grandes depósitos subterráneos que pueden ser yacimientos de gas agotados, minas abandonadas, acuíferos o cavernas de sal.

El '*Iowa Storage Energy Park*' es un proyecto estadounidense que ya está en marcha y utiliza esta tecnología. Con la energía proporcionada por los aerogeneradores comprimirá y guardará aire en un acuífero situado a mil metros de profundidad en el centro del estado de Iowa, usado hasta ahora para atesorar gas natural. Se espera que en 2011 el futuro parque eólico,

cuya construcción costará unos 130 millones de euros, suministre 270 MW durante 16 horas al día [Portal Energía Solar en España, 2012].

2.5.1 Bombeo de Agua

Durante períodos de exceso de producción de energía se puede usar la energía eléctrica para bombear agua hasta un depósito elevado. Durante períodos de hora punta la carga podría alimentarse con una mini central hidráulica. Este método proporciona una eficiencia de recuperación entre 50% y 80%, dependiendo del grado de evaporación. Requiere inversiones grandes y desniveles importantes.

En Alemania se pretende almacenar energía eólica o solar bajo tierra. Las plantas de energía hidroeléctrica subterráneas usarían la energía almacenada para bombear agua de un enorme tanque a otro varios cientos de metros por encima. Luego, cuando se requiera la energía, el agua de la parte superior se libera por la tubería hasta que desciende hasta el tanque inferior, empujando unas turbinas hidroeléctricas y generando la energía. El mismo funcionamiento que las mini centrales hidroeléctricas de caída libre convencionales, pero bajo tierra [Almacenamiento de Energía en Alemania, 2012].

2.6 Mercado eléctrico chileno

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos [CENTRAL ENERGÍA, 2012].

- El Sistema Interconectado del Norte Grande, que abastece de energía eléctrica desde Arica hasta la localidad de Coloso. Posee una capacidad instalada de 4.550 MW.
- El Sistema Interconectado Central, que abastece desde Taltal hasta la Isla de Chiloé. Posee una capacidad instalada de 12.887 MW.
- El Sistema de Aysén, corresponde a cinco subsistemas medianos. Su capacidad conjunta es muy limitada, correspondiendo a 50 MW.

- El Sistema de Magallanes, correspondiente a cuatro subsistemas medianos. Su capacidad instalada total corresponde a 110 MW.

2.6.1 Institucionalidad

Para poder guiar la conducta de los distintos agentes del mercado eléctrico chileno, existen distintas organizaciones que cumplen roles claves para un correcto funcionamiento, los cuales se detallan a continuación.

2.6.1.1 Ministerio de Energía

Creado a partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.402, el Ministerio de Energía es el encargado de la coordinación de todas las funciones del sector energético, entre las que se encuentran la elaboración y coordinación de los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico, y asesorar al Gobierno en cualquier materia relacionada con la energía [MINISTERIO DE ENERGÍA, 2012].

Este ministerio adopta funciones que anteriormente eran propias de los Ministerios de Economía y Minería, y se encarga además de coordinar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) que tiene como objetivo principal la supervigilancia del mercado eléctrico, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN).

2.6.1.2 Comisión Nacional de Energía

La CNE nace bajo la Ley Orgánica N° 2.224 del año 1978 y posteriormente fue modificada por la Ley N° 20.402. Es un organismo público, descentralizado y de carácter técnico cuyas funciones son analizar los precios, tarifas y las normas técnicas que deben seguir las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio seguro, suficiente y que opere económicamente [COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, 2012].

2.6.1.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La misión principal de la SEC es velar por la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio, a través de la fiscalización y supervigilancia del cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias sobre toda la cadena productiva de combustibles líquidos, gas y electricidad.

2.6.1.4 Centros de Despacho Económico de Carga

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 291 del año 2007, los Centros de Despacho Económico de Carga son los organismos encargados de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión, de forma que el costo de abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, sujeto a una confiabilidad del sistema definida [MINISTERIO DE ECONOMÍA, 2007].

El DS N° 291, señala que cada sistema eléctrico con potencia instalada superior a 200 MW debe contar con un CDEC. Actualmente existen 2 CDEC en el país, uno para el Sistema Interconectado del Norte Grande y otro para el Sistema Interconectado Central, los cuales están conformados por las empresas que poseen instalaciones de generación, transmisión (en todos sus niveles) y clientes libres.

A su vez, los CDEC tienen una orgánica que los separa en tres direcciones:

- Dirección de Operación (DO): entre sus funciones se encuentran la adopción de las decisiones que sean necesarias para la aplicación de los modelos y materias técnicas relativas a la operación del sistema; establecer, coordinar y preservar la seguridad del servicio del sistema; realizar las planificaciones de corto, mediano y largo plazo del sistema eléctrico respectivo; planificar y coordinar la realización de los mantenimientos de las instalaciones pertenecientes a los coordinados

del sistema; realizar el cálculo de costos marginales instantáneos del sistema, entre otras. La DO debe contar con un Centro de Despacho y Control, cuya función es la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del sistema interconectado respectivo y de las unidades de generación, líneas de transporte y equipos de compensación dispuestos en él.

- Dirección de Peajes (DP): responsable de realizar los balances y determinar las transferencias de energía, potencia y servicios complementarios de los coordinados; efectuar los cálculos y liquidaciones de los peajes troncales, de subtransmisión y adicionales de las empresas que inyectan o retiran energía y potencia del sistema respectivo; analizar la situación del sistema de transmisión troncal, teniendo en consideración los desarrollos en generación y la evolución de la demanda, proponiendo en caso de ser requerido, la realización de obras necesarias; realizar y adjudicar las licitaciones de las instalaciones del sistema troncal según se indique en el decreto asociado o estudio de transmisión troncal.
- Dirección de Administración y Presupuesto: Tiene entre otras funciones la elaboración, coordinación y administración del presupuesto del CDEC respectivo; calcular el monto a financiar por parte de los integrantes del CDEC respectivo.

2.6.1.5 Panel de Expertos

El Panel de Expertos es un órgano colegiado de carácter autónomo, introducido el año 2004 por la Ley N° 19.940. Su función es pronunciarse sobre aquellas discrepancias y conflictos que se generen por la aplicación de la legislación eléctrica, en todos sus niveles, y que las empresas eléctricas y otras instituciones habilitadas den a conocer. En particular, las discrepancias asociadas a la fijación de peajes, a los resultados del estudio de transmisión troncal, a la determinación de costos de explotación de empresas distribuidoras, entre otros.

2.6.2 Centro de Energías Renovables

El Centro de Energías Renovables (CER) es una institución perteneciente al ministerio de energía, cuyo objetivo principal es asegurar la

participación óptima de las ERNC en la matriz energética de Chile. La misión de esta institución es promover y facilitar el desarrollo de la industria de las ERNC, articulando esfuerzos públicos y privados, que optimicen el uso del gran potencial de recursos energéticos renovables no convencionales existentes en Chile, contribuyendo así a tener un abastecimiento de energía seguro y sustentable, económica, ambiental y socialmente [CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES, 2012].

2.6.3 Características del mercado eléctrico

En el D.F.L. 1, del año 1982 se establece la desintegración vertical de los segmentos de distribución, transmisión y generación. En el primero, existen economías de ámbito, mientras que en transmisión se reconocen importantes economías de escala. Estos dos factores permiten establecer monopolios naturales en estos sectores, debiendo establecerse mercados de carácter regulado, que permitan un desempeño transparente y no discriminatorio para con consumidores y generadores.

En generación si bien existen economías de escala al interior de cada tecnología, estas no pueden ser aprovechadas en las condiciones actuales, debido, entre otras razones, a limitaciones técnicas y de provisión de insumos [BROKERING W., PALMA R. VARGAS L., 2008]. De esta forma, se justifica el establecimiento de un sistema competitivo.

Los mercados eléctricos se caracterizan por una demanda que varía en el tiempo, presentándose picos de consumo en ciertos instantes del día, y por lo tanto un objetivo del operador es contar con una capacidad de generación que permita satisfacer dicha demanda en punta. Debe existir por tanto, un incentivo para con las unidades de generación que permiten entregar dicha energía, y por otro lado una asignación eficiente de dicho costo de capacidad, el que debe ser asignado a diversos usuarios; en un caso extremo, sólo a aquellos que consumen en horario punta.

El esquema adoptado, conocido como Peak Load Pricing, es una aplicación de la teoría marginalista que intenta resolver la asignación de los costos de capacidad, valorando la energía y potencia a sus respectivos costos marginales. El modelo asegura que cuando el parque generador está adaptado a la demanda esperada, los ingresos por venta de energía a costo

marginal más los ingresos por venta de potencia a precio de desarrollo de la potencia de punta cubren exactamente los costos de operación e inversión del sistema.

El mercado mayorista, por otra parte, tiene una estructura tipo pool obligatorio, auditado y con existencia de contratos bilaterales de carácter financiero. En la práctica, esto se traduce en que los generadores declaran sus costos de operación al Operador del Sistema, el que realiza un despacho horario centralizado en el cual las unidades del sistema capaces de inyectar potencia son ordenadas según el costo variable de operación que tengan, siendo despachadas a partir de la más económica, hasta que se satisface la demanda del sistema. Esta metodología asegura que la operación del sistema se realice a mínimo costo.

Las empresas generadoras pueden establecer contratos de suministro con clientes libres y distribuidoras que abastecen a clientes regulados. En el caso de los primeros, la negociación es de carácter libre, mientras que para las distribuidoras, el suministro de energía requerido se establece mediante un esquema de licitaciones abierto y público. En ambos casos, los contratos pactados tienen el carácter de financiero pues no involucran transferencias directas de energía y potencia entre los involucrados.

Aquellas unidades de generación que, según el despacho horario tienen una generación mayor a la comprometida mediante sus respectivos contratos se consideran excedentarios, mientras que aquellas cuya generación neta es menor a sus compromisos contractuales establecidos son consideradas deficitarias. Dichos excedentes o déficits de energía son transados en el mercado spot, al costo marginal horario del sistema. En el caso de las transferencias de potencia, se realizan al precio de nudo correspondiente, el que es calculado por la autoridad cada 6 meses.

2.7 Estado del arte nacional

2.7.1 Capacidad Instalada ERNC

De acuerdo con los datos del CER, en Chile existe una potencia total neta de ERNC igual a 721,4 [MW], dentro de los cuales se consideran

centrales eólicas, de biomasa, hidráulicas de pasada con capacidad menor y mayor a 20 [MW] instaladas entre los años 1909-2011, las cuales se muestran de manera resumida, en la figura 2.5. Mientras que el avance que han tenido las ERNC a lo largo de los años, se muestra en la figura 2.6.

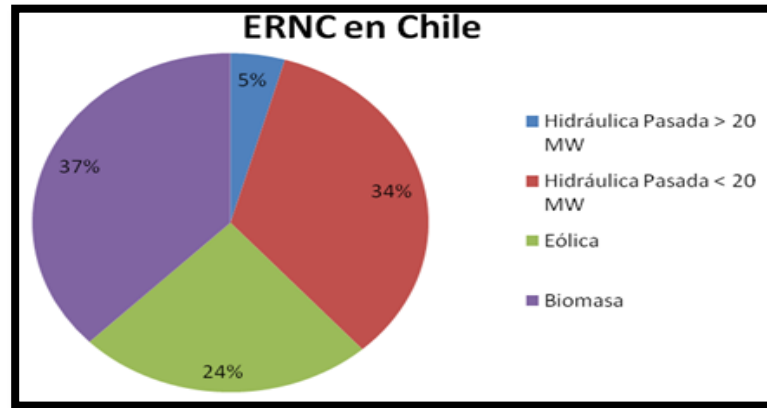


Figura 2.5: Participación de ERNC en Chile.

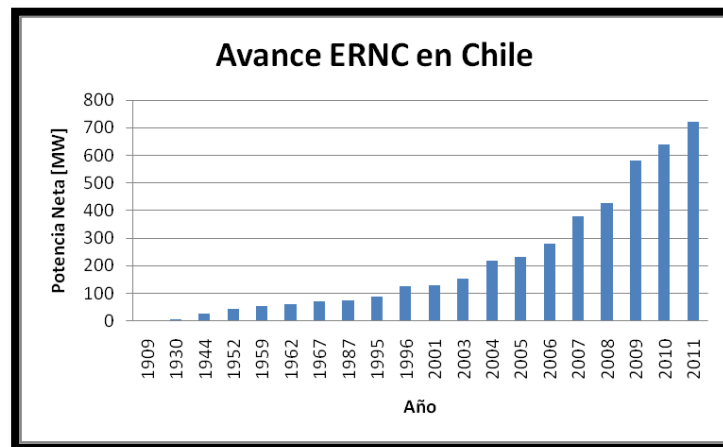


Figura 2.6: Avance de Potencia Instalada ERNC en Chile.

2.7.2 Marco Normativo

El marco normativo del sector eléctrico chileno en relación a las ERNC, se detalla en la figura 2.7. En las modificaciones de la LGSE, oficiales en marzo de 2004 mediante la ley 19.940, introduce elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión de pequeñas centrales a las redes de distribución, con lo que aumentan las opciones de comercialización de la energía y potencia para la

ERNC. De manera adicional, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para los medios de generación no convencionales (MGNC), con tratamiento diferenciado para unidades menores a 9 MW y entre 9 - 20 MW. Esto corresponde a un reconocimiento de una externalidad positiva debido al bajo impacto que aquellas tendrán sobre los sistemas de transmisión y sobre las inversiones asociadas a su ampliación.

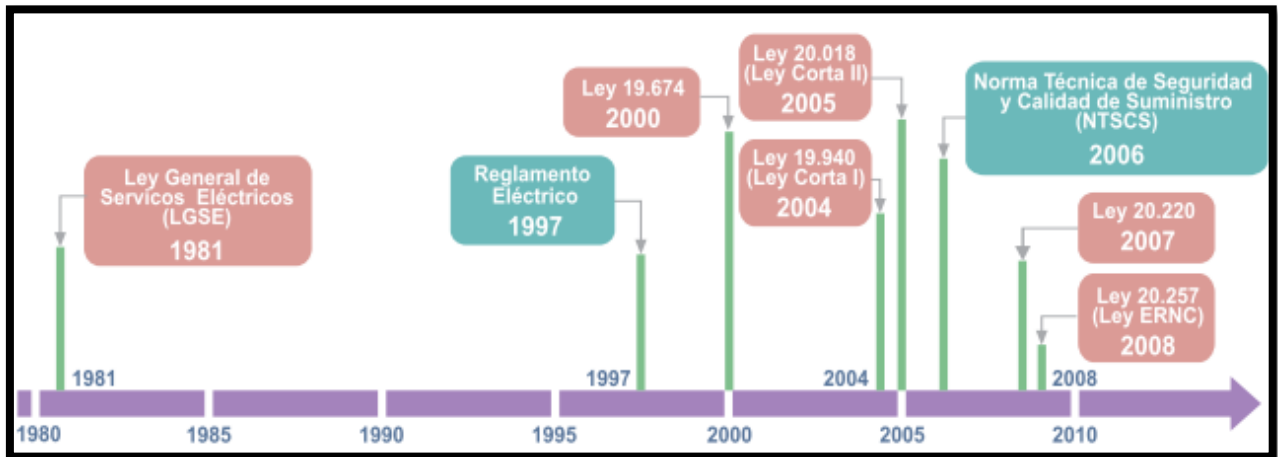


Figura 2.7: Cronología del proceso normativo.

2.7.2.1 Ley 20.257

Entra en vigencia en abril de 2008 y establece una obligación para las empresas eléctricas, un porcentaje de la energía comercializada debe provenir de fuentes ERNC.

Las disposiciones de esta ley son:

- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

- Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar energía con medios renovables no convencionales será de 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera, que los retiros afectos a la obligación el año 2015, deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% provisto.
- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.
- Esta obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.
- Las obligaciones pueden acreditarse con indiferencia del sistema interconectado en que se realicen las inyecciones (SIC o SING), es decir, una empresa que suministra energía en el SIC puede usar ERNC producida en el SING para fines de acreditación, para lo cual la ley establece la coordinación necesaria de los CDEC.
- Cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.
- Es importante notar que el cumplimiento de esta ley sólo es válido para ERNC producida por instalaciones que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de enero de 2007.
- Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, aún cuando los proyectos hidroeléctricos superiores a 20 MW no son definidos como ERNC en la ley. Este reconocimiento corresponde a un factor

proporcional que es nulo para potencias iguales o mayores a la potencia señalada.

Las leyes y los reglamentos asociados a este proceso se traducen en señales de precio que siguen los tomadores de decisión en el mercado eléctrico. Estas señales de precios eficientes, permiten crear condiciones para atraer inversiones en proyectos de ERNC, lo que se convierten en elementos distintivos para este tipo de proyectos.

Es importante notar que los elementos introducidos por esta ley, crean una demanda por energía renovable no convencional dentro del sector eléctrico con lo que se introducen nuevos intercambios económicos entre las empresas a nivel del mercado mayorista.

2.7.2.2 Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico

El 6 de mayo de 2011, como una forma de tener una visión de los desafíos que enfrenta el sector eléctrico chileno, el gobierno decide crear una Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) conformada por diversos especialistas y técnicos de distintas disciplinas. Cuatro elementos fundamentales fueron planteados en la convocatoria: seguridad de abastecimiento, calidad de servicio, sustentabilidad y eficiencia, incluyendo una visión sobre la participación futura de las fuentes de energía renovable no convencional. Es este último punto el que tiene relación con este trabajo por lo que se resumen los puntos más importantes a continuación.

Se sabe que las ERNC tienen diversas ventajas para el mercado, como por ejemplo, la estabilidad de costos, una menor dependencia internacional, menor impacto ambiental, menores emisiones de gases efecto invernadero, menor oposición ciudadana, entre otros. Sin embargo, la entrada de las ERNC al mercado eléctrico chileno, ha sufrido diversos problemas como por ejemplo [CADE, 2011]:

- Dificultad para acceder a financiamiento, debido a que este tipo de proyectos presentan un gran riesgo.

- Limitaciones de las redes de transmisión debido a la lejanía con las redes existentes.
- Problemas con la disponibilidad de información en cuanto a estudios sobre el potencial de los recursos renovables.
- Tiempos de tramitación excesiva.

