

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

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE DISTINTOS ESCENARIOS DE DESARROLLO  
ENERGÉTICO**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

**GABRIEL EDUARDO PATRICIO AVENDAÑO PAVEZ**

**PROFESOR GUÍA:  
PEDRO MIQUEL DURÁN**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
LUIS VARGAS DÍAZ  
ALFREDO MUÑOZ RAMOS**

**SANTIAGO DE CHILE  
2014**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELÉCTRICO  
POR: GABRIEL AVENDAÑO PAVEZ  
FECHA: 16/12/2014  
PROF. GUÍA: SR. PEDRO MIQUEL D.

## **ANÁLISIS COMPARATIVO DE DISTINTOS ESCENARIOS DE DESARROLLO ENERGÉTICO**

Chile es un país que en el mediano plazo requerirá una mayor capacidad de generación de energía eléctrica. Si bien a Agosto de 2014 el país posee una capacidad instalada de aproximadamente 20.000 [MW] presentando una demanda máxima conjunta de 9.000 [MW], se estima que para el año 2030 se tendrá una demanda máxima de 20.000 [MW], la cual de ningún modo podría ser abastecida por la matriz actual. Este problema debe ser resuelto imperiosamente durante los próximos años, para lo cual se han escrito algunos documentos que proponen distintos escenarios de desarrollo energético, así como posibles soluciones al problema energético que tendrá que enfrentar Chile en los próximos años.

Los documentos anteriormente mencionados corresponden a los elaborados por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), la Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria (CCTP) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), que presentan algunas visiones contrapuestas acerca de las políticas que debiese adoptar Chile para su desarrollo energético. Este trabajo empieza con un breve resumen de ambas visiones.

Posterior a ello, en este trabajo se muestran los principales sistemas de incentivo de ERNC adoptados en otros países y se estudia la posibilidad y pertinencia de ser aplicados en Chile. Se demuestra que tecnologías como la solar fotovoltaica, biomasa y eólica terrestre han alcanzado niveles de madurez tales que actualmente no requieren ayuda financiera para ser competitivas con tecnologías convencionales.

Finalmente, se mencionan ciertas restricciones técnicas y prácticas relativas a la implementación de algunas tecnologías tales como la geotermia, eólica marítima, nuclear, mareomotriz y undimotriz. Además, se estudian perfiles horarios y mensuales de disponibilidad de las fuentes eólica y solar y se analiza de qué manera podrían contribuir a abastecer la demanda en el SIC y en el SING, considerando su intermitencia natural y los posibles efectos sobre la reserva en giro de ambos sistemas.

## Agradecimientos

A mis padres Marlene y Patricio, por haberme dado la vida, por el cariño incondicional brindado durante todos estos años y por su infinita paciencia y dedicación para explicarme el mundo desde mi más tierna infancia. Sin dudas ese fue el origen de mi interés por las ciencias exactas.

A mis hermanos Carolina y Eduardo, por ser pilares fundamentales en mi vida y compañeros de aventuras, juegos y experiencias tanto prósperas como adversas. Sin ustedes la vida sería mucho más difícil y amarga.

A todos con quienes compartí mi paso por la universidad tanto en plan común como en especialidad. Muchas gracias por los momentos vividos, los cuales en definitiva contribuyeron a alegrar esta ardua etapa de la vida.

A mi amigo Carlos Hertel, quien fue mi profesor de física en el colegio y mentor en el mundo de la física y la ingeniería. Sin dudas contribuyó a desarrollar mis intereses en dichas áreas y a encauzar mi camino profesional desde que terminé el colegio.

A los profesores Pedro Miquel, Alfredo Muñoz y Luis Vargas, quienes desinteresadamente han dedicado parte importante de su tiempo en apoyar el desarrollo de esta memoria.

Y finalmente, a la Escuela de Ingeniería y Ciencias de la Universidad de Chile, por la formación de primer nivel recibida y por darme la posibilidad de desarrollarme como profesional, como adulto y como ciudadano de este país.

## Tabla de Contenido

Índice de Figuras.....	vi
Índice de Tablas .....	viii
Acrónimos .....	xi
Generales.....	xi
Escenarios CADE.....	xiii
1.    Motivación.....	2
2.    Propuestas de Desarrollo Energético en Chile.....	5
2.1    Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico.....	5
2.1.1 Resultados Generales SIC .....	6
2.1.2 Exposición de distintos casos en relación a los escenarios estudiados en el SIC...	8
2.1.3 Estudio de caso pesimista de entrada de ERNC en el SIC.....	9
2.1.4 Resultados Generales SING .....	10
2.1.5 Exposición de distintos casos en relación a los escenarios estudiados en el SIC.	12
2.2 Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria: Chile Necesita una Gran Reforma Energética [2].....	13
2.2.1 La Crisis del Modelo Eléctrico .....	13
2.2.2 Propuestas para la Seguridad y Sustentabilidad del Desarrollo Eléctrico.....	16
2.3 CNE: Estrategia Nacional de Energía [3] .....	18
2.4 Comparación en las Proyecciones de Incorporación de ERNC al Sistema .....	20
3.    Políticas Adoptadas a Nivel Internacional.....	21
3.1    Políticas de Inserción de ERNC Aplicadas en Otros Países .....	21
3.1.1    Sistemas de Tarifas Especiales.....	21
3.1.2    Sistemas de Cuota.....	24
3.1.3    Sistemas de Subastas .....	26
3.2    Iniciativas en Sudamérica: Proyecto REGSA [10].....	29
4.    Estudio de Alternativas de Desarrollo Energético .....	30
4.1    Introducción.....	30
4.2    Caso SIC.....	31
4.2.1    Implementación de un Sistema de Tarifas Especiales.....	32
4.2.2    Implementación de un Sistema de Cuotas .....	36