Como una forma de paliar dichas dificultades, se propone en el informe entregado en noviembre de 2011, lo siguiente:

- Reforzar las líneas de crédito intermediadas por CORFO.
- Introducir mecanismos que reduzcan el riesgo percibido por los financistas de proyectos de ERNC, como por ejemplo una garantía estatal.
- En caso de que no funcionen los mecanismos anteriores, se propone establecer un esquema de precio spot estabilizado de energía para las ventas de los generadores ERNC.
- Facilitar el acceso a contratos con clientes finales.
- Incentivar la asociación de proyectos ERNC para la construcción de líneas de transmisión compartidas, aplicando subsidios.
- Continuar con el desarrollo de sistemas de información de los recursos energéticos del país.
- Modificar los porcentajes de la ley actual para llegar al 15% el 2024.
- Para el caso de aquellas tecnologías que aún no son competitivas pero en las que el país tiene un gran potencial, como por ejemplo la concentración solar, especialmente a través del uso de soluciones salinas para la acumulación de calor, se debe continuar apoyando la investigación y desarrollo a través de CORFO y CONICYT.

2.7.2.3 Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria

Como una forma de resolver la actual crisis que presenta el desarrollo eléctrico en el país y en forma paralela a la comisión conformada por el gobierno, nace la "Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica", constituida por parlamentarios, académicos y técnicos, organizaciones gremiales y organizaciones ciudadanas de interés público. Esta comisión, presenta un informe en octubre de 2011, el cual abarca varios puntos relacionados con la política energética, pero el más importante para este trabajo corresponde a propuestas para acelerar la inserción de las ERNC en la matriz eléctrica, de las cuales se consideran sólo las que tienen relación con centrales solares y eólicas; y que se resumen a continuación [CCTP, 2011]:

- Ampliar de un 15% a un 20% en 2020, la obligación de retirar energía eléctrica generada con medios ERNC en los sistemas interconectados.
- Como una forma de aumentar la equidad en las negociaciones, se propone establecer licitaciones por tecnologías y para bloques de energía eléctrica tipo ERNC.
- Reducir el riesgo de los proyectos y facilitar el acceso al financiamiento, para lo cual CORFO ya tiene definido un instrumento, el cual se trata de contar con garantía estatal durante la etapa de construcción, pero que aún no está disponible.
- Subsidio condicionado para redes de transmisión que sirvan a conjuntos de proyectos ERNC.
- Generar procedimientos y mecanismos de acceso a la información asociada a la infraestructura, indicadores técnicos, procedimientos administrativos y otros sobre sistemas eléctricos; y además, sobre los recursos energéticos renovables existentes en Chile.

2.7.3 Tecnologías

A continuación se presentan antecedentes sobre los avances que hay en Chile en materia Solar y Eólica.

2.7.3.1 Eólica

Una de las características del recurso eólico es su condición de variabilidad, por cuanto depende de condiciones atmosféricas. Esto lleva a que se requieran exhaustivas mediciones de viento para una precisa evaluación del potencial energético explotable en el emplazamiento. En Chile, el conocimiento sobre el potencial eólico se está desarrollando cada vez más. Varias empresas han iniciado evaluaciones del recurso.

En 2001, en Chile se inauguró el primer parque eólico conectado al Sistema Eléctrico de Aysén. La central eólica Alto Baguales cuenta con tres aerogeneradores (660 [kW] c/u) con una capacidad conjunta de 2 [MW].

Desde noviembre 2007, se encuentra en operación el primer parque eólico conectado al SIC, ubicado en la localidad de Canela, en la Región de Coquimbo. Este parque cuenta con 11 aerogeneradores de 1,65 [MW] cada uno, con una generación anual esperada de 46.000 MWh. Actualmente esta central lleva tres años funcionando y las estadísticas de generación anual se muestran en el gráfico siguiente:

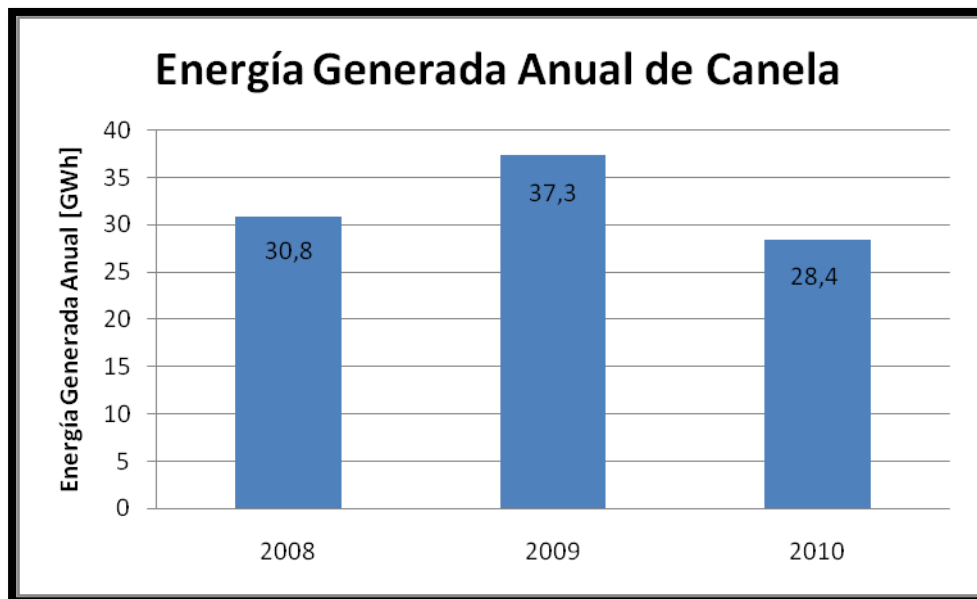


Figura 2.8: Generación anual del Parque Eólico Canela.

De acuerdo con el gráfico, el año 2009 se alcanza la mayor generación anual de energía, la cual corresponde a un 81% de la esperada.

Además, existen varios proyectos de abastecimiento de pequeñas localidades eléctricamente aisladas que se han materializado como parte del Programa de Electrificación Rural o motivados por algunas iniciativas privadas o de cooperación internacional. El proyecto piloto de generación eólica en la Isla Tac, en el Archipiélago de Chiloé (Región de Los Lagos) es la mayor de estas iniciativas. El proyecto se encuentra en operación desde octubre del año 2000 y corresponde a un sistema híbrido eólico-diesel que consta de dos aerogeneradores de 7,5 [kW] cada uno.

2.7.3.2 Solar

En Chile, en la zona norte del país, existe uno de los niveles de radiación más altos del mundo, específicamente entre la Región de Arica y Parinacota y la de Coquimbo. No obstante, en todo Chile la energía solar es lo suficientemente intensa para poder aprovecharla de forma económica y eficiente, usando tecnología adecuada para cada caso. Consecuente con esto, hay cada vez más empresas nacionales y extranjeras que se dedican a la venta e instalación de equipos solares de diferentes tipos.

Últimamente, se ha empezado a utilizar tecnología híbrida (solar/gas) en la construcción de departamentos en Santiago, consiguiendo una disminución en el monto que se paga por los gastos comunes. A ello se suma la existencia de a lo menos tres colegios en la capital que calientan el agua con energía solar. También se están masificando las piscinas que aprovechan tecnología térmica solar.

2.7.4 Proyectos Eólicos y Solares en Chile

En el SING, hasta marzo de 2012, no se encuentra en operación ningún proyecto solar ni eólico. Por otra parte, en el SIC se encuentran 4 centrales eólicas en operación, las cuales representan cerca de un 0,7% de la generación en este sistema. Sin embargo, actualmente se encuentran varios proyectos en construcción o evaluación de acuerdo con el servicio de

evaluación ambiental, proyectos que se presentan en la tabla siguiente [CENTRAL ENERGÍA, enero 2012]:

Tabla 2.1: Proyectos eólicos y solares según centralenergía.cl.

Proyecto	Tipo	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	Región	Sistema
ARICA I	Solar	18	70	XV	SING
PV DOS CRUCES	Solar	36	82	XV	SING
ATACAMA SOLAR	Solar	250	773	I	SING
COMPLEJO SOLAR FV PICA	Solar	90	288	I	SING
LAGUNAS	Solar	30	96	I	SING
POZO ALMONTE SOLAR 1	Solar	9.3	40	I	SING
POZO ALMONTE SOLAR 2	Solar	8	40	I	SING
POZO ALMONTE SOLAR 3	Solar	17	71	I	SING
SALAR DE HUASCO	Solar	30	96	I	SING
ALMONTE	Solar	75	250	I	SING
LA TIRANA SOLAR I	Solar	34	95	I	SING
LAGUNAS	Solar	52.6	150	I	SING
SELTEC	Solar	9	20	I	SING
QUILLAGUA	Eólica	100	230	II	SING
CALAMA	Eólica	250	700	II	SING
CKANI	Eólica	240	500	II	SING
GABY	Eólica	40	86	II	SING
VALLE DE LOS VIENTOS	Eólica	99	201	II	SING
CALAMA	Eólica	128	280	II	SING
CALAMA SOLAR 1	Solar	9	40	II	SING
CALAMA SOLAR 2	Solar	9	40	II	SING
SAN PEDRO DE ATACAMA II	Solar	30	103	II	SING
SAN PEDRO DE ATACAMA III	Solar	30	105	II	SING
SOL DEL LOA	Solar	110	296	II	SING
HUERTA SOLAR FOTVOLTAICA	Solar	8	31.87	II	SING
CRUCERO SOLAR	Solar	180	400	II	SING
ENCUENTRO SOLAR	Solar	180	400	II	SING
LOS ANDES	Solar	220	572	II	SING
SEÑORA ROSARIO	Eólica	84	118	III	SIC
SAN BLAS	Eólica	44	61	III	SIC
SEÑORA GABRIELA	Eólica	138	193	III	SIC
CABO LEONES	Eólica	170	356	III	SIC
CANTO DEL AGUA	Solar	21	90	III	SIC
DENERSOL II	Solar	7.5	32	III	SIC
DENERSOL III	Solar	30	128	III	SIC
SAN JUAN DE CHAÑARAL DE	Eólica	186	300	III	SIC

ACEITUNO					
EL PACÍFICO	Eólica	72	144	IV	SIC
HACIENDA QUIJOTE	Eólica	26	63	IV	SIC
LA CACHINA	Eólica	66	123	IV	SIC
LA GORGONIA	Eólica	76	175	IV	SIC
EL ARRAYÁN	Eólica	101.2	288	IV	SIC
PUNTA PALMERAS	Eólica	104	230	IV	SIC
PUNTA COLORADA	Eólica	16	31	IV	SIC
TALINAY - SEGUNDA ETAPA	Eólica	400	800	IV	SIC
AMPLIACIÓN EL ARRAYÁN	Eólica	13.8	0	IV	SIC
LA CEBADA	Eólica	38	0	IV	SIC
LAS DICHAS	Eólica	16	30	V	SIC
PUNTA CURAUMILLA	Eólica	9	18	V	SIC
LAGUNA VERDE	Eólica	19.5	47	V	SIC
LLAY LLAY	Eólica	56	108	V	SIC
UCUQUER	Eólica	16,2	36	VI	SIC
ARAUCO	Eólica	100	235	VIII	SIC
CHOME	Eólica	12	15	VIII	SIC
CUEL	Eólica	36.8	75	VIII	SIC
LEBU SUR	Eólica	108	224	VIII	SIC
SAN PEDRO	Eólica	36	100	VIII	SIC
KÜREF	Eólica	61.2	150	VIII	SIC
LEBU SUR II	Eólica	158	348	VIII	SIC
RAKI	Eólica	9	24	VIII	SIC
LEBU SUR III	Eólica	280	616	VIII	SIC
COLLIPULLI	Eólica	48	108	IX	SIC
RENAICO	Eólica	106	240	IX	SIC
CHILOÉ	Eólica	112	235	X	SIC
LLANQUIHUE	Eólica	74	165	X	SIC
ANCUD	Eólica	120	250	X	SIC
PACÍFICO (X región)	Eólica	40	80	X	SIC

De acuerdo con la información obtenida de la tabla anterior, se tiene la siguiente distribución de proyectos por región:

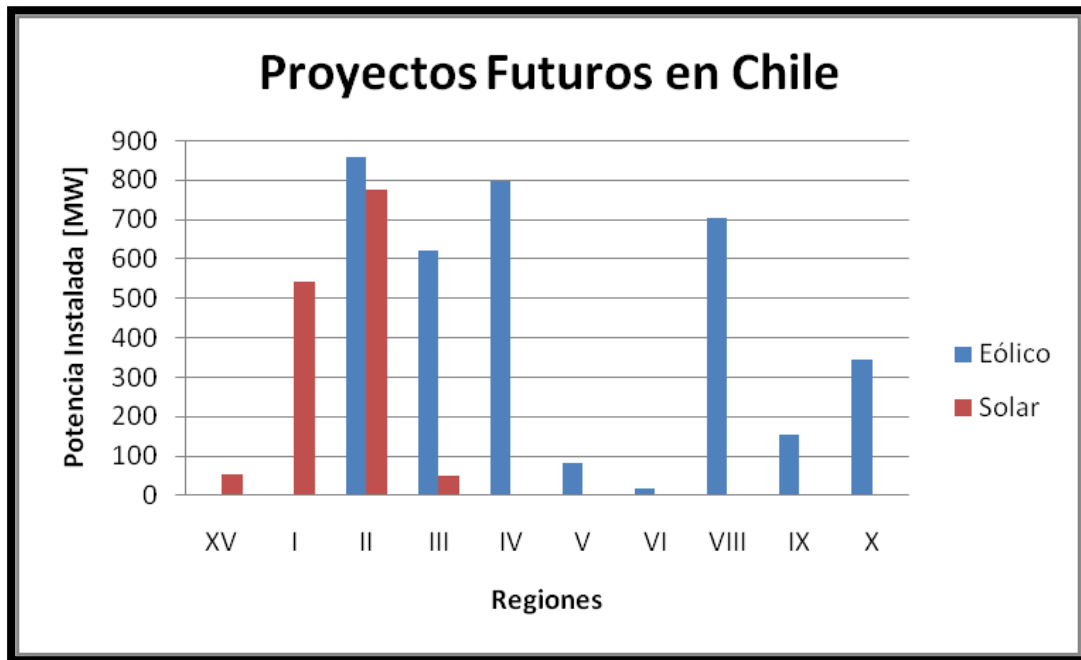


Figura 2.9: Futuros Proyectos Solares y Eólicos por región en Chile.

Por lo que, si todos los proyectos son construidos, en el SING se tendría en un futuro un total de 2230 [MW] instalados asociados a ERNC, mientras que el SIC quedaría con un total de 2771 [MW], adicionales a los que posee actualmente.

2.7.5 Recurso Solar Disponible

El Explorador Solar es una herramienta de análisis de la radiación solar superficial, que entrega resultados de manera gráfica y cómoda para el usuario. La metodología utilizada para generar esta base de datos se basa en el uso de un modelo de transferencia radiativa combinado con información de nubosidad inferida del satélite GOES EAST y observaciones locales. La información entregada por el Explorador Solar permite realizar una evaluación preliminar del recurso solar en un determinado lugar de gran parte del territorio nacional.

El Explorador de Energía Solar forma parte del proyecto "Ámbitos de investigación necesarios para el desarrollo eólico en Chile relacionados con el recurso viento", el cual fue llevado a cabo por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile gracias al Convenio de Cooperación y

Transferencia entre el Ministerio de Energía y la Universidad de Chile y con apoyo adicional de GIZ. Este explorador se encuentra disponible en línea en la siguiente dirección: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2>.

El Explorador cuenta con la opción de visualizar los mapas del promedio mensual de la radiación global horizontal para los años 2009 y 2010 [EXPLORADOR SOLAR, 2012].

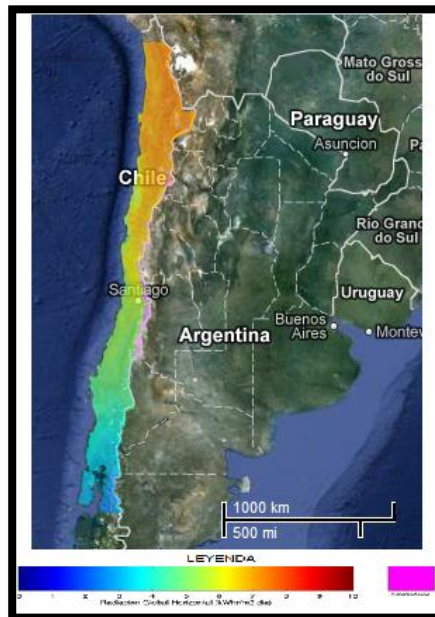


Figura 2.10: Mapa Solar de Chile obtenido con Explorador Solar.

2.7.6 Recurso Eólico Disponible

El Explorador de Energía Eólica es una herramienta en línea destinada a la evaluación del potencial eólico que resulta de una estrecha y prolongada colaboración entre el Ministerio de Energía, la Agencia de Cooperación Internacional Alemana (GIZ) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Este explorador forma parte de un avanzado sistema de modelación computacional de la atmósfera, dentro del cual su función fundamental es la divulgación facilitada de información relevante para la caracterización del recurso viento. La dirección del sitio es: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2>. Mediante esta plataforma es posible obtener información sobre la velocidad del viento en cualquier lugar de Chile, utilizando sólo la latitud y longitud del lugar en consulta. Un mapa

del recurso eólico de Chile continental es posible observar en la figura 2.7 [EXPLORADOR EÓLICO, 2012].

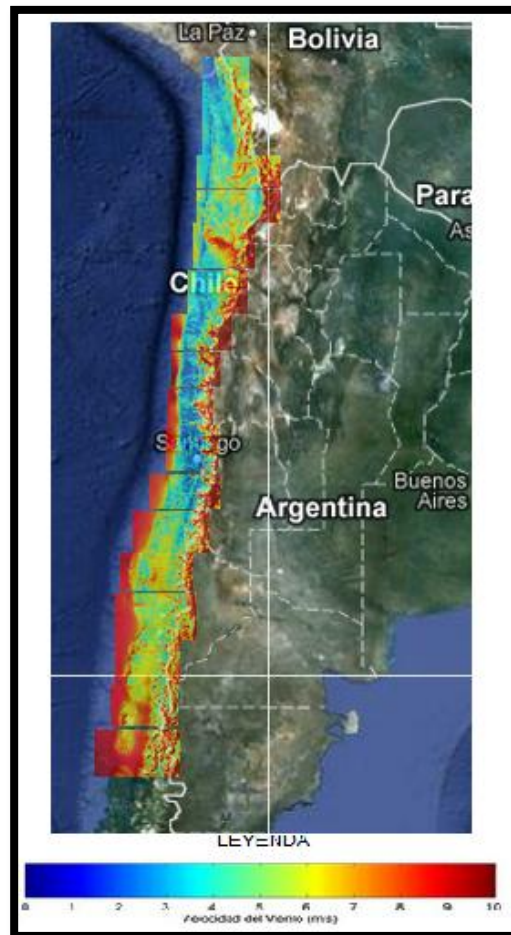


Figura 2.11: Mapa Recurso eólico en Chile.

2.7.7 Líneas de Transmisión

En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 [kV]. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de Marzo de 2004 a la Ley General de Servicio Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo

responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

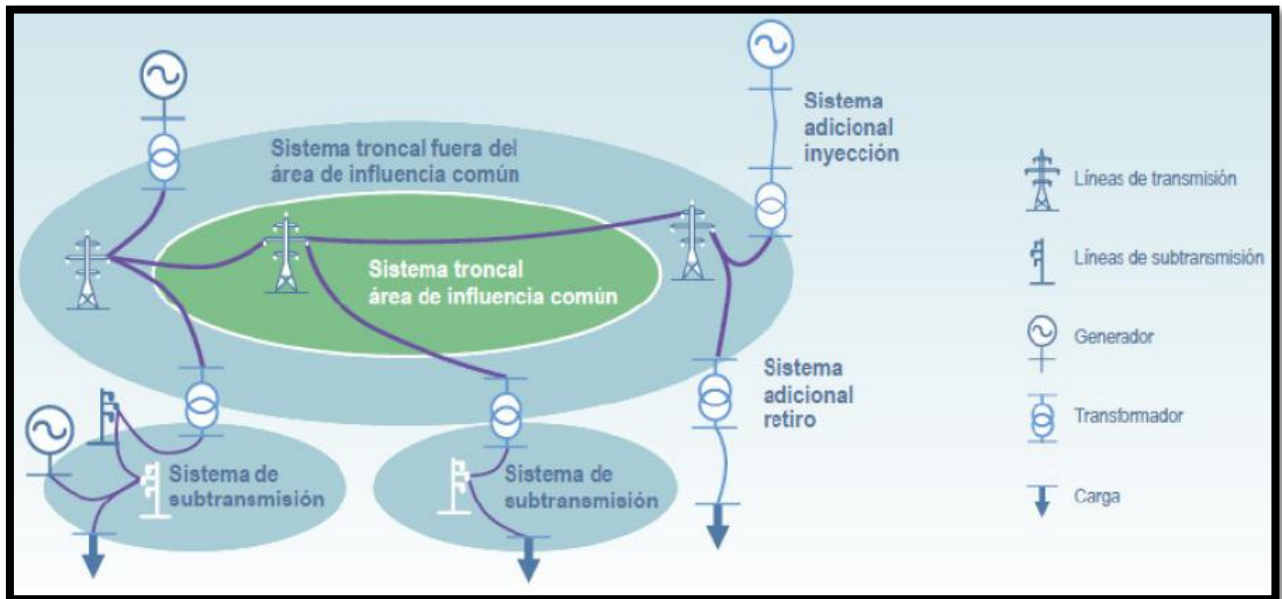


Figura 2.12: Segmentos del Sistema de Transmisión en Chile.

2.8 Estado del Arte Internacional

A continuación se presenta información referente a tecnologías solares y eólicas en el mundo entero.

2.8.1 Energía Eólica

La capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial alcanzó los 196.630 [MW] en el año 2010.

En algunos países, esta forma de energía se ha convertido en una de las principales fuentes de generación eléctrica. En este sentido, Dinamarca (21%), Portugal (18%), España (16%) y Alemania (9%) son los países en

que la energía eólica presenta una mayor contribución al suministro eléctrico. Mientras que en el caso de China y EE.UU., sólo representa un 1,2% y 2% respectivamente.

Detalles de la evolución que ha tenido este tipo de energía a lo largo de los años se muestra en la figura 2.12. De acuerdo con las estadísticas de crecimiento, para el año 2011 se proyecta una capacidad instalada de 240.000 [MW].

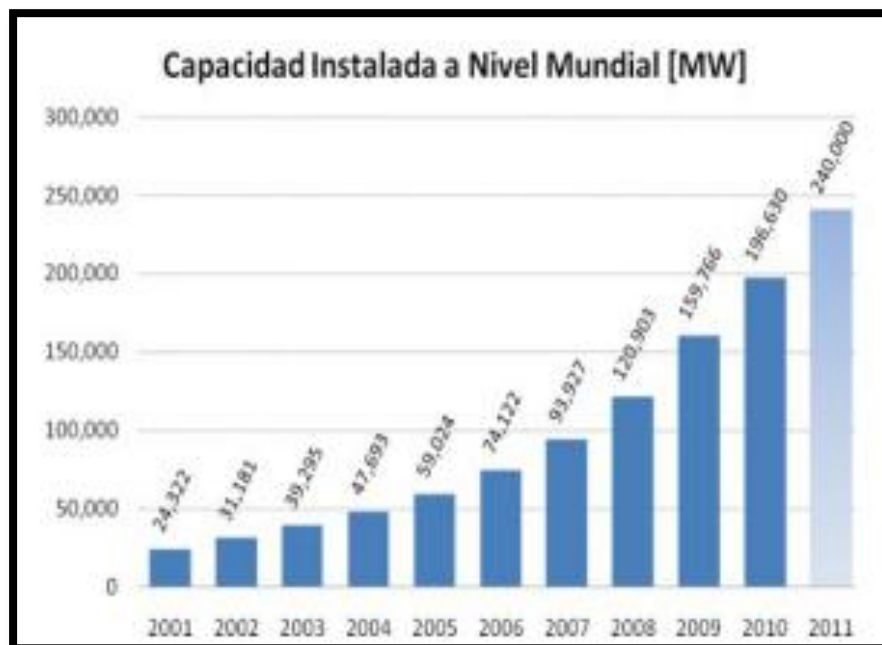


Figura 2.13: Capacidad Instalada de Energía Eólica a Nivel Mundial

Dentro de los países que poseen mayor capacidad instalada al año 2010, se encuentran China, Estados Unidos, Alemania y España. Los 10 países con mayor capacidad instalada se muestran en la figura 2.13 [WWEA, 2011].

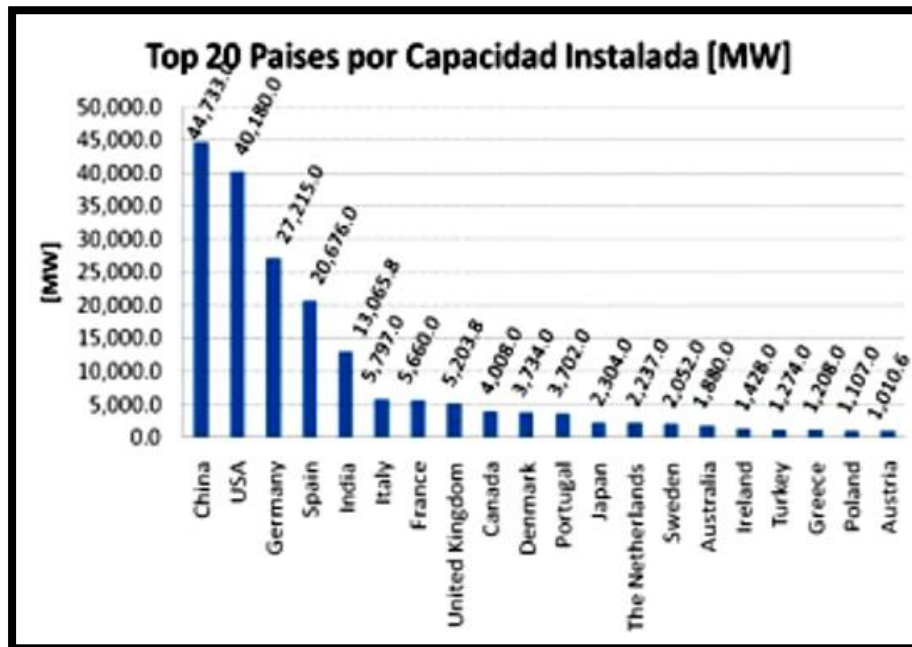


Figura 2.14: Países con mayor capacidad instalada de energía eólica.

2.8.2 Energía Solar

La capacidad instalada de energía solar en el mundo alcanzó los 39.532 [MW] en el año 2010. Los diez países con mayor capacidad instalada se muestran en el gráfico siguiente [TOP 10, 2012]:



Figura 2.15: Países con mayor capacidad instalada de energía solar 2010.

2.8.3 Políticas de Fomento ERNC

El invertir en centrales que generen con ERNC tiene un costo muy elevado si sólo se consideran sus costos directos, sin embargo el producir energía con este tipo de fuente tiene ventajas, como por ejemplo, que no producen gases de efecto invernadero, existe una menor oposición de la población a la construcción de este tipo de centrales, entre otros. Si se consideran todos estos costos asociados a las externalidades, este tipo de energía resulta ser competitiva con la generación mediante combustibles fósiles. En diversos países del mundo se han adoptado medidas de fomento para este tipo de generación, con el objetivo de incentivar a las empresas a la inversión, disminuyendo el riesgo asociado. Las formas más conocidas de estas políticas de fomento a las ERNC utilizadas en el mundo corresponden a tres: Sistema de Tarifas Especiales, Sistema de Cuota y Sistema de Subastas. El primero de estos, es un mecanismo centrado en los precios, mientras que los dos restantes están asociados a las cantidades. Aspectos esenciales de cada sistema, se presentan a continuación [ENZO E. SAUMA, 2012].

2.8.3.1 Sistema de Tarifas Especiales

El sistema de tarifas especiales o *feed-in tariffs*, corresponde a un precio que fija la autoridad para cada tipo de tecnología ERNC, incentivando la instalación de nuevos generadores de energías renovables, garantizando la conexión y acceso a la red eléctrica, y obligando a las distribuidoras a comprar todo su excedente de energía. Este precio es distinto para cada tecnología y, puede ser fijo e independiente del precio de mercado; o también, dependiente del precio de mercado, es decir, corresponde a un porcentaje del precio que tenga la energía, el cual será pagado adicionalmente. Todo esto por un cierto período de tiempo.

En caso de que sea independiente, permite al generador financiarse y obtener un margen económico preestablecido, con un riesgo acotado. En el caso que sea dependiente del precio de mercado, se entrega una menor certeza a los inversionistas, debido a que se exponen a la variación que pueda sufrir el mercado de la energía.

Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, se distribuyen entre todos los consumidores finales, de manera de no perjudicar a los consumidores presentes en áreas geográficas “privilegiadas” para la instalación de centrales generadoras de ERNC.

Este tipo de políticas ha sido adoptado en gran parte de los países de la Unión Europea, como Alemania, Dinamarca, España, entre otros.

2.8.3.2 Sistema de Cuota

En este sistema, el Estado fija un porcentaje mínimo de generación de energía a través de fuentes renovables, el cual es aplicado sobre la cantidad de energía vendida, y fija multas por incumplimiento de dichas cuotas. El costo final es generalmente traspasado a los consumidores finales.

Además de lo anterior, puede complementarse con certificados transables o “Certificados de Energía Renovable” (CER), conocidos como *Tradable Green Certificates* (TGCs) en Europa o *Renewable Energy Credits/Certificates* en Estados Unidos. Estos certificados, equivalente a 1MWh generado, representan la cantidad de energía limpia que se produce para cumplir la cuota y se transan libremente en un mercado entre agentes que compran y venden certificados. Los costos de los certificados son traspasados a los consumidores finales.

El sistema de cuotas produce gran incertidumbre en los precios pagados a los generadores de energías renovables, debido principalmente a la fluctuación aleatoria del precio de los CER, haciendo difícil encontrar financiamiento para los proyectos. Esto incentiva sólo a la tecnología limpia con menores costos. Por esta razón, algunos países han creado sub-cuotas que están reservadas para determinadas tecnologías que no se ven favorecidas con el sistema antes descrito.

Este sistema es utilizado en países como Estados Unidos, donde se conoce como *Renewable Portfolio Standards* (RPS); en India, *Renewable Electricity Standards* (RES); en Reino Unido, *Renewables Obligations* (RO); y en Australia, *Renewable Energy Targets* (RET).

2.8.3.3 Sistema de Subastas

El sistema de subastas o licitaciones, consiste en que se licita una cantidad fija de energía o potencia de una cierta tecnología ERNC, y el Estado acepta la oferta más barata entre un conjunto de oferentes. Los oferentes tienen un plazo fijo para poner en marcha sus proyectos, además de un contrato a largo plazo que garantiza la compra de toda la generación. Este mecanismo se ha utilizado en China, Brasil, Perú y Uruguay.

3 Recopilación de Información

En el presente capítulo se detallan los datos necesarios para conseguir el objetivo de esta memoria. Es aquí donde se establecen los supuestos del estudio, se establecen los escenarios y las diversas consideraciones necesarias para una correcta evaluación.

La idea principal de este estudio es, principalmente, poder evaluar económicamente distintos casos, obteniendo la rentabilidad de los proyectos evaluados de una manera sencilla, en la cual se considera: la inversión y los ingresos, que corresponden a la energía vendida a precio marginal, todo esto en un intervalo de tiempo que será igual para los proyectos solares y eólicos. Los escenarios que serán evaluados se presentan a continuación:

- Incorporación de políticas de fomento.
- Almacenamiento de energía, considerando la variabilidad del viento en el caso de la energía eólica y de la radiación en el caso solar, en horas de demanda máxima.
- Construcción de líneas de transmisión, para lo cual se consideraran distancias cortas y largas.

Estos escenarios se irán incorporando entre sí, es decir, en primer lugar se evalúa sólo la incorporación de políticas de fomento, luego la incorporación de almacenamiento en donde nuevamente se hará la comparación con y sin incentivos y finalmente la línea de transmisión en la cual se considerará almacenamiento e incentivos.

De acuerdo con la tabla 2.1, la región que presenta una mayor concentración de centrales solares y eólicas, corresponde a la segunda. Por esta razón, se estudiarán estas centrales las cuales se encuentran conectadas al SING. El detalle de dichas centrales se presenta en la tabla 3.1.

Todas las evaluaciones económicas se realizan considerando los siguientes supuestos como base:

- El precio de venta de la ERNC es considerado igual a los costos marginales en la Barra Crucero 220 obtenidos durante 2011 en el SING.
- De acuerdo con los proyectos presentados en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, los proyectos solares fotovoltaicos son estudiados con una vida útil de 40 años, mientras que las centrales eólicas se evalúan con una vida útil de 30 años. Considerando lo anterior, el período de evaluación será de 20 años para todas las centrales.

3.1 Datos SING

En el Sistema Interconectado del Norte Grande, predominan las centrales altamente contaminantes. Con una capacidad instalada 4.500 MW, la distribución por tecnología se presenta en la figura siguiente:

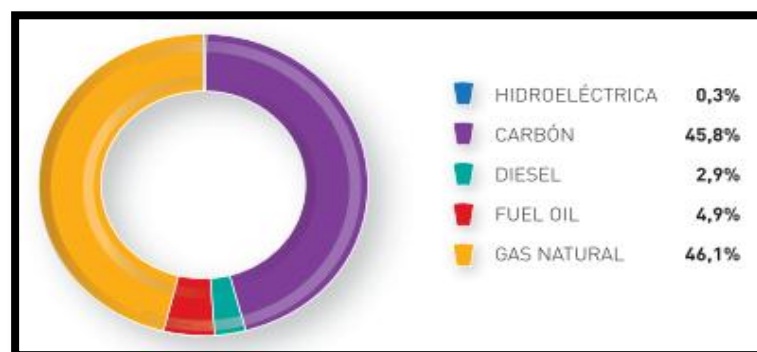


Figura 3.1: Capacidad instalada por combustible en el SING 2011.

A pesar de esta distribución, la tecnología que más se utiliza corresponde al carbón, que corresponde al combustible más barato, dentro de las centrales disponibles. Esta generación es utilizada mayormente para el abastecimiento de la minería chilena. Mientras que la distribución de la generación bruta en este sistema interconectado se presentan en la figura 3.2.

Para la evaluación económica realizada en este trabajo, se utilizará la barra crucero 220, cuyos costos marginales promedio mensuales correspondientes al año 2010 y 2011 se presentan en la figura 3.3.

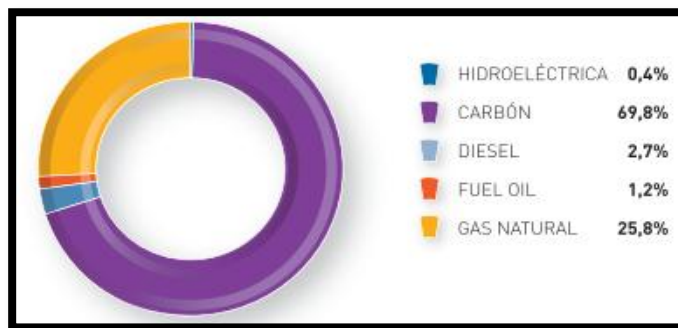


Figura 3.2: Generación bruta por Combustible en el SING 2011.