4.2.3	Implementación de un Sistema de Subastas.....	38
4.3	Caso SING.....	41
4.3.1	Implementación de un Sistema de Tarifas Especiales .....	42
4.3.2	Implementación de un Sistema de Cuotas .....	46
4.3.3	Implementación de un Sistema de Subastas.....	47
4.4	Estudio de Políticas de Fomento de ERNC Considerando el GNL como Tecnología Eficiente .....	49
4.5	Análisis de los Efectos y de la Factibilidad de Aplicación de las Políticas de Incentivo Estudiadas .....	50
4.5.1	Comentarios acerca del Desarrollo de Determinadas Tecnologías en Chile .	51
4.5.2	Consideraciones Adicionales Relativas a la Entrada de Energías Renovables en la Matriz	54
5.	Conclusiones y Comentarios Finales .....	61
6.	Bibliografía .....	64
7.	Anexos .....	66
7.1	Potencial de Generación ERNC en Chile [9] .....	66
7.1.1	Eólica .....	66
7.1.2	Solar PV (Fotovoltaica) .....	75
7.1.3	Solar CSP (Termosolares).....	83
7.1.4	Hidroeléctrica .....	88
7.2	Costo de Desarrollo Aproximado de Centrales por Tecnología y Año .....	92
7.2.1	Metodología de Cálculo .....	93
7.3	Precio Medio de Mercado SIC y SING hasta Septiembre de 2014 [14] .....	96
7.3.1	PMM SIC .....	96
7.3.2	PMM SING .....	96

## Índice de Figuras

Figura 1: Evolución consumo energético per cápita v/s PIB per cápita para los años 1980, 1990, 2000 y 2008 de distintos países [1].....	2
Figura 2: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SIC hasta el año 2030 [1]....	3
Figura 3: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SING hasta el año 2030 [1].	3
Figura 4: Tasa entrada ERNC por año para cada escenario BAU SIC [1] .....	7
Figura 5: Tasa entrada ERNC por año para cada escenario BAU SING [1] .....	12
Figura 6: Generación histórica y costos marginales SING [2].....	14
Figura 7: Generación histórica y costos marginales SIC [2].....	15
Figura 8: Proyección de demanda SIC y SING realizada por la CNE y el Ministerio de Energía [3].....	18
Figura 9: Ilustración gráfica de la Tarifa Fija, la Prima de Mercado, el costo medio de la electricidad y el Precio de Referencia [5] .....	23
Figura 10: Evolución registrada hasta el año 2011 y proyectada hasta el 2020 de la energía inyectada en el sistema eléctrico alemán [5] .....	23
Figura 11: Desacople entre la electricidad generada físicamente y el mercado de los RECs [7] .....	26
Figura 12: Corte transversal costa chilena .....	52
Figura 13: Promedio horario del factor de planta eólico para el año 2010 [9].....	55
Figura 14: Promedio mensual del factor de planta eólico para el año 2010 [9].....	55
Figura 15: Promedio horario del factor de planta solar fotovoltaico sin seguimiento para el periodo 2004-2012 [9] .....	56
Figura 16: Promedio horario del factor de planta solar fotovoltaico con seguimiento para el periodo 2004-2012 [9] .....	56
Figura 17: Promedio mensual del factor de planta solar fotovoltaico sin seguimiento para el periodo 2004-2012 [9] .....	56
Figura 18: Promedio mensual del factor de planta solar fotovoltaico con seguimiento para el periodo 2004-2012 [9] .....	57
Figura 19: Generación mensual en el SIC durante el año 2013 (Fuente: Elaboración Propia basada en [22]).....	57
Figura 20: Generación mensual en el SING durante el año 2013 (Fuente: Elaboración Propia basada en [23]).....	58
Figura 21: Generación horaria en el SIC para los días 20 de Enero, 20 de Abril, 20 de Julio y 20 de Octubre de 2014 (Fuente: Elaboración Propia basada en [22]) .....	58
Figura 22: Generación horaria en el SING para los días 20 de Enero, 20 de Abril, 20 de Julio y 20 de Octubre de 2014 (Fuente: Elaboración Propia basada en [23]) .....	59
Figura 23: Dependencia de la velocidad del viento en función de la altura de medición en las estaciones Calama Oeste y Taltal [9].....	69
Figura 24: Factor de planta medio para cada región estudiada y para distintas alturas [9] .	70

Figura 25: Curva de velocidad del viento ajustada por densidad del aire en una estación ubicada al interior de Taltal [9] .....	71
Figura 26: Distribución del factor de planta anual para proyectos eólicos en el territorio en estudio sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,3 (medio) y considerando esta última restricción (derecha) [9].....	73
Figura 27: Diagrama de flujo de metodología de estimación potencial solar PV [9].....	76
Figura 28: Relación porcentual entre el GHI simulado y el efectivamente medido [9] .....	77
Figura 29: Comparación entre GHI simulado y GHI medido para cada estación estudiada [9] .....	78
Figura 30: Comparación RGS medida por mes con RGS simulada para cada estación estudiada [9].....	79
Figura 31: Distribución del factor de planta anual para proyectos fotovoltaicos sin seguimiento en el territorio en estudio sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,24 (medio) y la condición de superficie continua mínima, y considerando estas últimas restricciones (derecha) [9].....	81
Figura 32: Distribución del factor de planta anual para proyectos fotovoltaicos con seguimiento en el territorio en estudio sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,3 (medio) y la condición de superficie continua mínima, y considerando estas últimas restricciones (derecha) [9].....	82
Figura 33: Diagrama de flujo de la metodología de estimación del potencial de generación solar CSP [9] .....	83
Figura 34: Relación entre factor de planta y promedio mensual de la componente normal de la radiación solar incidente para distintas estaciones de medición [9] .....	85
Figura 35: Gráfico comparativo entre valores simulados y medidos [9] .....	86
Figura 36: Distribución del factor de planta anual para proyectos solares CSP sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,5 (medio) y la condición de superficie continua mínima, y considerando estas últimas restricciones (derecha) [9] .....	87
Figura 37: Diagrama de flujo de la metodología de estimación del potencial de generación hidroeléctrica [9].....	89
Figura 38: Localización de posibles centrales hidroeléctricas en la zona de estudio [9].....	92

## Índice de Tablas

Tabla 1: Comparación potencia instalada en el periodo 2012 - 2030 entre BAUC y BAUO para cada tecnología de generación [1] .....	6
Tabla 2: Indicadores relevantes para los escenarios BAUC y BAUO en el SIC [1] .....	6
Tabla 3: Tasa de entrada de ERNC por año para ambos escenarios estudiados [1].....	7
Tabla 4: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC [1] .....	9
Tabla 5: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO [1] .....	9
Tabla 6: Proyección de la potencia instalada al 2030 en un escenario pesimista [1] .....	10
Tabla 7: Comparación potencia instalada en el periodo 2012 - 2030 entre BAUC y BAUO para cada tecnología de generación [1] .....	10
Tabla 8: Indicadores relevantes para los escenarios BAUC y BAUO en el SING [1] .....	10
Tabla 9: Tasa de entrada de ERNC por año para ambos escenarios estudiados [1].....	11
Tabla 10: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC [1] .....	12
Tabla 11: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO [1] .....	13
Tabla 12: Potencia Instalada y Energía que podrían entregar las ERNC al año 2020 [2] ...	17
Tabla 13: Primas <i>Management Premium</i> para distintas tecnologías desde 2012 a 2015 [5]	22
Tabla 14: Esquema de subastas ERNC en China [8].....	28
Tabla 15: Potencia Instalada al 2030 en el SIC para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC (Conservador) [1].....	32
Tabla 16: Potencia Instalada al 2030 en el SIC para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO (Optimista) [1] .....	32
Tabla 17: Tarifa Fija de incentivo para cada tecnología SIC (Fuente: Elaboración Propia)	33
Tabla 18: Tarifas Fijas Mínimas de Incentivo para los Años 2014, 2020 y 2030 en el SIC (Fuente: Elaboración Propia) .....	34
Tabla 19: Prima de Mercado para cada tecnología en el SIC (Fuente: Elaboración Propia)	35
Tabla 20: Primas de Mercado Mínimas de Incentivo para los Años 2012, 2020 y 2030 en el SIC (Fuente: Elaboración Propia).....	36
Tabla 21: Energía Anual Generada por Tecnología SIC 2030 Escenario Conservador (Fuente: Elaboración Propia basada en [1]).....	37
Tabla 22: Energía Anual Generada por Tecnología SIC 2030 Escenario Optimista (Fuente: Elaboración Propia basada en [1]).....	37
Tabla 23: Tarifas Base Subastas ERNC SIC (Fuente: Elaboración Propia) .....	40
Tabla 24: Subsidio Base por Tecnología ERNC SIC (Fuente: Elaboración Propia).....	41
Tabla 25: Potencia Instalada al 2030 en el SING para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC (Conservador) [1].....	41

Tabla 26: Potencia Instalada al 2030 en el SING para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO (Optimista) [1] .....	42
Tabla 27: Tarifa Fija de incentivo para cada tecnología SING (Fuente: Elaboración Propia)	43
Tabla 28: Tarifas Fijas Mínimas de Incentivo para los Años 2014, 2020 y 2030 en el SING (Fuente: Elaboración Propia).....	44
Tabla 29: Prima de Mercado para cada tecnología en el SING (Fuente: Elaboración Propia)	45
Tabla 30: Primas de Mercado Mínimas de Incentivo para los Años 2014, 2020 y 2030 en el SING (Fuente: Elaboración Propia).....	46
Tabla 31: Energía Anual Generada por Tecnología SING 2030 Escenario Conservador (Fuente: Elaboración Propia basada en [1]).....	46
Tabla 32: Energía Anual Generada por Tecnología SIC 2030 Escenario Optimista (Fuente: Elaboración Propia basada en [1]).....	47
Tabla 33: Tarifas Base Subastas ERNC SING (Fuente: Elaboración Propia) .....	48
Tabla 34: Subsidio Necesario por Tecnología ERNC SING (Fuente: Elaboración Propia)	49
Tabla 35: Subsidios necesarios al año 2020 para promover energías renovables asumiendo el gas como tecnología eficiente.....	50
Tabla 36: Costos de Desarrollo de algunas centrales mareomotrices existentes o a construir a futuro (Fuente: Elaboración Propia) .....	53
Tabla 37: Comparación entre datos obtenidos por WRF y datos efectivamente medidos en estación Taltal 80m [9].....	67
Tabla 38: Comparación entre datos obtenidos por WRF y datos efectivamente obtenidos en una estación al sur del país [9] .....	68
Tabla 39: Datos observados y simulados de parques eólicos en la Región de Coquimbo [9]	68
Tabla 40: Capacidad y factor de planta por región para proyectos de la cartera con factor de planta igual o superior a 0,3 [9].....	72
Tabla 41: Superficie que permite el emplazamiento de proyectos eólicos con factor de planta mayor o igual a 0,3 [9] .....	74
Tabla 42: Capacidad instalable de la Cartera de Proyectos, del Potencial Disponible y la suma de ambos, y sus factores de planta asociados [9] .....	75
Tabla 43: Comparación RGS simulada con RGS medida para distintas estaciones de medición [9] .....	79
Tabla 44: Superficie disponible y capacidad instalable de generación solar fotovoltaica por región [9].....	80
Tabla 45: Estimación de la radiación solar directa en varias estaciones de medición [9] ...	84
Tabla 46: Comparación entre $DNI \cdot \cos\theta$ medido y simulado [9].....	85
Tabla 47: Potencial solar CSP que cumple con las restricciones territoriales [9] .....	88
Tabla 48: Capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el SIC [9] .....	90
Tabla 49: Potencial hidroeléctrico y número de centrales instalables en el SIC, para cada etapa del proceso de estimación [9] .....	90
Tabla 50: Potencial hidroeléctrico en el SIC por capacidad de centrales [9] .....	91