Mes \ Año	2010	2011
Enero	50,4	49,7
Febrero	78,9	45,7
Marzo	75,6	56,9
Abril	74,9	62,2
Mayo	53,9	48,9
Junio	64,7	59,2
Julio	60,5	35,4
Agosto	55,0	34,8
Septiembre	60,1	32,2
Octubre	52,6	54,0
Noviembre	59,7	42,3
Diciembre	58,4	33,9
Promedio	62,1	46,3

Figura 3.3: Costos marginales de energía nudo crucero 220 kV en [\$/kWh]

De acuerdo con los datos obtenidos por el CDEC-SING durante el año 2011, el costo marginal real presente en dicha barra se presenta gráficamente a continuación:

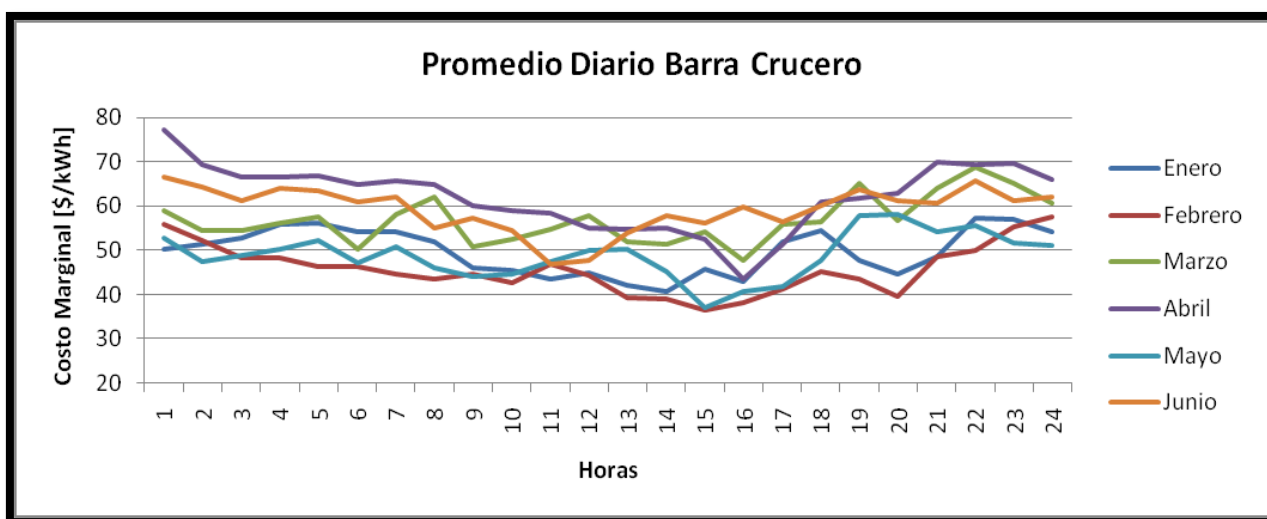


Figura 3.4: Costos Marginales Barra Crucero, Enero a Junio 2011.

En el primer semestre mostrado en la figura anterior, se tiene que los meses en los que se alcanza los menores costos son en febrero, abril y mayo y es entre las 13 y 17 horas. Sin embargo, en abril por ejemplo, se tiene que durante un día promedio también se alcanza el mayor valor del costo marginal. Estos costo fluctúan entre 40 y 80 [\$/kWh] aproximadamente.

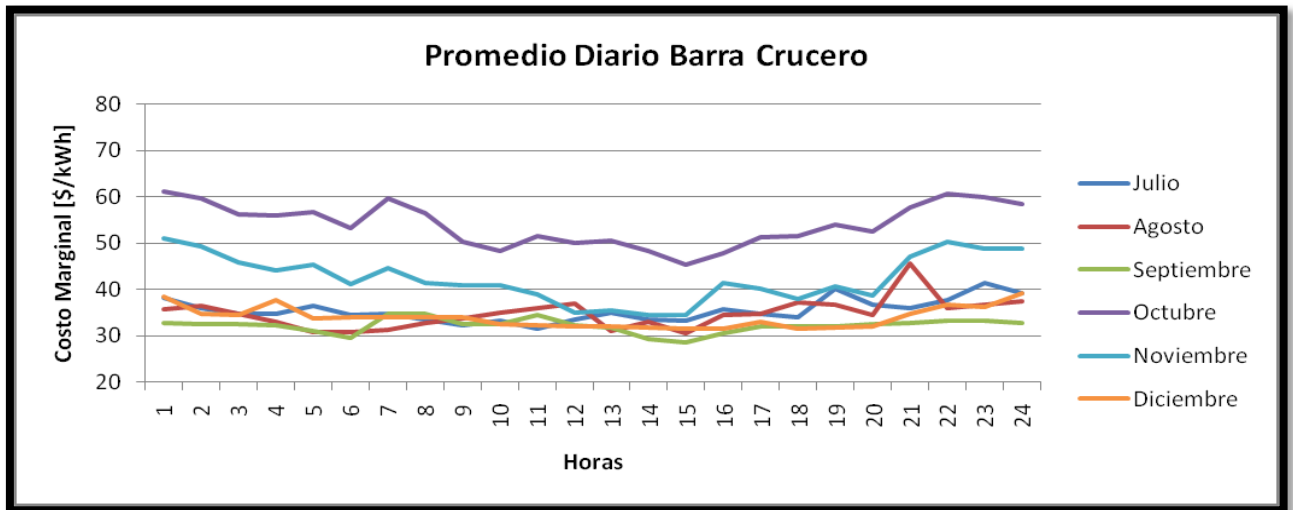


Figura 3.5: Costos Marginales Barra Crucero, Julio a Diciembre de 2011.

Por otra parte, en el segundo semestre se tiene que los costos se mueven entre 30 y 60 [\$/kWh], siendo octubre el mes que presenta los costos más altos, mientras que noviembre es el mes con mayores cambios en el costo durante el día. Durante diciembre y septiembre, los costos se mantienen casi constantes durante todo el día.

El precio medio de mercado (PMM) se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado. Este precio se utiliza para la indexación del precio de nudo de la energía del Sistema Interconectado del Norte Grande [COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, 2012].

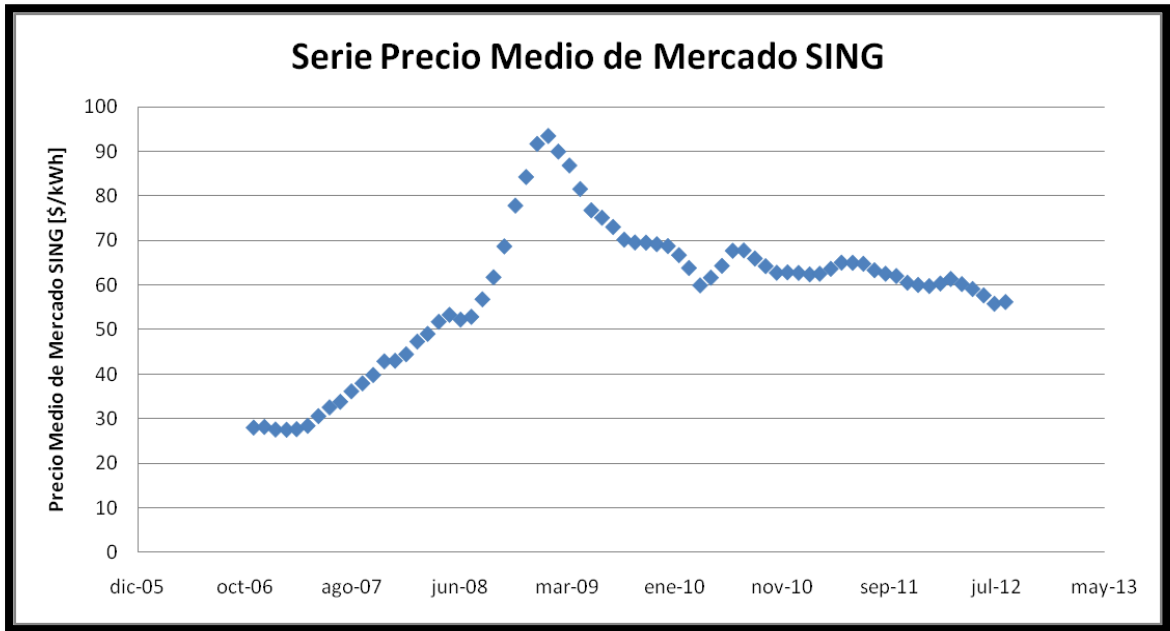


Figura 3.6: Precio Medio de Mercado SING.

3.2 Centrales en Estudio

La región que será considerada para este estudio es la segunda, en la cual se tienen seis proyectos eólicos y nueve proyectos solares en los que se contempla la instalación de plantas fotovoltaicas, varios de estos últimos proyectos se repiten en cuanto a la potencia y la inversión, por lo que serán descartados del estudio, puesto que las conclusiones obtenidas serán equivalentes. Los detalles de los proyectos que serán considerados para el estudio, se muestran en la tabla 3.1. Los factores de planta considerados para el cálculo de la energía anual de cada uno de estas centrales, son consistentes con lo considerado en cada uno de los proyectos presentados al Servicio de Evaluación de impacto ambiental. Por otra parte, para poder conocer los recursos existentes en cada uno de los proyectos, ya sean eólicos o solares, se utiliza la herramienta Google Earth, utilizando las coordenadas UTM. Sin embargo, al utilizar el programa del departamento de Geofísica, es necesario tener las coordenadas geográficas, lo cual es posible a través del conversor de coordenadas. Todos estos datos son entregados en la tabla 3.2, mientras que la ubicación en el mapa se muestra en la figura 3.6.

Tabla 3.1: Proyectos en estudio.

N°	Proyecto	Tipo	Potencia [MW]	Factor de Planta	Energía [GWh/año]	Inversión [MMUS\$]
1	QUILLAGUA	Eólica	100	0,35	306,6	230
2	CALAMA	Eólica	250	0,35	766,5	700
3	CKANI	Eólica	240	0,35	735,84	500
4	GABY	Eólica	40	0,35	122,64	86
5	VALLE DE LOS VIENTOS	Eólica	99	0,35	303,534	201
6	CALAMA ECL	Eólica	128	0,35	392,448	280
7	CALAMA SOLAR 1	Solar	9	0,3	23,7	40
8	SAN PEDRO DE ATACAMA II	Solar	30	0,3	78,8	103
9	SOL DEL LOA	Solar	110	0,3	289,1	296
10	HUERTA SOLAR FOTOVOLTAICA	Solar	8	0,3	21,0	31,87
11	CRUCERO SOLAR	Solar	180	0,3	473,0	400
12	LOS ANDES	Solar	220	0,3	578,2	572

Tabla 3.2: Ubicación de los proyectos en estudio.

N°	Proyecto	Tipo	Latitud	Longitud	Coordenadas UTM	
					Este	Norte
1	QUILLAGUA	Eólica	-21,63946	-69,51194	447024	7606992
2	CALAMA	Eólica	-22,42647	-68,86330	514068	7519961
3	CKANI	Eólica	-21,97753	-68,55613	545824	7569594
4	GABY	Eólica	-23,45958	-68,85087	515231,3	7405596
5	VALLE DE LOS VIENTOS	Eólica	-22,48907	-68,81223	519315	7513026
6	CALAMA ECL	Eólica	-22,48753	-68,74096	526645,60	7513186,50
7	CALAMA SOLAR 1	Solar	-22,48752	-68,74096	512958	7518400
8	SAN PEDRO DE ATACAMA II	Solar	-22,54865	-68,57627	543568	7506381
9	SOL DEL LOA	Solar	-21,62170	-69,58723	439225,76	7608929,57
10	HUERTA SOLAR FOTOVOLTAICA	Solar	-24,01390	-68,59292	541399,861	7344174,286
11	CRUCERO SOLAR	Solar	-22,23756	-69,58159	440068,002	7540762,994
12	LOS ANDES	Solar	-23,98949	-68,58785	541924	7346876

Por simplificación, a cada central se le asigna un número correlativo que corresponde al mostrado en la tabla anterior.



Figura 3.7: Proyectos Solares (Amarillo) y Eólicos (Rojos) en la II región.

3.3 Estudio de Políticas de Fomento

En Chile, actualmente se utiliza un sistema de cuota para las ERNC, de acuerdo con lo que se establece en la Ley 20.257, por lo cual las empresas generadoras pertenecientes al SIC y SING, deben certificar ante el CDEC que un 10% de la energía comercializada proviene de medios de generación con ERNC, sea esta propia o contratada. En los años 2010 y 2011 se cumplió totalmente con la cuota establecida, lo que se revisará en el capítulo de análisis.

Como en Chile ya existe una política similar al sistema de cuota, se decide evaluar un sistema de tarifas especiales o *feed-in tariffs*. Por lo que a continuación se presentan algunos antecedentes sobre países que han adoptado dicho sistema [ENZO E. SAUMA, 2012].

3.3.1 Europa

En Dinamarca, en la década de los 90 se estableció un sistema de tarifas especiales, lo que favoreció el crecimiento de la industria eólica, partiendo con 50 MW en 1993 hasta llegar a 3.000 MW en 2004. En este mismo año se reemplazó ese sistema por uno de cuotas.

Para el caso de Alemania, también se comenzó con un sistema de tarifas especiales en la década de los 90, lo que favoreció a algunas tecnologías, con una tarifa de compra que correspondía al 80% por sobre la tarifa promedio del mercado. En el año 2000 se consolidó esta política mediante periódicas revisiones de las tarifas, añadiendo nuevas tecnologías, como geotérmica y grandes plantas de biomasa, e introduciendo tarifas basadas en el costo y garantías para todas las energías renovables para los próximos 20 años. Esta política ha provocado un rápido crecimiento de las energías renovables en Alemania, desde un 3,1% de la matriz energética en 1991, hasta un 16,9% en 2006.

3.3.2 Latino América

En Argentina opera un sistema de tarifas especiales que fue implementado en 2006, mediante la promulgación de la Ley 26.190 (Régimen Nacional de Apoyo a las Fuentes de Energías Renovables para la Generación Eléctrica). Esta ley establece la creación de un fondo de energías renovables que se destina a remunerar la energía solar fotovoltaica en hasta 0,9 pesos argentinos por cada kWh y a remunerar la energía generada por sistemas de energía geotérmica, de los océanos, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás por instalarse en hasta 0,015 pesos argentinos por cada kWh. Esta última tarifa se aplica también para sistemas hidroeléctricos por instalarse de hasta 30MW de potencia. Dichas tarifas son un pago por sobre el precio de la electricidad y tienen una validez de 15 años. Se tiene como objetivo que el 8% de la demanda energética nacional sea cubierta por energías renovables para el año 2006.

En el caso de Ecuador y de acuerdo con la Regulación No. CONELEC – 004/11, las ERNC se fomentan con el sistema de tarifas especiales. Estos precios están diferenciados de acuerdo a si la central está ubicada en el

territorio continental, en cuyo caso la tarifa para las centrales eólicas sería de 0,091 [US\$/kWh], mientras que para las centrales solares fotovoltaicas (el tipo de central con mayor incentivo) sería de 0,400 [US\$/kWh], mientras que si está instalada en el territorio insular de galápagos los precios son 0,100 [US\$/kWh] y 0,4403 [US\$/kWh] respectivamente. Estos precios, establecidos por la normativa, estarán garantizados y vigentes por 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que suscriban dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012. Cumplido este plazo, las ERNC operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a la fecha.

Al revisar los antecedentes, se decide evaluar un sistema de tarifas especiales para Chile, considerando los precios adoptados por Ecuador.

3.4 Incorporación Almacenamiento

3.4.1 Solar

Vinculados a los proyectos que utilizan almacenamiento en sales mostrados en el capítulo anterior, la tabla siguiente resume los datos de centrales solares con almacenamiento de sales.

Tabla 3.3: Datos Centrales con Almacenamiento en sales.

Nombre Central	Inversión [MMUS\$]	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [MMUS\$/MW]
Solar One	266,0	64,0	4,2
Gemmasolar	293,3	19,9	14,7

La diferencia entre ambos proyectos consiste en que para el Gemmasolar, se puede almacenar energía para generar 15 horas seguidas sin aporte solar, mientras que en el caso de Solar One, sólo se tiene almacenamiento para 3 horas.

3.4.1.1 Estudio del Recurso Solar

Para conocer los índices de radiación en la segunda región y específicamente en los lugares en los que se ubican los proyectos, se utiliza el explorador solar desarrollado por el departamento de Geofísica.

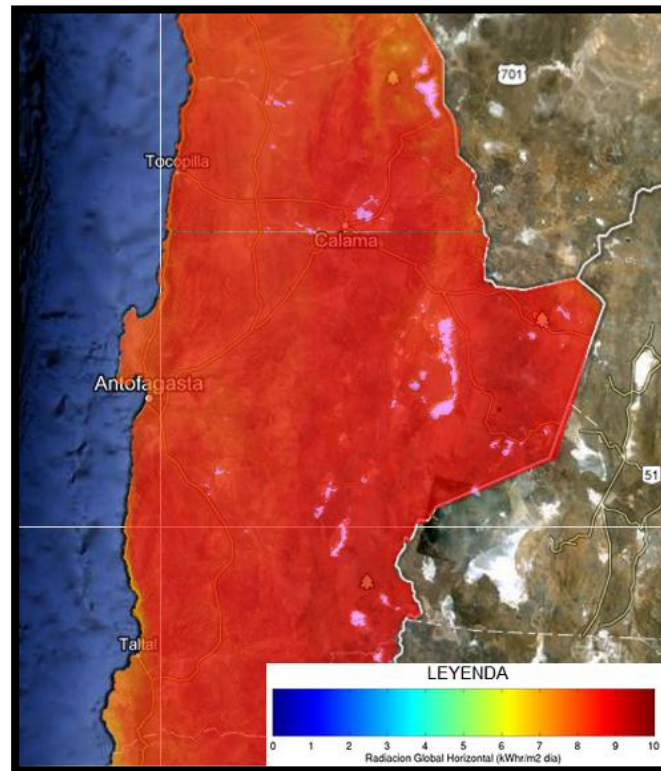


Figura 3.8: Radiación Global Horizontal [kWh/m² día] en II Región.

De la Figura anterior, es claro notar que la mayor parte de la región presenta un nivel de radiación similar, y considerando que es necesario indicar latitud y longitud para obtener el detalle de los datos de radiación en el programa utilizado, se ingresan los valores correspondientes a la central San Pedro de Atacama II, cuyas características principales son: Latitud 22,55 grados Norte, Longitud 68,58 grados Oeste y una elevación de 2675 metros.