Tabla 51: Rangos de Costos de Desarrollo para las Tecnologías Estudiadas (Fuente: Elaboración propia basada en [12], [13] y [15]) .....	93
Tabla 52: Costos de desarrollo de tecnologías de generación para los años 2014, 2020 y 2030. (Fuente: Elaboración propia basada en [12], [13] y [15]) .....	95
Tabla 53: Precio Medio de Mercado en el SIC 2014.....	96
Tabla 54: Precio Medio de Mercado en el SING 2014.....	96

## **Acrónimos**

### **Generales**

AChEE: Asociación Chilena de Eficiencia Energética

AP: Precio Medio de Mercado de la Electricidad

BAU: Business As Usual

BAUC: Business As Usual Conservador

BAUO: Business As Usual Optimista

CADE: Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico

CCTP: Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria

CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga

CEAZA: Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas

CENMA: Centro Nacional del Medio Ambiente

CHP (Biomasa): Combined Heat and Power

CNE: Comisión Nacional de Energía

CODELCO: Corporación Nacional del Cobre

COI: Centro de Operación Independiente

CSP: Concentración Solar de Potencia

DAANC: Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos

DNI: Radiación Directa Normal

EE: Eficiencia Energética

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

f.p.: Factor de Planta

GHI: Global Horizontal Radiation

GNL: Gas Natural Licuado

IGCC (Biomasa): Integrated Gasification Combined Cycle

MgP: Management Premium

MP: Market Premium (Prima de Mercado)

NDRC: National Development and Reform Commission

NEA: National Energy Administration

NFFO: Non Fossil Fuel Obligation

PIB: Producto Interno Bruto

PMM: Precio Medio de Mercado de la Electricidad

PR: Precio de Referencia

PV: Fotovoltaico

REC: Renewable Energy Credit

REGSA: Promoting Renewable Generation in South America

RGS: Radiación Global Solar

ROC: Renewable Obligation Certificate

SIC: Sistema Interconectado Central

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande

SINCA: Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire

TF: Tarifa Fija

TGC: Tradable Green Certificates

TREC: Tradable Renewable Electricity Certificate

VIC: Variable Infiltration Capacity Model

WRDC: Centro Mundial de Datos de Irradiación

WRF: Weather Research and Forecasting

## Escenarios CADE

2020: 20% de inserción de ERNC al año 2020

Cuotas: Igual a 2020, pero considerando cuotas por tecnología (20% solar, 30% eólica y el resto optimizado según costo)

CuotasFPEol: Considera cuota ERNC y supone una reducción de 0,1 en el factor de planta de parques eólicos

DemAlta: Escenario de demanda alta en el SING

ImpCO<sub>2</sub>: Considera un impuesto de US\$ 20 por cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitida

SinCA: No considera el desarrollo de centrales hidráulicas en la zona de Aysén

SinCASinNuc: No considera el desarrollo de centrales hidráulicas en la zona de Aysén ni el desarrollo de centrales nucleares

SinCANuc2020: No considera el desarrollo de centrales hidráulicas en la zona de Aysén ni el desarrollo de centrales nucleares, pero considera un esquema 20/20 para la incorporación de ERNC

SinERNCEcon: No considera la incorporación de ERNC excepto solar y eólica

SinERNCEconSinHA: No considera la incorporación de ERNC excepto solar y eólica ni centrales en Aysén

SinHG: No considera el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos con potencia superior o igual a 250 [MW]

SinHGSinCar: No considera el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos con potencia superior o igual a 250 [MW] ni generación térmica adicional a base de carbón

SinHGCarNuc: No considera el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos con potencia superior o igual a 250 [MW] ni generación térmica adicional a base de carbón ni el desarrollo de centrales nucleares

Retraso: Escenario que considera retrasos en puesta en marcha

# 1. Motivación

Chile es un país que en el mediano plazo requerirá una mayor capacidad de generación de energía eléctrica. Si bien a Agosto de 2014 el país posee una capacidad instalada de aproximadamente **20.000 [MW]** presentando una demanda máxima conjunta de **9.000 [MW]**, se estima que para el año 2030 se tendrá una demanda máxima de **20.000 [MW]**, la cual de ningún modo podría ser abastecida por la matriz actual. Este problema debe ser resuelto imperiosamente durante los próximos años, para lo cual se han escrito algunos documentos que proponen distintos escenarios de desarrollo energético, así como posibles soluciones al problema energético que tendrá que enfrentar Chile en los próximos años. La Figura 1 muestra cómo ha crecido el consumo de energía eléctrica per cápita en función del PIB per cápita de algunos países, en ella se puede observar que los países más desarrollados estabilizan su consumo de energía per cápita hacia un valor que en ningún caso es inferior a los **6.000  $\left[\frac{kWh}{año}\right]$**  per cápita, y todo indica que Chile seguirá en la misma dirección.

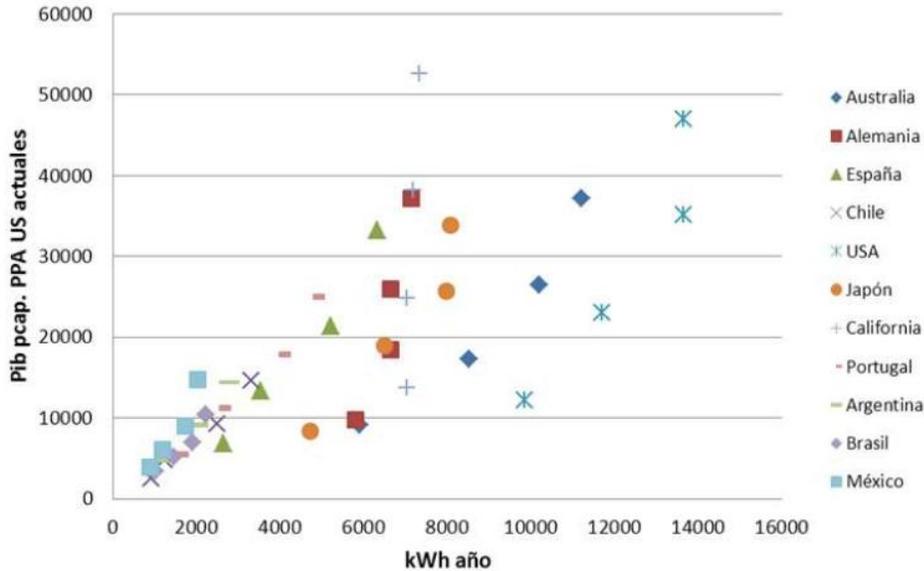


Figura 1: Evolución consumo energético per cápita v/s PIB per cápita para los años 1980, 1990, 2000 y 2008 de distintos países [1]