A partir de los datos anteriores es posible obtener la Radiación Global Horizontal (GHI) que corresponde a la irradiancia global horizontal, que es la radiación por unidad de área que se recibe en una superficie perpendicular al campo de gravedad de la Tierra y por lo tanto va recibiendo con distinto

ángulo la radiación directa del sol a través del día. Entonces, la GHI es la suma de las componentes directa y difusa [EXPLORADOR SOLAR, junio 2012].

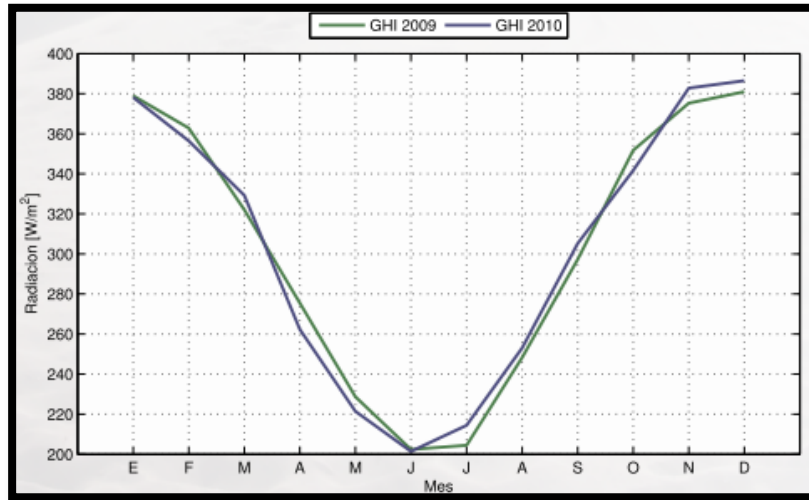


Figura 3.9: Ciclo anual de la radiación global horizontal diaria promedio.

Cabe destacar que en la figura anterior cada punto representa el promedio de 24 horas de radiación y por lo tanto se incluye el día y la noche. Existen horas del día en las que no hay radiación, razón por la cual a continuación se presenta un gráfico en el que se muestra el ciclo diario de la radiación para cada mes. El tamaño del intervalo entre un mes y otro representan 24 horas.

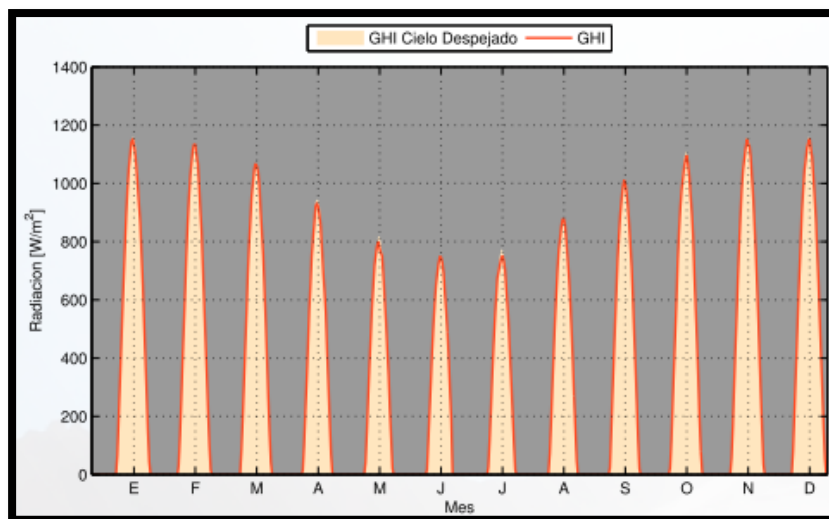


Figura 3.10: Promedio mensual de la radiación diaria.

Por último, el programa reporta los datos de radiación diaria promedio para cada mes y hora del día, tal como se muestra en la siguiente figura:

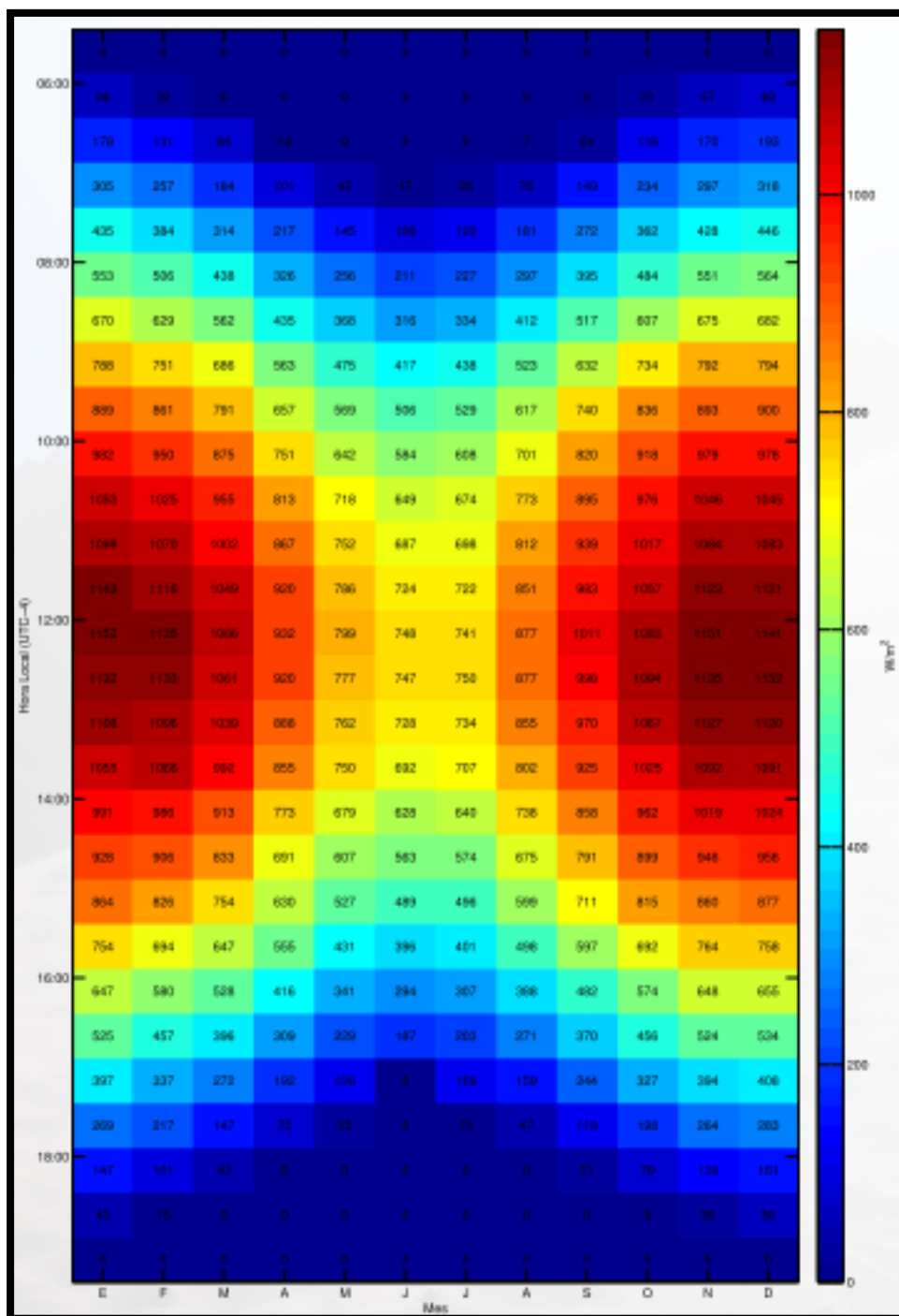


Figura 3.11: Ciclo diario y estacional de la radiación diaria promedio.

3.4.2 Eólico

Los generadores eólicos tienen fluctuaciones horarias relevantes de forma tal que hoy en día, prácticamente, no se diseñan sin la existencia de un sistema de almacenamiento de energía. En este caso, los costos de inversión para almacenar energía con distintos tipos de tecnologías, se muestran en la figura siguiente:

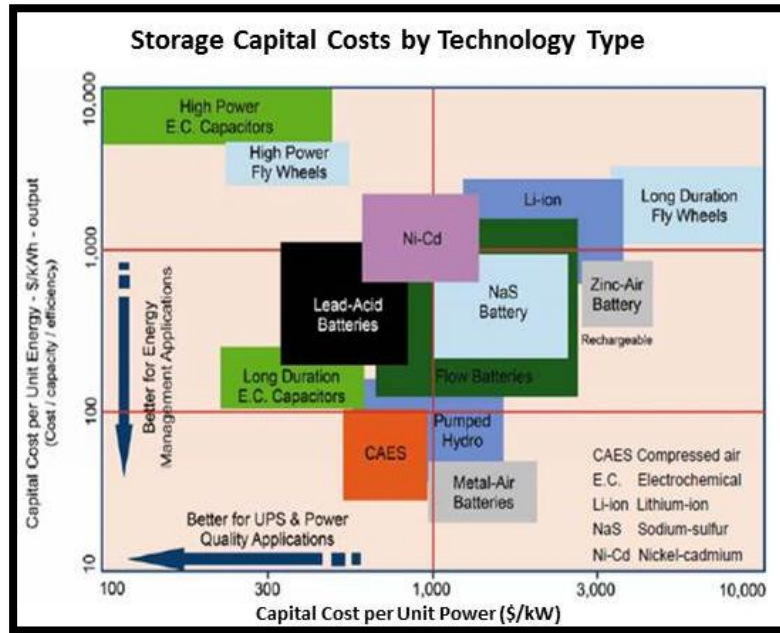


Figura 3.12: Costos de inversión en sistemas de almacenamiento.

Datos de las baterías más utilizadas en los sistemas de almacenamiento eléctrico se muestran a continuación [HERMAN K. TRABISH, 2012]:

Tabla 3.4: Propiedades y costos distintos tipos de baterías.

Baterías	Rango Potencia [MW]	Eficiencia del ciclo	Tiempo de Carga y Descarga	Ciclo de Vida	Costo [US\$/kW]
Plomo ácido	0,5-100	~75%	Horas	≤2.000	100-200
Ion Litio (Li-ion)	0,5-50				200-400
Níquel-Hidruro Metálico (Ni-MH)	0,5-50				200-400

3.4.2.1 Estudio del Recurso Eólico

Para obtener el reporte del Explorador Eólico, se utilizan las coordenadas del proyecto Valle de los Vientos que tiene como latitud $22,49^\circ$ sur y longitud $68,81^\circ$ oeste. Los datos del viento son entregados a 95 m sobre el terreno, lugar en que la densidad del aire es del $0,93 \text{ [kg/m}^3\text{]}$. De acuerdo con el reporte obtenido, la velocidad del viento fluctúa entre los 6,8 y 8,4 [m/s] durante un año. Las mayores velocidades se dan entre julio y octubre, todo esto de acuerdo a lo que se muestra en la figura 3.13. Además, el promedio de velocidad del viento va entre los 4 y 11 [m/s] , y es mayor entre las 12:00 y las 20:00 hrs aproximadamente, de acuerdo con lo que se muestra en la figura 3.14 [EXPLORADOR EÓLICO, 2012]. Un informe más detallado sobre la velocidad del viento promedio para cada mes del año y hora del día se muestra en la figura 3.15.

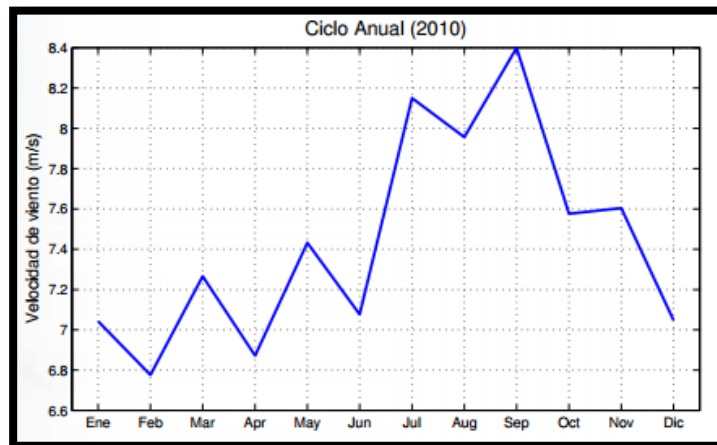


Figura 3.13: Ciclo medio de velocidad de viento mensual.

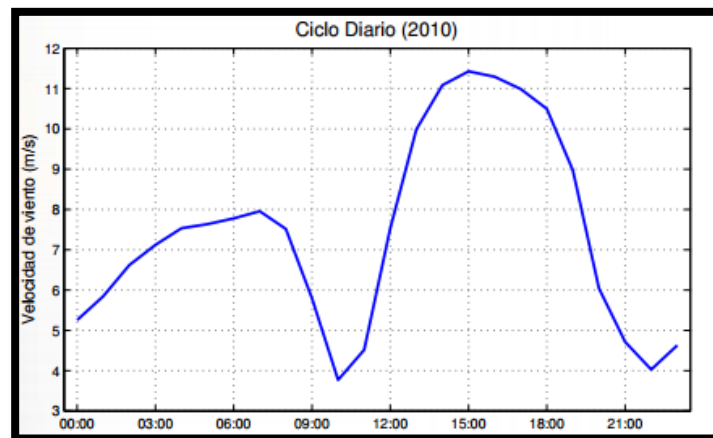


Figura 3.14: Ciclo de velocidad del viento según hora.

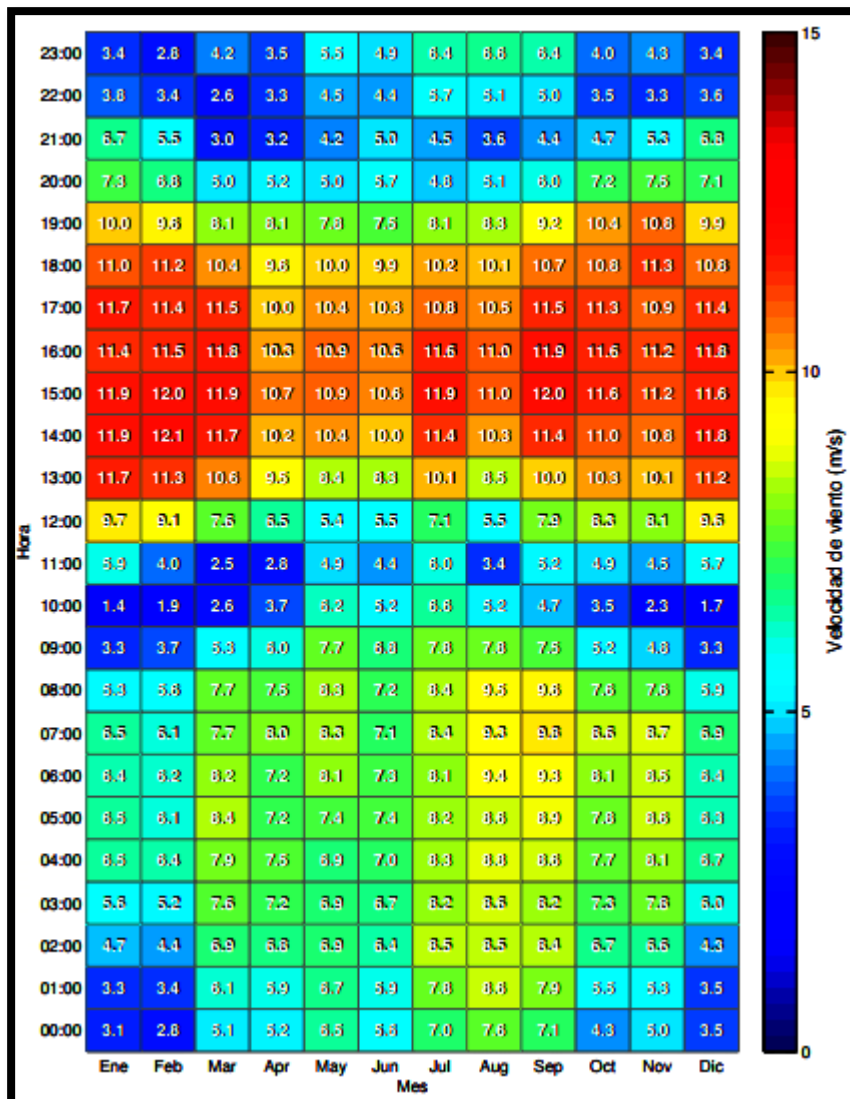


Figura 3.15: Velocidad del viento según hora del día y mes del año 2010.

4 Metodología y Propuesta de Evaluación Económica

Como primer caso de estudio se considera el escenario actual de las centrales y se hace el paralelo con la incorporación de incentivos dados por las políticas de fomento utilizadas en Ecuador, por las razones descritas anteriormente. Como segundo caso, se repite el mismo ejercicio, pero ahora incorporando almacenamiento en sales fundidas para las centrales solares. El tercer caso, evalúa la incorporación de almacenamiento de energía eólica con baterías y finalmente, como cuarto caso, la incorporación de la línea de transmisión. Cabe destacar que para todas las evaluaciones, se consideran las centrales descritas en la sección 3.2 del capítulo anterior.

Los supuestos considerados para la evaluación de cada uno de los casos de estudio son los siguientes:

- El período de evaluación es de 20 años.
- El precio de la energía es el mismo para todo el horizonte de evaluación y corresponde a 67,23281 [\$/kWh], lo que al considerar el precio del dólar como \$497, será de 0,1353 [US\$/kWh]
- El valor de la tarifa especial escogida, corresponde a la utilizada en Ecuador, la cual fue descrita en el capítulo anterior. Entonces, para el caso de las centrales eólicas corresponde a 0,091 [US\$/kWh], mientras que para las solares es de 0,4 [US\$/kWh]. Para ambos casos, el incentivo dura por 15 años.

4.1 Incorporación de Fomento

Al realizar la evaluación económica para cada una de las centrales en las mismas condiciones que se pretenden realizar actualmente, se obtienen los siguientes resultados de rentabilidades para la opción con y sin incentivos de tarifa especial.

Tabla 4.1: Comparación resultados con y sin incentivos.

N°	Proyecto	Tipo	Rentabilidad [%]		
			Sin Incentivos	Con Incentivos	Diferencia
1	QUILLAGUA	Eólica	2,68	7,29	4,61
2	CALAMA	Eólica	1,31	5,10	3,79
3	CKANI	Eólica	3,47	8,57	5,10
4	GABY	Eólica	3,21	8,15	4,94
5	VALLE DE LOS VIENTOS	Eólica	3,70	8,92	5,22
6	CALAMA ECL	Eólica	3,07	7,92	4,85
7	CALAMA SOLAR 1	Solar	-1,59	7,43	9,02
8	SAN PEDRO DE ATACAMA II	Solar	-0,59	11,04	11,63
9	SOL DEL LOA	Solar	0,62	15,48	14,86
10	HUERTA SOLAR FOTVOLTAICA	Solar	-1,21	8,82	10,03
11	CRUCERO SOLAR	Solar	1,81	5,90	4,09
12	LOS ANDES	Solar	0,82	16,20	15,38

Como una forma de simplificar las tablas siguientes, se define cada central ya sea eólica o solar, con un número. Por ejemplo, la central Eólica Quillagua corresponde a la central N° 1, mientras que la central Crucero Solar, corresponde a la central Solar N° 11. Cada uno de estos números se presentan en la tabla 4.1.

4.2 Incorporación Almacenamiento

En esta sección se evalúa la incorporación de almacenamiento en sales y baterías, se hará una evaluación para algunos meses en los que el costo marginal presente las mayores variaciones y se tenga una gran cantidad del recurso evaluado, solar o eólico.

4.2.1 Solar

De acuerdo con los datos entregados en el capítulo anterior, la diferencia entre ambos proyectos está en el factor de planta, el cual será 0,425 para el caso de Solar One y de 0,63 para Gemmasolar. Con estos datos se puede obtener la energía que podría producir cada una de las centrales solares en estudio, que corresponden a las centrales N° 7 - 12.

Además, la inversión se puede obtener multiplicando el costo de inversión dado por la tabla anterior y la capacidad de las centrales en estudio. Todo esto se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 4.2: Inversión y Energía de acuerdo a proyectos con almacenamiento.

Nº Central	Inversión [MMUS\$]			Energía [GWh/año]		
	Sin Almac.	Gemmasolar	Solar One	Sin Almac.	Gemmasolar	Solar One
7	40,0	132,5	37,4	23,7	49,7	33,5
8	103,0	441,7	124,7	78,8	165,6	111,7
9	296,0	1619,6	457,2	289,1	607,1	409,5
10	31,9	117,8	33,3	21,0	44,2	29,8
11	400,0	2.650,3	748,1	473,0	993,4	670,1
12	572,0	3.239,2	914,4	578,2	1.214,1	819,1

Para la evaluación con almacenamiento, se toman los valores promedio de la radiación diaria para abril y noviembre, que son los meses en que se presentan las mayores fluctuaciones de precios. Se consideran los datos de la Central San Pedro de Atacama II, considerando 3 horas de almacenamiento de energía.

Para este caso no se obtienen ganancias significativas, puesto que por lo general el sol desaparece cercano a las 17 hrs, por lo que al almacenar 3 horas, se entregaría entre las 18 y 20 hrs, cuando el precio de la barra es similar a las horas en que se almacenó. En efecto, para el caso de abril, se disponen en promedio de 8 horas de sol, lo que al evaluar con y sin almacenamiento, se genera una ganancia de \$346.330 diarios, lo que al multiplicarlo por los 30 días del mes, se obtiene una ganancia de \$10.389.906. Mientras que para el mes de Noviembre, se tiene una ganancia de \$19.983 diario y \$599.503 al mes. Por lo que considerando almacenamiento sólo en estos dos meses, se obtiene una ganancia cercana a los \$ 11 millones.

Tabla 4.3: Resumen resultados almacenamiento solar.

Mes	Horas Almacenamiento	Horas de Suministro	Ganancia [kUS\$/mes]
Abril	15 - 17 hrs	18 - 20 hrs	20.9
Noviembre	15 - 17 hrs	18 - 20 hrs	22.1

Al realizar la evaluación considerando los incentivos, se tiene que se obtendrá un adicional de 198,8 [\$/kWh], por lo que para 8 horas de disponibilidad solar, se obtiene una ganancia adicional de \$23.856.000.

4.2.2 Eólico

Los aerogeneradores que se utilizan normalmente en este tipo de proyectos, tienen una capacidad de generar entre 1,5 a 2,3 MW y están diseñados para que la velocidad del viento sea de 7 [m/s]. Por lo que se toma como supuesto que la central genera de acuerdo a su factor de planta desde los 6 [m/s] en adelante. Para la evaluación, se utilizan los datos del proyecto Valle de los Vientos.

El mes que presenta mayor fluctuación de costo marginal en el SING corresponde a abril, donde los menores precios se presentan entre las 12 y las 17 hrs. Mientras que la velocidad del viento está al máximo entre las 13 y las 19 hrs.

Como el almacenamiento de energía está considerado para que se haga durante 3 horas, se realiza la evaluación considerando que se almacena entre las 17 y las 19 hrs, para ser entregada entre las 20 y 22 hrs. Con lo que se obtiene una ganancia de \$ 974.065 promedio diario. Al hacer el cálculo para los 30 días del mes da un total de \$ 29.221.956. Se realiza el mismo ejercicio para el mes de noviembre, en el que durante 16 horas del día se tiene la disponibilidad del viento, sin embargo, el precio es más bajo y varía entre 34,4 y 50,9 [\$/kWh]. Para este caso, el almacenamiento se realiza entre las 18 y las 20 hrs, para entregar la energía en las tres horas siguiente. Con lo que se obtiene una ganancia diaria de \$993.556, que corresponden a \$29.807.007 al mes. Sólo considerando que se hace este ejercicio en dos de los doce meses del año, ya se tiene una ganancia adicional de \$54.854.398. Por lo que al realizar este mismo ejercicio para otros meses o más veces en el día es muy probable que se obtenga una ganancia superior que compense los costos de inversión.

Tabla 4.4: Resumen resultados almacenamiento eólico.

Mes	Horas Almacenamiento	Horas de Suministro	Ganancia [kUS\$/mes]
Abril	17 - 19 hrs	20 - 22 hrs	58.8
Noviembre	18 - 20 hrs	21 - 23 hrs	59.7

En la evaluación anterior, no se considera un sistema de tarifas especiales. Al incorporar esta política de fomento, que para el caso eólico corresponde un pago adicional de 45,22 [US\$/kWh], se obtiene una ganancia adicional de \$28.429.192, considerando el mes de noviembre que posee 16 horas diarias de recurso eólico necesario para generar. Esta ganancia adicional irá cambiando de acuerdo a las horas disponibles del recurso eólico.

5 Análisis de Resultados

En el presente capítulo se presentan todos los análisis relacionados a los resultados obtenidos en el capítulo anterior, incorporando algunos comentarios sobre los anuncios que se hacen en el CADE, el CCTP y los anuncios de la interconexión SIC-SING y la carretera eléctrica, que por cierto afectarán de una u otra manera a la instalación de centrales basadas en ERNC.

El supuesto de considerar constante el costo marginal en la barra crucero 220, se debe a que es difícil poder evaluar cual será su valor en un futuro debido a los cambios que cada se están haciendo más reales, como la carretera eléctrica y sobretodo la interconexión SIC-SING.

5.1 Políticas de Fomento

En Chile, a pesar de que existe un enorme potencial para producir energía utilizando recursos renovables, estas fuentes no han sido explotadas de igual forma que las convencionales. En efecto, entre los meses de abril 2011 y marzo 2012, en el SING sólo un 0,4% de la generación fue producida mediante ERNC, el 99,6% restante fue generador por termoeléctricas, que corresponde a la tecnología dominante. Para el caso del SIC en cambio, un 53,7% es producido por termoeléctricas mientras que el resto se dividen entre centrales hidroeléctricas (45,6%) y eólicas (0,7%). Cabe destacar que en Chile aún no existen centrales solares instaladas.

Esta baja penetración de este tipo de tecnologías, se debe principalmente a los altos costos de inversión, a la casi nula información disponible y marco regulatorio no discriminatorio y de incentivos para su inversión.

Para un mayor desarrollo de estos tipos de tecnologías, se comienza por terminar con el trato discriminatorio. Así, en los años 2004 y 2005, se realizan algunas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 1) mediante la Ley 19.940 y Ley 20.018, más conocidas como Ley Corta 1 y 2, respectivamente. La Ley Corta 1, incentiva el trato igualitario a las ERNC, estableciendo de manera resumida, lo siguiente:

- Posibilidad de que pequeños generadores, menores de 9 MW, puedan incorporarse al mercado spot.
- Se garantiza el acceso a las redes de distribución.
- Exención del pago de peaje troncal para la transmisión de las ERNC, siendo total de las centrales menores a 9 MW, y parcial para las mayores de 9 MW y menores a 20 MW.

Por su parte, la Ley Corta 2, establece modificaciones respecto a los contratos de suministro de las distribuidoras:

- Deben disponer de estos contratos de suministro para sus clientes regulados para, a lo menos, los tres años siguientes.
- Deben realizarse mediante licitaciones públicas y abiertas, dando la posibilidad a las distribuidoras de realizar dichas licitaciones en forma conjunta.
- Un 5% de los bloques de licitación está reservado para ERNC, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras convencionales.

A pesar de estos cambios en la normativa, al observar la figura 2.6 no se refleja un aumento considerable de este tipo de tecnología entre los años 2004 y 2007. Esto porque los cambios realizados tienen ciertas restricciones, como por ejemplo, la exención de peaje sólo beneficia a centrales hasta 20 MW de potencia y no existe una obligación para las distribuidoras de firmar contrato por un cierto bloque de potencia exclusivamente generado con ERNC.

Por esta razón, en abril del año 2008, se promulga la ley N° 20.257 la cual incorpora mecanismos de incentivo para el desarrollo de las ERNC. Con esta ley se busca diversificar la matriz energética y fomentar las fuentes propias, como una forma de lograr una mayor independencia de los combustibles fósiles. Mediante esta ley se obliga a las generadoras eléctricas, que hacen retiro de energía para ser comercializada, a acreditar un cierto porcentaje de energía producida mediante el uso de ERNC. Detalles de esta

ley se muestran en el capítulo de antecedentes, por lo que en este capítulo sólo se realiza el análisis de la efectividad de la implementación de dicha ley.

Todas las centrales que realicen retiros tanto en el SIC como en el SING, deben ser capaces de acreditar generación mediante ERNC, ya sea propia o contratada, a contar del año 2010 y siguiendo la siguiente estructura:

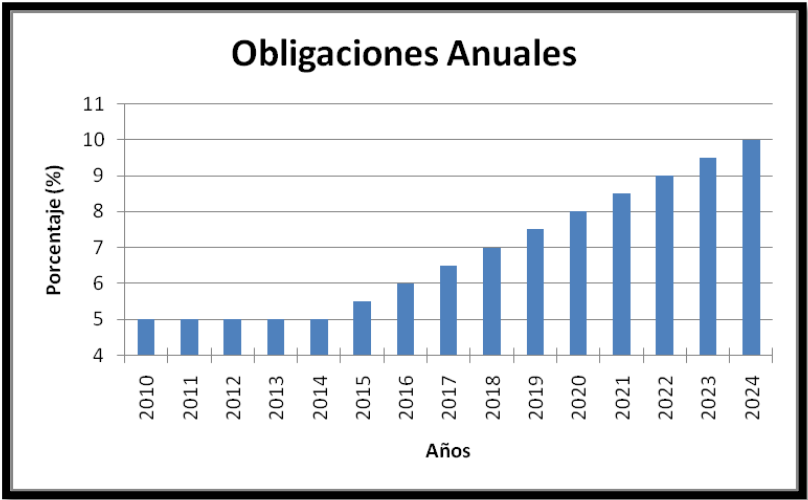


Figura 5.1: Obligaciones anuales según Ley 20.257.

Desde el 2024 en adelante, se mantiene la obligación de acreditar un 10% de los retiros.

Existen resultados sobre el funcionamiento de esta Ley; en efecto, en la página de CDEC-SIC es posible encontrar los Balances definitivos para el año 2010 y 2011. Un resumen de esta información se muestra en el siguiente gráfico:

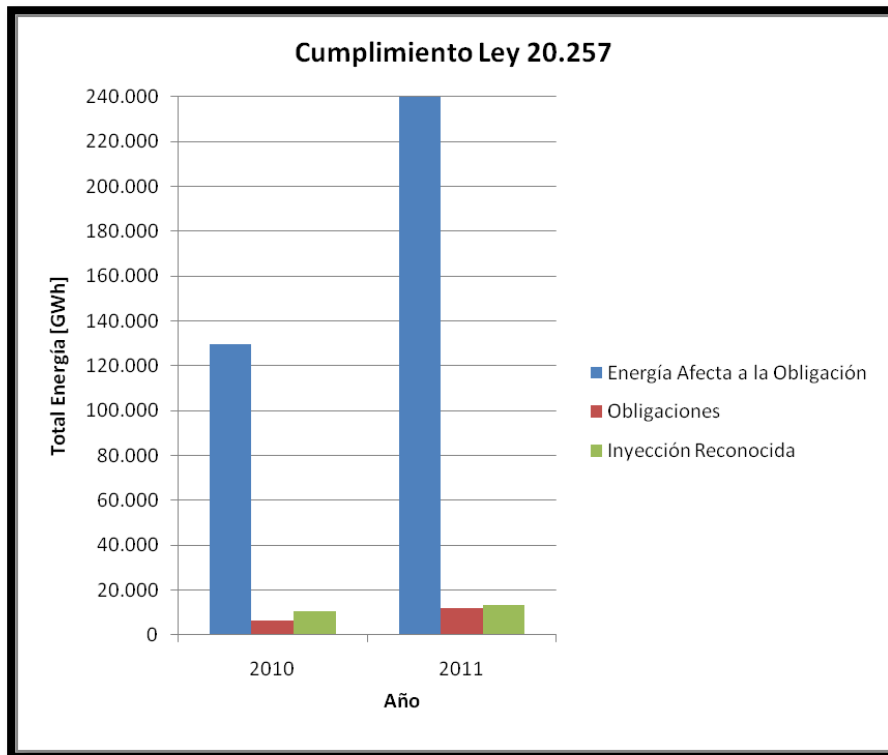


Figura 5.2: Balance año 2010 y 2011, de acuerdo a Ley 20.257.

La terminología utilizada en estos balances, se detalla a continuación:

- Energía Afecta a la Obligación: Corresponde al total de la energía retirada que se encuentra afecta a la obligación establecida en el artículo 1º transitorio de la ley N°20.257.
- Obligación: Corresponde al monto de energía determinada mediante la ponderación de la Energía Afecta a la Obligación con el porcentaje establecido en el inciso 4º del artículo 1º transitorio de la ley N° 20.257, según corresponda.
- Inyección Reconocida para Acreditación: Corresponde a la inyección de energía de los Medios de Generación para Acreditación ponderados por el Factor de Ajuste de la Generación que les corresponda.

Cabe destacar que el factor de ajuste Corresponde a un factor cuya valor varía entre 0 y 1, mediante el cual se ajustan las inyecciones de los medios de generación para acreditación considerando los siguientes casos,

de acuerdo a lo estipulado en los numerales 4 y 5 de la Resolución Exenta N°1278:

- Centrales hidroeléctricas cuya capacidad instalada original sea menor o igual a 20 MW y que ha sido ampliada su capacidad a un valor mayor o igual a 20 MW e inferior o igual a 40 MW.
- Centrales generadoras cuya primera sincronización al sistema eléctrico ocurrió con anterioridad al 1 de enero de 2007 pero que han ampliado su capacidad con posterioridad a dicha fecha.
- Para el resto de los medios de generación el factor de ajuste será igual a 1.

Del gráfico es posible notar que para el primer año de entrada en vigencia de esta ley, existe una notable holgura entre la obligación y la inyección reconocida, mientras que para el año 2011, esta diferencia es mucho menor. En efecto, esta diferencia corresponde a un 37% más de inyección reconocida para el año 2010, mientras que en 2011, es sólo un 8% mayor. Los traspasos de excedentes se realizaron a un promedio de 6.426,8 [\$/MWh] y éstos se realizaron por un total de 241.489 [MWh]. Mientras que para el año 2011 se realizan a un promedio de 6.667 [\$/MWh], por un total de 442.036 [MWh]

La acreditación que establece esta ley, se puede efectuar con generación propia o de terceros, lo que da paso a un mercado de certificados a los que pueden recurrir los generadores que se encuentren en una situación deficitaria respecto a este tipo de generación.

El sistema de incentivo presente hoy en Chile, sólo incentiva a la tecnología ERNC más barata; en efecto, aún no se instala en Chile una central solar, esto según el catastro de ERNC en Chile publicado en la página del CDEC-SIC, de donde es posible graficar la capacidad instalada entre los años 2006 y 2011 por cada una de las tecnologías:

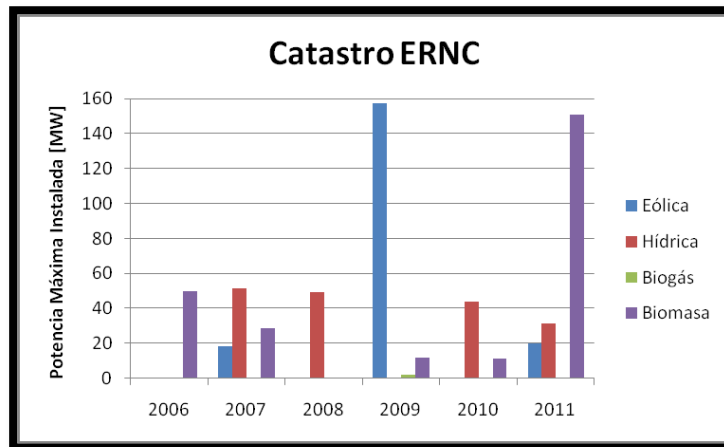


Figura 5.3: Catastro Potencia Instalada ERNC en Chile, 2006-2011.