Además, es importante considerar la proyección de la demanda de energía eléctrica en el país. La Figura 2 muestra esta proyección para el SIC, mientras que la Figura 3 muestra la evolución esperada para el SING. En este último caso, se considera un escenario de Demanda CADE (Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, la cual se presentará más adelante), considerando la proyección realizada por la CNE al 2017 y crecimiento constante de 2018 a 2030, y otro escenario de Demanda Alta, sobre la base de proyecciones realizadas por CODELCO.

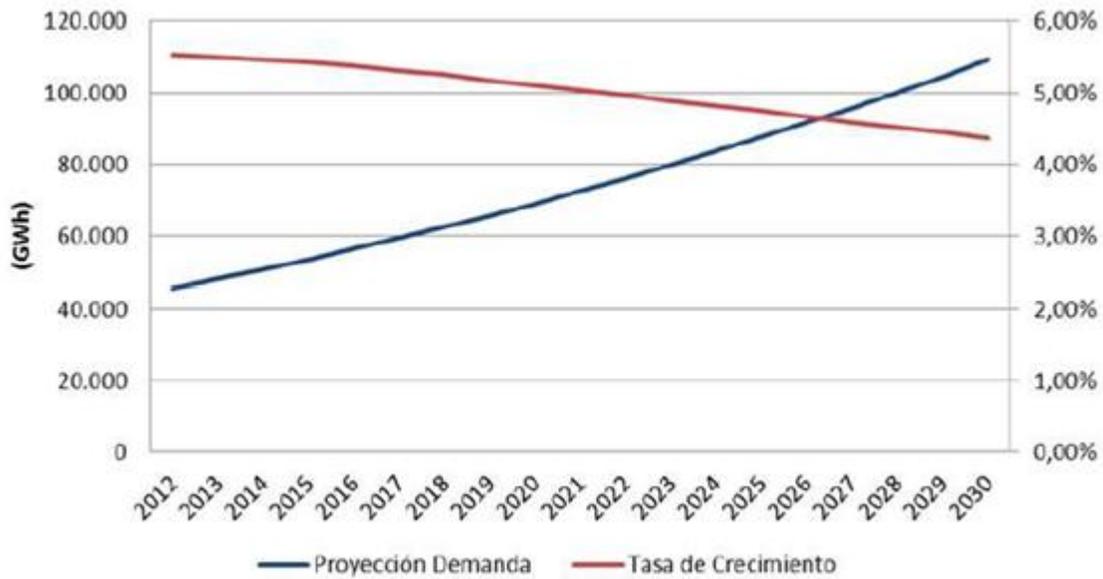


Figura 2: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SIC hasta el año 2030 [1]

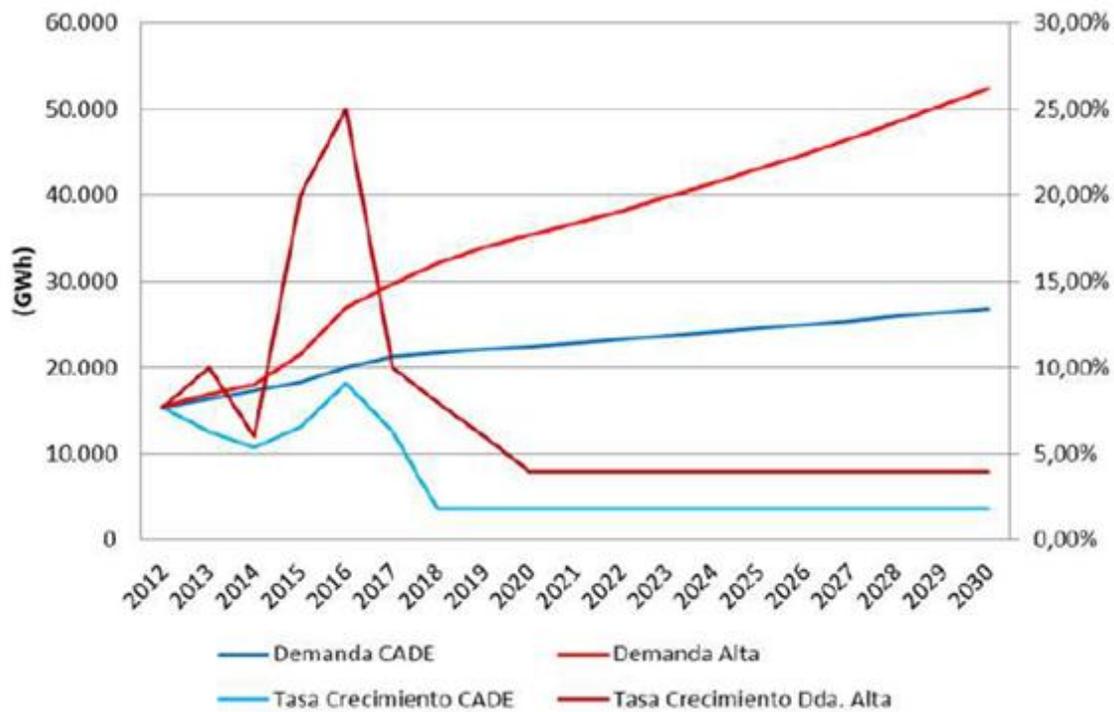


Figura 3: Proyección de la demanda de energía eléctrica en el SING hasta el año 2030 [1]

Si bien se proyecta que la tasa de crecimiento disminuirá a lo largo de los años, se observa claramente que Chile requerirá ampliar considerablemente su capacidad de generación durante los próximos años.