El costo de inversión y desarrollo, que corresponde al costo total por energía [MWh] generada, de las distintas tecnologías se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5.1: Costo de Inversión y Desarrollo por tecnología.

Tecnología	Costo de Inversión [MUS\$/MW]	Costo de Desarrollo [MUS\$/MWh]
Hidráulica Pasada	1.800	46,3
Hidráulica Embalse	2.000	37,7
Carbón	2.600	66,1
GNL Ciclo Combinado	1.200	98,6
GNL Ciclo Abierto	720	118,8
Petróleo Diesel	600	105,2
Biomasa	1.500	27,9
Desechos Forestales	1.500	31,9
Eólica	2.000	78,9
Solar Fotovoltaica	5.000	255,1
Solar Termosolar	4.500	196,4
Geotérmica	3.500	53,0

De la tabla anterior, es claro que la energía solar es la que presenta un mayor costo de inversión y desarrollo. La Biomasa, la energía eólica y geotérmica, son las que presentan menores costos de desarrollo. De estas tres, la geotérmica es la que presenta mayores costos de inversión. Por esta y otras razones, como por ejemplo que los costos de pre inversión asociados a la energía geotérmica son muy altos, es que hace sólo un par de años se comenzó a realizar investigaciones en este campo.

La evolución de la capacidad total instalada por cada tecnología ERNC en Chile, se muestra en el siguiente gráfico:

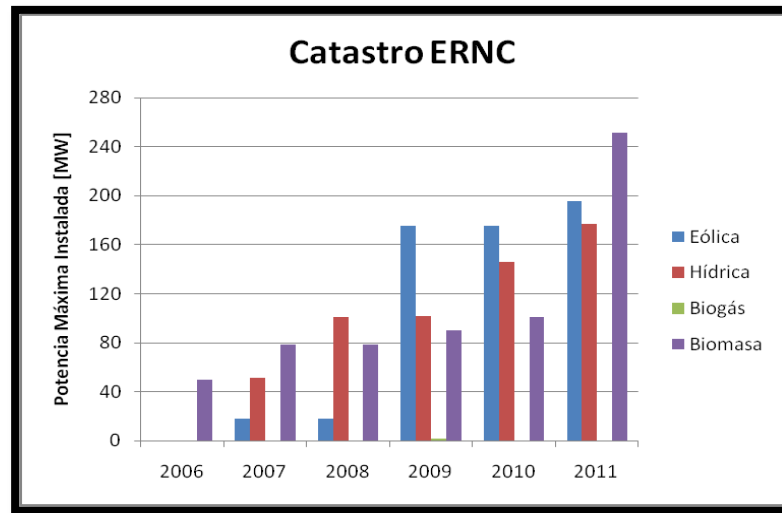


Figura 5.4: Capacidad total instalada por tecnología ERNC.

De acuerdo con los resultados obtenidos, al hacer la evaluación con y sin incentivos, es claro notar el aumento significativo que tiene la rentabilidad de los proyectos estudiados. En particular, para el caso solar, al realizar la evaluación sin incentivos, para la mayoría de las centrales se obtienen valores negativos de rentabilidad, mientras que al aplicar la tarifa especial considerada en Ecuador, por 15 años, se alcanza casi un 10% de rentabilidad.

Otro punto importante a considerar dentro de la instalación de ERNC, es la variabilidad del recurso. Por lo mismo, es necesario tener centrales de respaldo en caso de que falle el recurso eólico o solar. Los sistemas de respaldo eléctrico, son equipos que están siempre en stand-by, listos para operar cuando la generadora principal deje de operar, ya sea por fallas, mantenimiento u otro motivo. Este respaldo se puede dar utilizando equipos electrógenos, pero estos equipos son contaminantes por lo que opacan la ventaja de las ERNC que son verdes y limpias.

Las tecnologías convencionales, como las centrales térmicas y grandes centrales hidráulicas, tienen la capacidad de ofrecer una generación fija pero con precios variables, mientras que las ERNC, ofrecen un precio fijo y una generación variable. Por esta razón, la idea es poder combinar ambas

potencialidades, para poder asegurar, de cierta manera, precios fijos y generación eléctrica estable. Por lo tanto, el mejor sistema de respaldo para las ERNC es la capacidad de los sistemas interconectados. Considerando esto, la interconexión SIC-SING le otorga un gran beneficio a las ERNC. Además, sobre este mismo punto, la interconexión de estos dos grandes sistemas impulsa una interconexión de generadoras ERNC, lo cual podría atenuar las curvas en los gráficos de generación de las centrales eólicas existentes en Chile, que por estos días presentan bastantes oscilaciones. Esto porque, cuando la capacidad de generación con ERNC es masiva en potencia instalada y tan diversificada geográficamente, la generación se ve respaldada por sí misma. Un ejemplo de esto es España, en donde la curva de generación eólica es plana y predecible, porque siempre hay distintas unidades generando en distintos lados, por lo que la variabilidad se atomiza. Entonces, si se combina esa atomización propia de la generación renovable con ERNC respecto de su distribución geográfica y se combina con la capacidad térmica, se obtiene un sistema absolutamente robusto respecto de la energía que se entregará a los clientes.

Un ejemplo, es la central Canela que tiene picos y depresiones muy pronunciados, pero esto podría disminuir en el futuro con la entrada de nuevos parques eólicos en el norte, centro y sur del país, que ahora estarían interconectados.

Por otro lado, también existen sistemas renovables de respaldo, como por ejemplo las sales, mediante las cuales es posible almacenar calor y después usarlo para producir energía eléctrica, lo que analizaremos en la sección siguiente.

De acuerdo con declaraciones de personas de gobierno, en temas de ERNC se pretende avanzar hacia una política de fomento basada en licitaciones, como una forma de incentivar tecnologías que aún tienen costos de inversión y pre inversión muy elevados, como son la energía solar y geotérmica.

5.2 Almacenamiento en Sales Fundidas

Si bien no se cuenta con el dato preciso de la inversión que sería necesaria para incorporar este tipo de almacenamiento en Chile, sí es posible

realizar una estimación. En la tabla 3.3 se muestran los valores de inversión para ambas centrales solares con almacenamiento que se tienen disponibles. De acuerdo con dicha tabla, un sistema que almacena 15 horas, si bien es un costo de inversión alto, permite duplicar el factor de planta. Sin embargo, el sistema que almacena 3 horas de energía no tiene un costo de inversión mucho mayor a las centrales proyectadas a futuro en Chile. Por tal razón sería una buena alternativa para comenzar.

Al realizar el estudio del recurso solar, con un almacenamiento de tres horas y considerando los meses con mayores fluctuaciones en el precio, no se obtienen grandes ganancias asociadas al almacenamiento. En particular, al realizar una evaluación económica para el mes de Abril, se obtiene una ganancia de \$346.330 diarios. La explicación a esto, se debe a que el recurso solar se acaba en las horas en que aún el precio marginal en el sistema es bajo, y almacenando tres horas, igualmente el precio no aumenta significativamente. Por lo que en este lugar en particular, no se recomienda el uso de almacenamiento por medio de sales fundidas. Todo esto considerando que la evaluación se realiza siguiendo el costo marginal diario. Sin embargo, es posible realizar la misma evaluación pero centrando el almacenamiento sólo en los excedentes de energía y es probable que las estadísticas cambien.

La incorporación de sistema de tarifas especiales trae consigo un aumento significativo en las ganancias, puesto que el precio de la tarifa para esta tecnología es cercano al triple del costo marginal en algunos meses del año.

5.3 Almacenamiento con baterías

La evaluación para el almacenamiento de energía en baterías se realiza de una manera sencilla, considerando sólo la diferencia entre los ingresos con y sin almacenamiento de energía, para dos meses del año, abril y noviembre, considerando que toda la energía producida en un cierto horario será entregada en las tres horas siguientes a dicho período. Pero también se podría utilizar la técnica de almacenar los excedentes, dependiendo del bloque de potencia que se tenga que suministrar.

Además, se hace el supuesto que desde cierta velocidad, 6 [m/s], la turbina genera, sin embargo, la generación va a depender de la curva de

potencia que posea el aerogenerador, una de las cuales se muestra en la figura 5.5.

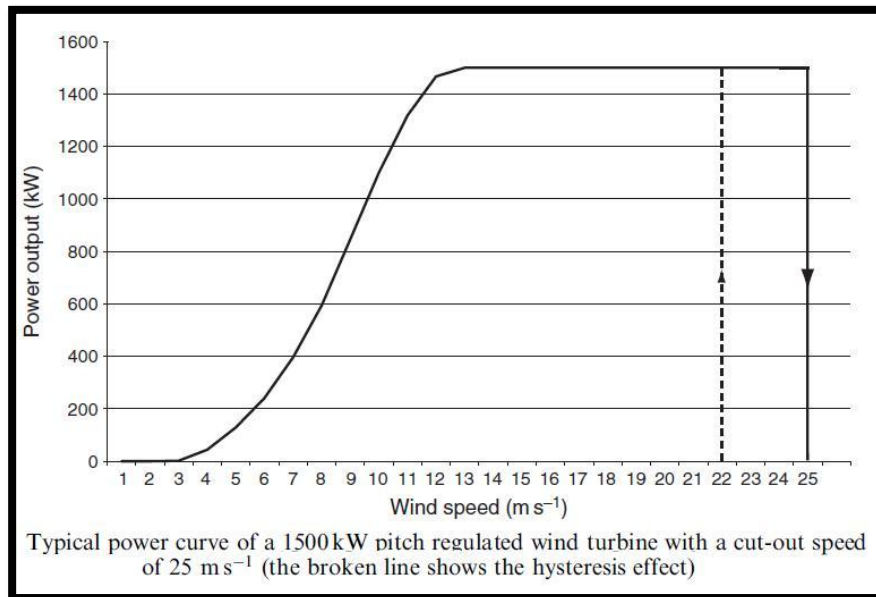


Figura 5.5: Curva típica turbina eólica de 1500 kW.

A pesar de todos estos supuestos, es posible hacerse una idea de las ganancias asociadas al almacenamiento. En particular, el recurso eólico está presente en horas en que el costo marginal es bajo y es prácticamente nulo cuando el costo marginal sube. Por lo que, utilizar un modelo de almacenamiento que siga los costos marginales es bueno en ese sentido.

Al incorporar un sistema de tarifas especiales, dicha ganancia se ve casi duplicada. Al estudiar el recurso eólico y solar, es posible notar que los recursos se complementan entre ellos, existen períodos en los que no existe sol pero si hay viento, por lo que la instalación de centrales solares y eólicas en puntos cercanos, serviría como respaldo entre ellos.

Para complementar el análisis del almacenamiento solar y eólico, es importante destacar que un sistema de almacenamiento tiene variadas ventajas, como hacer más predecible la cantidad de energía generada, disminuyendo así la variabilidad de los recursos, lo cual ayuda a tener un sistema más confiable.

5.4 Otros análisis

Como una forma de complementar los análisis anteriores, a continuación se presentan algunos temas que tienen relación con el desarrollo del sistema eléctrico Chileno.

5.4.1 Línea de Transmisión

Las líneas de transmisión también son consideradas un problema para el desarrollo de las ERNC. Por lo general, en el costo de inversión de las centrales, no está considerada la línea de transmisión, la cual es necesaria para poder conectar este tipo de centrales, que por lo general están muy apartadas de los puntos de conexión existentes. El monto de inversión de una línea no corresponde a un monto menor, en efecto, muchas veces iguala el monto de la central. El mayor problema presente en las líneas de transmisión, es el retraso en su construcción, esto entre otras cosas, por la dificultad de obtener la servidumbre y las dificultades que implica la entrega de permisos y autorizaciones por parte de organismos gubernamentales en el marco de los procesos de aprobación de estos proyectos. Ejemplo de lo anterior son los 120 días estimados para la tramitación de una concesión eléctrica, tiempo que en la actualidad es largamente superado y que media de unos dos a tres años. En efecto, Transelec, que es la principal empresa de transmisión en el país, en diciembre de 2011 decidió no participar en la construcción de varios de los proyectos establecidos en el Plan de Expansión Troncal debido a dichos problemas. Además, actualmente y como consecuencia del retraso en la construcción de las líneas de transmisión, éstas comienzan a saturarse, por lo que antes de seguir construyendo nuevas centrales, es necesario reforzar el sistema de transmisión.

Como una forma de solucionar los problemas mencionados anteriormente, el gobierno anunció la creación de una carretera eléctrica, la cual está actualmente en proceso de evaluación para conocer la forma en que se puede diseñar de manera que sea beneficioso para el sistema eléctrico chileno. De acuerdo con noticias recientes, se cree que este nuevo proyecto sería financiado por los clientes finales, libres y regulados, y no por las generadoras como se hace actualmente. En el SIC, el pago de peajes debido a las inversiones en transmisión es costado en un 80% por las generadoras y en un 20% los usuarios en el área de influencia común que va entre las subestaciones Charrúa y Quillota.

La idea de esta nueva iniciativa es anticipar las obras de transmisión a las de generación, y no al revés como opera hoy. Esto, con la idea de que el sistema de líneas cuente con holguras suficientes para que se vayan sumando los nuevos proyectos eléctricos y estos no sufran restricciones por razones de ubicación. Con este nuevo sistema de transmisión también se pretende evitar la creación de zonas saturadas en ciertos tramos del troncal que generen fragilidad en el SIC. Hoy esto sucede en algunos segmentos del sistema.

5.4.1.1 Inversión

Según un estudio realizado por Transelec, sería necesario invertir 450 MMUS\$ en líneas de transmisión para poder conectar centrales ERNC. De acuerdo con los proyectos ingresados al SEA y actualmente en construcción, se calcula que deberían ingresar 4.000 MW de ERNC a los sistemas interconectados.

En el estudio se identificaron áreas donde se concentraría el mayor número de proyectos ERNC:

Sistema	Inversión [MMUS\$]	Zona	Capacidad [MW]
SING	121	Calama	560
		Pozo Almonte	880
SIC	325	Lebu	800
		Osorno	249
		Chiloé	761

El problema actual es lograr acuerdos entre privados para realizar conexiones en conjunto, puesto que no existe un interés común, lo cual podría solucionarse una vez que se apruebe la carretera eléctrica que se discute en el parlamento.

5.4.2 Precio de la Energía

De acuerdo con el informe CCTP (Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria) y CADE (Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico), Chile está dentro de los países que poseen los precios más elevados para los consumidores finales de energía. Esto afecta en gran medida a los sectores

productivos, puesto que pierden competitividad frente a las industrias de otros países. En la figura siguiente [CCTP, 2011], se muestran los precios que pagan los clientes industriales por la energía en Latinoamérica, en donde Chile se ubica en el segundo puesto más caro.

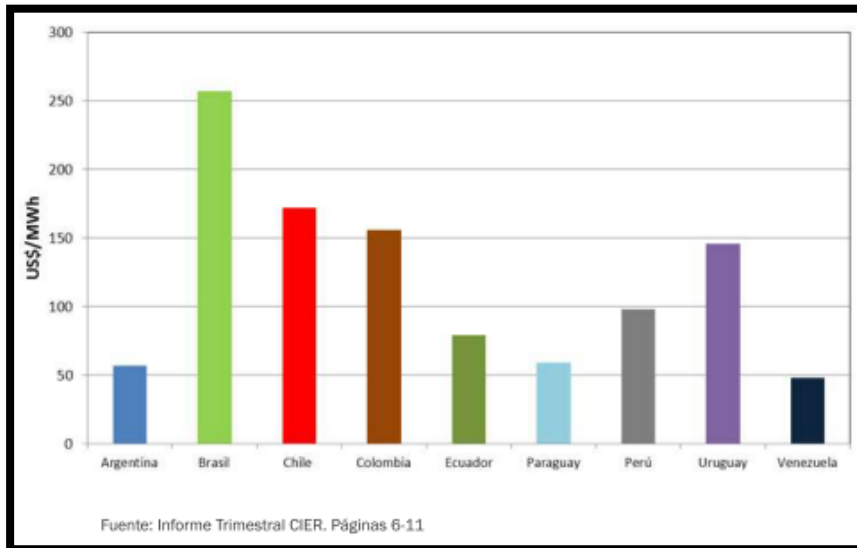


Figura 5.6: Precios de energía al cliente industrial, Dic-2010.

En Chile, actualmente se tiene un mercado eléctrico distorsionado, en el que no se cumplen los principios de la teoría económica aplicada a mercados perfectos y sus sistemas marginalistas de tarificación, puesto que no se ha adaptado utilizando tecnologías eficientes de generación ni de transporte. El sistema marginalista utilizado en Chile, fue concebido para que el mercado entregara el menor precio final de la electricidad, pero en la actualidad tiene uno de los precios más caros del mundo. De acuerdo con la teoría económica, los costos marginales corresponden a los costos necesarios para abastecer la última unidad de consumo, el cual será entregado por la unidad más cara e ineficiente.

Las alzas significativas en el precio de la electricidad, se iniciaron en 2004 a partir de la crisis del gas argentino, debido a que para suplir la escasez de gas, el sistema se distorsionó al tratar de adaptarlo recurriendo a la utilización de tecnologías de generación ambiental y económicamente ineficientes. Entre 2007 y 2010 de los 2.100 MW de nueva capacidad instalada, 1.500 MW fueron centrales a petróleo diesel. Esta opción, ha quintuplicado los costos marginales promedio anual de la energía. Dos

gráficos en base a datos del CDEC-SIC y CDEC-SING ilustran claramente esta situación [CADE, 2011]:

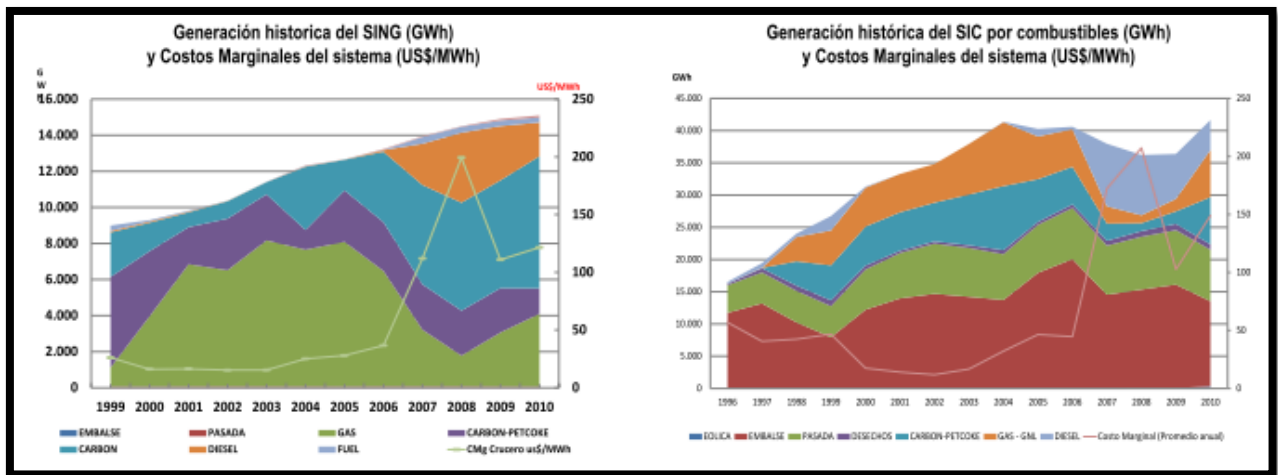


Figura 5.7: Generación y CMg del SING y SIC.