Existen diversos documentos que proponen variados escenarios de desarrollo energético, uno de ellos es el realizado por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), la cual se creó el 3 de Mayo de 2011 por el gobierno de Sebastián Piñera a causa de las constantes manifestaciones contra grandes proyectos de generación como Hidroaysén, Castilla, etc. En dicho documento se proponen diversos escenarios cuyo análisis será objeto de esta memoria.

Algunos parlamentarios, académicos e integrantes de organizaciones ciudadanas estimaron que la comisión anteriormente mencionada mostraba falta de representatividad e independencia dado que muchos de sus integrantes provenían del mundo empresarial. Por lo tanto, y como respuesta a la CADE, se creó una Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria (CCTP) cuyo fin fue presentar una propuesta paralela a la de la comisión gubernamental, la cual se encuentra detallada en el documento “Chile Necesita una Gran Reforma Energética”. Esta propuesta promueve mucho más fuertemente la penetración de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y la descarbonización de la matriz.

Todo lo anterior motiva la realización de esta memoria, que considerará un resumen tanto del potencial de generación ERNC en Chile como de los documentos presentados anteriormente, basándose además en estudios de la CNE (Comisión Nacional de Energía). Además, se estudiarán políticas de fomento de ERNC que han adoptado otros países tanto a nivel global como sudamericano y se evaluará la posibilidad de implementación de dichas políticas para diversificar la matriz energética nacional.

## 2. Propuestas de Desarrollo Energético en Chile

### 2.1 Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico

Esta sección se basará en el Capítulo 3 del documento de la CADE, llamado “Escenarios para la Matriz Eléctrica Futura”. En él se plantean distintos escenarios de desarrollo eléctrico dependiendo de la evolución de la penetración de las ERNC en la matriz. En este contexto, se desarrolla un escenario base llamado BAU (Business As Usual), que busca representar el desarrollo eléctrico para el horizonte de análisis 2012 – 2030 según la política vigente, considerando las exigencias de la actual ley 20.257, la cual dispone que para el año 2024 se haya incorporado un 10% de ERNC en la matriz.

A partir de este escenario, se han propuesto dos posibilidades de acuerdo a las expectativas de las tasas de desarrollo anual de proyectos ERNC: Uno conservador (Business As Usual Conservador o BAUC), que considera una moderada penetración de las ERNC, y otro optimista (Business As Usual Optimista o BAUO), el cual propone una mayor incorporación de éstas al sistema. Por ejemplo, el escenario BAUC contempla a partir del año 2021 un máximo de 100 [MW] anuales de integración de geotermia, mientras que el BAUO considera hasta 135 [MW] anuales de este tipo de energía.

Los estudios de expansión de la matriz de generación realizados en este documento consideran las siguientes bases:

- Horizonte de evaluación de 2012 a 2030.
- Representación de embalses y series hidráulicas, con cinco condiciones hidrológicas por año.
- Demanda modelada por siete bloques por día típico por semestre.
- Tecnología eólica, hidráulica de pasada, mini hidráulica y solar modelada con perfiles de generación que caracterizan aportes por bloque de demanda trimestre e hidrología.
- Restricciones de tasas de entrada máxima por tecnología.
- Restricciones de presencia mínima de generación ERNC.
- Impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>: se modela como un costo en la función objetivo por cada ton de CO<sub>2</sub> emitido.
- Proyectos específicos modelados con tamaño fijo. Proyectos tecnológicos modelados con tamaño variable.

Los resultados del estudio se presentan a continuación:

## 2.1.1 Resultados Generales SIC

La Tabla 1 muestra una proyección de la potencia instalada entre los años 2012 y 2030, ambos inclusive, para cada tipo de tecnología y cada escenario considerado (BAUC y BAUO), mientras que en la Tabla 2 se muestran algunos indicadores relevantes para estos escenarios:

**Tabla 1: Comparación potencia instalada en el periodo 2012 - 2030 entre BAUC y BAUO para cada tecnología de generación [1]**

Tabla de potencia instalada (MW) por tecnología casos BAU											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0
BAUO	534	949	199	1865	0	7120	1738	0	0	0	0

**Tabla 2: Indicadores relevantes para los escenarios BAUC y BAUO en el SIC [1]**

Tabla de indicadores BAU				
	BAUC	BAUO	Dif. Absoluta	Dif. %
Costo Operativo [MM US\$]	7.573	7.213	-361	-4,8
Costo Inversión [MM US\$]	10.926	11.189	263	2,4
Costo Total [MM US\$]	18.499	18.401	-98	-0,5
Precio Monómico [US\$/MWh]	85,2	81,7	-	-4,2
Costo Medio [US\$/MWh]	69,7	69,5	-	-0,3
Ingreso P. firme [MM US\$]	2.373	2.396	23	1,0
Emisiones CO2 [Ton]	16.276	15.140	-1.136	-7,0
Emisiones CO2 [Ton/MWh]	0,22	0,21	-	-5,1

En la Tabla 1 se observa que bajo un escenario optimista habría una mayor presencia de biomasa, geotermia y mini hidráulica en la matriz, mientras que el carbón perdería terreno. Por otra parte, la Tabla 2 muestra que el costo total de un escenario optimista sería US\$ 98 millones menor que en un escenario conservador, además de exhibir un menor precio monómico, un mayor ingreso por potencia firme y menores emisiones de CO<sub>2</sub>.

Además de lo anterior, se considera una tasa de entrada de ERNC por año de acuerdo a la Tabla 3, lo cual se ilustra también en la Figura 4:

Tabla 3: Tasa de entrada de ERNC por año para ambos escenarios estudiados [1]

Tasa Entrada ERNC BAU (%)		
Año	BAUC	BAUO
2012	4,1	4,1
2013	4,3	4,3
2014	5,6	5,6
2015	6,4	6,4
2016	7,3	7,2
2017	8,5	8,3
2018	9,6	10,1
2019	10,7	12,0
2020	12,1	14,7
2021	13,7	16,8
2022	15,0	18,2
2023	16,1	19,3
2024	17,0	20,1
2025	17,4	20,6
2026	18,1	21,5
2027	19,5	22,4
2028	20,8	23,9
2029	21,6	25,2
2030	22,4	26,6

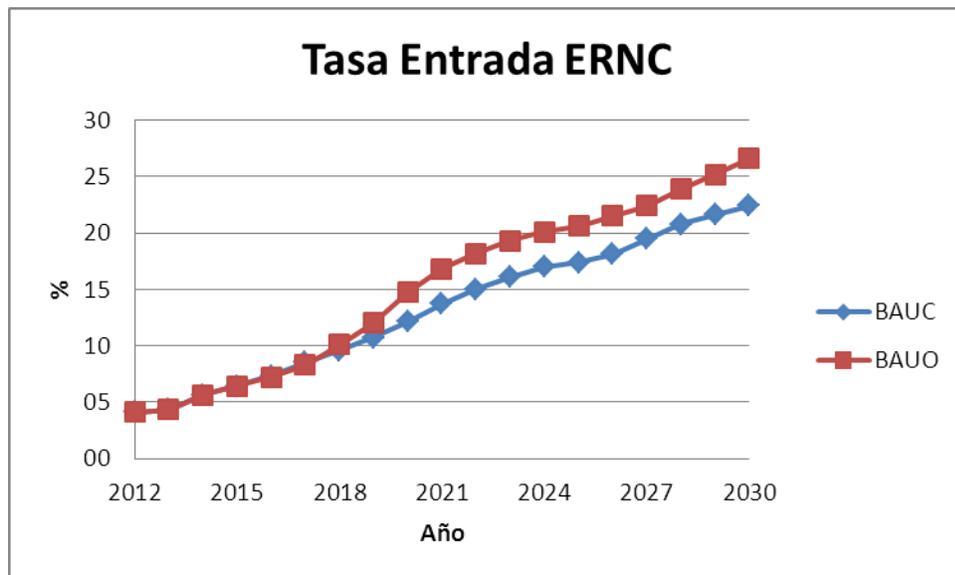


Figura 4: Tasa entrada ERNC por año para cada escenario BAU SIC [1]

### 2.1.2 Exposición de distintos casos en relación a los escenarios estudiados en el SIC

En el documento se analizaron distintas políticas de ERNC con base en la Ley 20.257: Una de ellas asume que el año 2020 se alcanzaría un 20% de generación ERNC (Escenario TC2020), mientras que la otra toma en cuenta cuotas por tecnología con el siguiente detalle: 20% solar, 30% eólica y el resto optimizado según costo (Escenario TCCuotas). Además de estos dos escenarios, se consideran los siguientes:

- Con impuesto a las emisiones de US\$ 20 por cada tonelada de CO<sub>2</sub> producido en todo el parque de generación térmica (TCImpCO2).
- Sin considerar el desarrollo de centrales hidráulicas en la zona de Aysén (TCSinCA).
- Sin considerar el desarrollo de centrales hidráulicas en la zona de Aysén ni tampoco el desarrollo de centrales nucleares (TCSinCASinNuc).
- Sin considerar el desarrollo de centrales hidráulicas en la zona de Aysén, ni generación nuclear, pero considerando un esquema 20/20 para la incorporación de ERNC (TCSinCANuc2020).
- Sin considerar el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos con potencia superior o igual a 250 [MW] (TCSinHG).
- Sin considerar el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos ni tampoco generación térmica adicional a base de carbón (TCSinHGSinCar).
- Sin considerar el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos ni tampoco generación térmica adicional a base de carbón ni tampoco generación nuclear (TCSinHGCarNuc).

Además, se considera la posibilidad de que los proyectos se vean afectados por retrasos en su puesta en marcha (TCRetraso). La Tabla 4 resume la proyección de la Potencia Instalada del sistema en el caso BAUC, mientras que la Tabla 5 lo hace para el caso BAUO:

**Tabla 4: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC [1]**

Tabla de potencia instalada por tecnología para BAU con tasa de ERNC conservador											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0
TC2020	648	988	944	1380	0	7120	1813	0	0	0	0
TCCuotas	581	942	2321	1142	0	6676	805	0	0	0	1967
TCImpCO2	745	942	479	1380	118	7120	1813	0	0	0	300
TCSinCA	467	4081	199	1380	0	4370	1813	0	0	0	0
TCSinCASinNuc	467	4081	199	1380	0	4370	1813	0	0	0	0
TCSinCANuc2020	680	3432	1319	1380	0	4370	1813	0	0	0	0
TCSinHG	467	3196	199	1380	50	1088	1813	0	0	3300	0
TCSinHGSinCar	745	242	654	1380	1777	1088	1813	0	0	3300	167
TCSinHGCarNuc	745	242	3489	1380	3921	1088	1813	0	0	0	849
TCRetraso	433	1109	199	1280	0	6870	1618	0	0	0	0

**Tabla 5: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO [1]**

Tabla de potencia instalada por tecnología para BAU con tasa de ERNC optimista											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUO	534	949	199	1865	0	7120	1786	0	0	0	0
TO2020	724	942	319	1865	0	6848	1895	0	0	0	0
TOCuotas	467	942	2296	1455	0	6676	737	0	0	0	1946
TOImpCO2	613	942	199	1865	0	7120	2386	0	0	0	0
TOSinCA	534	2836	199	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinCASinNuc	467	2906	199	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinCANuc2020	859	2438	356	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinHG	467	2708	199	1865	61	1088	2811	0	0	2200	0
TOSinHGSinCar	1286	242	199	1865	1285	1088	2811	0	0	3300	0
TOSinHGCarNuc	1399	242	2066	1865	2420	1088	2811	0	0	0	773
TORetraso	433	942	199	1730	0	6870	1583	0	0	0	0