5.4.3 Incremento del porcentaje ERNC en Chile

Durante el discurso del 21 de mayo de 2010, se anuncia la idea de elevar en un menor plazo el objetivo que establece la legislación actual sobre el aporte de ERNC, logrando que para el año 2020 un 20% de la matriz energética sea generado a partir de energía limpia.

El tema de que las ERNC sean energías limpias mediante las cuales se logra disminuir las emisiones de CO₂, no sería tan cierto de acuerdo con un estudio que considera distintos escenarios entre los años 2010 y 2050 [GALETOVIC, 2012], en los cuales se muestra de manera cuantitativa que el invertir en ERNC desplaza inversiones en centrales hidráulicas y no térmicas como se esperaba.

Para realizar el estudio se consideraron cinco casos distintos:

1. Caso base, no considera obligación de generar con ERNC.
2. Cuota 10% ERNC, corresponde a la política que existe actualmente en Chile, es decir, los generadores tienen que cumplir con un 5% de las ventas anuales de energía sean generadas con ERNC para el 2010 e incrementando este porcentaje de manera lineal hasta alcanzar 10% en 2024.

3. Cuota 20% ERNC, considera que la cuota descrita anteriormente se incrementa hasta alcanzar un 20% en el año 2020.
4. Sin control de Emisiones (*Uncontrolled emissions*), supone que no existe ningún tipo de políticas ambientales.
5. Política ambiental óptima (*Optimal enviromental policy*), considera que el costo marginal de las centrales térmicas en base a combustibles fósiles iguala al costo social, que corresponde al costo de los privados más el daño causado por las emisiones de cada MWh generado.

En la figura 5.8 se muestran las emisiones de CO2 para los diferentes escenarios. Las emisiones se mantienen similares hasta el año 2030, bordeando los 13 MMtonCO2/año. Para los años siguientes, las emisiones aumentan en todos los casos pero en diferentes proporciones:

Tabla 5.2: Aumento de emisiones en cada caso.

Caso	Emisiones CO2 al año 2050 [MMtonCO2/año]	Aumento en relación a 2030 [%]
Óptimo	50	285%
20% ERNC	80	515%
10% ERNC	110	746%
Base	140	977%
Sin Control	150	1054%

De acuerdo con la tabla, el caso más cercano al óptimo corresponde al caso de 20% ERNC en el año 2020, sin embargo, al comprar la generación por tecnología entre ambos casos (Figura 5.9, gráfico (c) y (d)) se observa que el aumento de generación con ERNC disminuye la inversión en centrales hidráulicas que al igual que las ERNC poseen bajas emisiones de CO2. Por otra parte, las centrales térmicas con GNL, las cuales aumentan sustancialmente en el caso óptimo, son reemplazadas por carbón que está dentro de los mayores productores de CO2. Sin embargo, lo que sucede con las centrales a base de GNL y carbón concuerda con el caso base (Figura 5.9, gráfico (a)) en el cual no se considera ninguna obligación de ERNC.

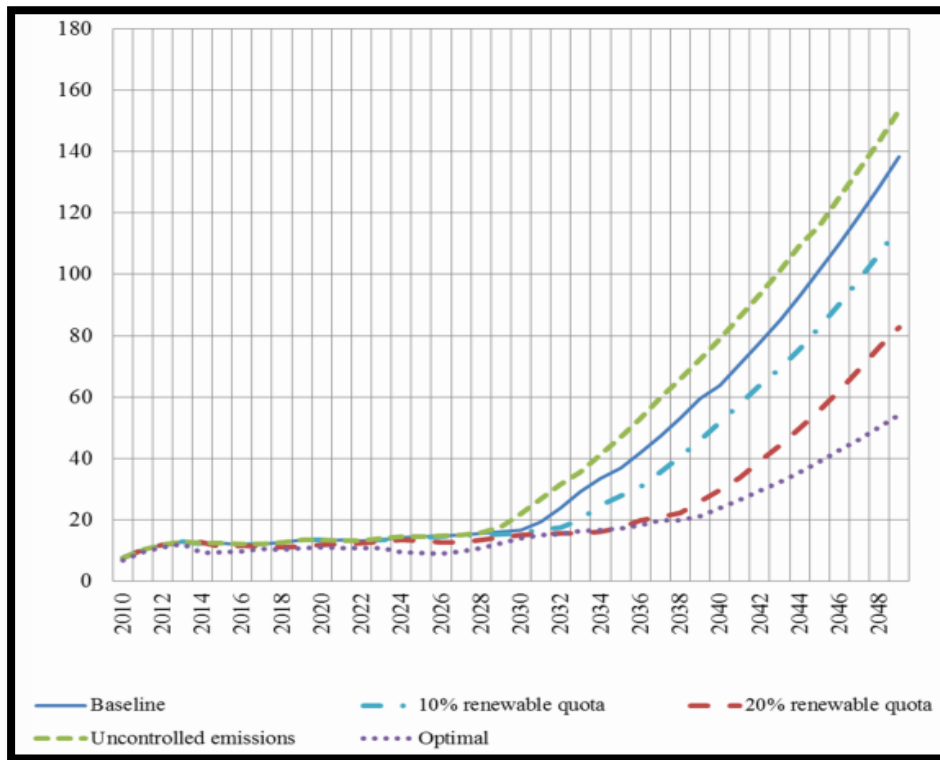


Figura 5.8: Emisiones de CO2 [MMton/año]

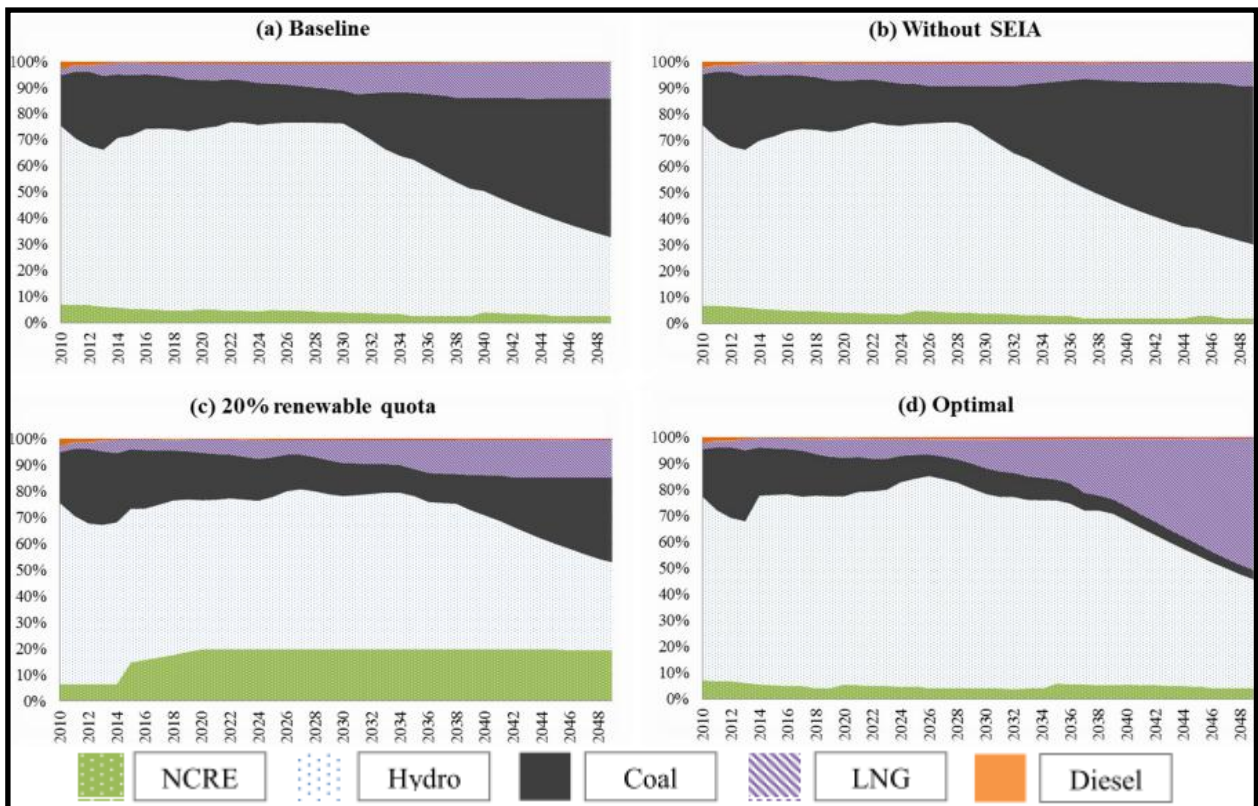


Figura 5.9: Generación esperada en distintos escenarios.

Finalmente, luego de diversos estudios técnicos y económicos, se decide dejar de lado el proyecto de ley 20/20 y mantener el objetivo de ERNC vigente. Esto, entre otras razones, por limitaciones del sistema de transmisión para conectar ERNC ubicadas lejos de los centros de consumo. Sin embargo, el Gobierno propone introducir una serie de incentivos enfocados en el desarrollo de ERNC en el país para lograr la meta del 10% al 2024, como realizar licitaciones públicas de bloques de energía sólo para las ERNC, además la implementación de subsidios para que estas tecnologías reciban un mayor retorno por la compra de la energía que suministra [CHILE RENOVABLES, 2012].

6 Conclusiones

El sistema eléctrico chileno está pasando por un período de cambios, en respuesta a los diferentes problemas que han surgido por saturación de las líneas de transmisión, atraso en proyectos planificados, dificultades para la construcción de nuevas centrales y líneas de transmisión. Como respuesta a estos problemas el Estado ha tomado medidas, como la interconexión SIC-SING, que se viene discutiendo hace varios años; la carretera eléctrica que es un proyecto del cual no hay claridad aún. La idea principal de todos estos cambios es poder contribuir con la diversificación de la matriz energética.

De acuerdo con los resultados obtenidos al incorporar la política de fomento basado en un sistema de tarifas especiales o *feed-in tariffs*, utilizada con éxito en otros países, se aumenta notoriamente las rentabilidades. Al considerar un precio fijo, independiente del precio de mercado y distinto para cada tecnología, se obtienen rentabilidades que sobrepasan el 10% para el caso de centrales solares, que por cierto, hoy en día no son rentables en Chile. La ley que incentiva las ERNC, sólo sirve de incentivo para las tecnologías más baratas, que en este caso corresponde a la energía eólica, lo que va en desmedro del objetivo de estas nuevas leyes, que consisten en diversificar la matriz energética.

De acuerdo con los resultados obtenidos, al incorporar almacenamiento y considerar un método de seguimiento de los costos marginales en la barra crucero 220 del SING, se obtienen ganancias cercanas a US\$20.000 mensuales para el caso solar, mientras que para el caso eólico se dobla este valor, cercado a los US\$55.000. Todo esto se debe a que es posible utilizar la energía almacenada en períodos de alto cambio en el valor del costo marginal y además, se obtiene una mayor eficiencia tanto de los paneles solares como de los aerogeneradores.

Al hacer el estudio del recurso eólico y solar presentes en zonas cercanas geográficamente, se observa que ambos recursos se complementan en algunas horas del día, por lo que sirven como respaldo entre ellos. Si a esto le agregamos la interconexión SIC-SING, las centrales ERNC que estarán ubicadas a lo largo del territorio nacional podrán servir de apoyo, eliminando así las grandes variaciones que presentan hoy en día. Además, la interconexión beneficia a las ERNC, puesto que hace posible un flujo de potencia expedito entre los sistemas interconectados.

Respecto a las líneas de transmisión, existe el proyecto de la carretera eléctrica que está en proceso de estudio. Esto porque la transmisión en Chile ha sufrido grandes atrasos, debido principalmente a problemas con los terrenos, lo que influye en la instalación de nuevas centrales. La idea de este proyecto planteado por el estado, es poder disminuir los tiempos de construcción de las líneas y los costos para la conexión de las centrales en base a ERNC.

En cuanto a la cantidad de ERNC que debería existir en el sistema eléctrico chileno, si bien lo que se esperaría sería tener una matriz energética basada principalmente en ERNC como en varios países de Europa, las políticas de fomento deben estar relacionadas con la capacidad de pago del usuario final, el cual de una u otra manera termina pagando por el suministro de energía. Por otra parte, los instrumentos de fomento no sólo obedecen a una señal de mercado sino que también se presentan como un apoyo al desarrollo tecnológico local. De lo contrario sería una apuesta incompleta y podría ocurrir un problema similar a lo sucedido en España.

En resumen, si bien Chile fue pionero en materia de regulación del sistema eléctrico hoy en día le falta mucho por avanzar en las políticas energéticas. Existe una alta incertidumbre para los inversionistas por temas de judicialización, cambios en la normativa, problemas con las comunidades, diversos atrasos en temas ambientales y construcción de líneas; mientras la demanda de energía sigue creciendo, en el último año se han declarado desiertas licitaciones de suministro en el SIC debido a todos estos temas, sumado a que los precios de los contratos licitados no conversa con el costo marginal real dado por la operación diaria de todo el sistema, el cual presenta variaciones entre los 45 y 220 US\$/MWh aproximadamente.

Para trabajos futuros, se propone realizar una evaluación más detallada incorporando la interconexión SIC-SING, otras tecnologías como la geotérmica, distintas opciones de almacenamiento utilizando un método más exhaustivo, que considere almacenamiento de excedentes de energía.

7 Bibliografía

ACERA, Asociación Chilena de Energías Renovables A.G., CHILE. [en línea] www.acera.cl, [consulta: enero de 2012]

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN ALEMANIA, [en línea] <http://blogs.lainformacion.com/futuretech/2011/05/31/alemania-quiere-almacenar-la-energia-eolica-mediante-centrales-hidroelectricas-construidas-en-pozos-mineros-bajo-las-montanas-de-harz/>, [consulta: Junio 2012]

BROKERING W., PALMA R., VARGAS L. "Ñom Lufke (El Rayo Domado) o los Sistemas Eléctricos de Potencia", 2008.

CADE, Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, informe Octubre 2011.
CCTP, Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria, "Chile necesita una gran reforma energética", octubre 2011.

CENTRAL ENERGIA - Central de información y discusión de energía en Chile, CHILE. [en línea] www.centralenergia.cl, [consulta: enero de 2012].

CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES, CHILE. [en línea] <http://cer.gob.cl/sobre-el-cer/quienes-somos/> [consulta: agosto de 2012]

CHILE RENOVABLES, Portal de Energías Limpias, "Gobierno echa pie atrás y reduce a 10% meta de aporte de energías renovables no convencionales a matriz eléctrica 2020". [en línea] <http://www.chilerenovables.cl/gobierno-echa-pie-atras-y-reduce-a-10-meta-de-aporte-de-energias-renovables-no-convencionales-a-matriz-electrica-el-2020/> [consulta: septiembre 2012]

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, "Serie Precio Medio De Mercado Sistema Interconectado Del Norte Grande (PMM SING)", 01 de agosto 2012.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, CHILE. [en línea] www.cne.cl, [consulta: enero de 2012].

ENZO E. SAUMA, Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. Escuela de Ingeniería, Universidad Católica, mayo 2012.

ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA (ENE) 2012-2030. Ministerio de Energía, febrero 2012.

EXPLORADOR EÓLICO, Departamento de Geofísica. Universidad de Chile, <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2>.

EXPLORADOR SOLAR, Departamento de Geofísica. Universidad de Chile, <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2>.

FUTUROS MERCADOS para el Desarrollo de la Energía Solar. [en línea] <http://www.energiasolaresp.com/2011/08/futuros-mercados-para-el-desarrollo-de.html> [consulta: Junio 2012]

GALETOVIC A., Hernandez C., Muñoz C., Neira L.M., "Are renewable quotas effective to reduce CO2 emmissions?". 16 de Mayo, 2012.

HERMAN K. TRABISH, "Southern California Edison's 8MW Li-Ion Battery for Wind Power Storage", [en línea] <http://www.greentechmedia.com/articles/read/Southern-California-Edisons-8MW-Li-ion-Battery-for-Wind-Power-Storage/>, 21 de Febrero de 2012.

MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, CHILE. Decreto Supremo 291, Santiago, Chile, octubre de 2007.

MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, CHILE. Ley número 20.257, Santiago, Chile, abril de 2008.

MINISTERIO DE ENERGÍA, CHILE. [en línea] www.minenergia.cl, [consulta: enero de 2012].

PORTAL ENERGÍA SOLAR ESPAÑA. [en línea] <http://www.portalsolar.com/energia-eolica-se-podria-almacenar.html>, [consulta: Junio 2012]

TOP 10 de países del mundo en energía solar. [en línea] <http://www.ison21.es/2011/12/28/top-10-paises-del-mundo-en-energia-solar-infografia/> [consulta: Junio 2012]

TORRESOL ENERGY - Gemmasolar, España. [en línea] <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>, [consulta: enero 2012].

WWEA, Asociación Mundial de Energía Eólica, "Reporte Anual de la Energía Eólica en el Mundo 2010", Alemania, Abril 2011.