### 2.1.3 Estudio de caso pesimista de entrada de ERNC en el SIC

En este caso, se ha simulado un escenario en el cual hay una nula penetración de geotermia, biomasa y minihidro, pero considerando la incorporación de energía solar y eólica. El resultado de la modelación fue el que se muestra en la Tabla 6:

**Tabla 6: Proyección de la potencia instalada al 2030 en un escenario pesimista [1]**

Tabla de potencia instalada por tecnología para BAU con tasa de ERNC optimista											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geoterminia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0
TCSinERNCEcon	0	3247	2917	0	35	7120	13	0	0	0	555
TCSinERNCEconSinHA	0	3252	2833	0	43	4370	13	0	0	2200	673

Se observa una fuerte tendencia a la generación eólica, solar y a carbón, además de un precio monómico de **88,9 US\$/MWh**, el cual es un 5,1% superior al caso BAUC. Por otro lado, la no incorporación de centrales en Aysén supone un costo actualizado adicional de US\$ 800 millones.

### 2.1.4 Resultados Generales SING

Al igual que en el caso del SIC, las siguientes tablas muestran los resultados generales obtenidos para el SING:

**Tabla 7: Comparación potencia instalada en el periodo 2012 - 2030 entre BAUC y BAUO para cada tecnología de generación [1]**

Tabla de potencia instalada por tecnología casos BAU											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geoterminia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	0	211	383	720	0	0	0	104	0	0	0
BAUO	0	0	0	1240	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 8: Indicadores relevantes para los escenarios BAUC y BAUO en el SING [1]**

Tabla de indicadores BAU				
	BAUC	BAUO	Dif. Absoluta	Dif. %
Costo Operativo [MM US\$]	9.485	9.130	-355	-3,9
Costo Inversión [MM US\$]	947	1.157	210	18,1
Costo Total [MM US\$]	10.432	10.287	-145	-1,4
Precio Monómico [US\$/MWh]	79,8	78,4	-	-1,8
Costo Medio [US\$/MWh]	86,8	86,0	-	-0,95
Ingreso P. firme [MM US\$]	250	251	2	0,6
Emisiones CO2 [Ton]	15.777	14.870	-906	-6,1
Emisiones CO2 [Ton/MWh]	0,67	0,64	-	-5,4

Al igual que en la Tabla 2, en la Tabla 8 se observa una disminución en el costo total para el escenario optimista, así como una disminución en el precio monómico y en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Por otra parte, la Tabla 7 indica que, bajo un escenario optimista, toda la demanda futura en el SING podría abastecerse a base de geotermia.

Al igual que en el caso del SIC, es importante realizar una proyección de la penetración de ERNC a los largo de los años, lo cual se muestra en la Tabla 9 y se ilustra en la Figura 5:

**Tabla 9: Tasa de entrada de ERNC por año para ambos escenarios estudiados [1]**

Tasa Entrada ERNC BAU (%)		
Año	BAUC	BAUO
2012	0,0	0,0
2013	0,0	0,0
2014	2,3	2,3
2015	2,5	2,5
2016	2,9	3,2
2017	3,4	3,9
2018	4,2	5,5
2019	5,3	7,8
2020	6,7	10,4
2021	8,1	12,9
2022	9,4	15,3
2023	10,7	17,7
2024	11,9	19,9
2025	13,1	22,1
2026	14,4	24,1
2027	16,9	26,1
2028	20,1	28,1
2029	21,3	29,9
2030	23,3	31,7

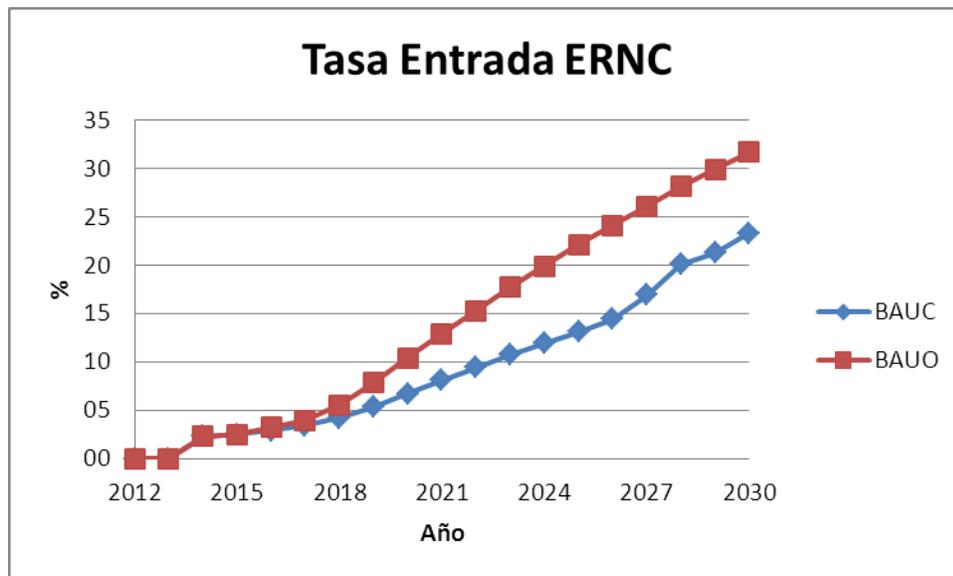


Figura 5: Tasa entrada ERNC por año para cada escenario BAU SING [1]

### 2.1.5 Exposición de distintos casos en relación a los escenarios estudiados en el SIC

En la Tabla 10 se resumen los resultados obtenidos para un escenario conservador en el SING, mientras que la Tabla 11 lo hace para un escenario optimista:

Tabla 10: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC [1]

Tabla de potencia instalada por tecnología para BAU con tasa de ERNC conservador											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	0	211	383	720	0	0	0	104	0	0	0
2020	0	110	785	720	0	0	0	0	0	0	0
Cuotas	0	28	1149	720	0	0	0	0	0	0	372
ImpCO2	0	0	1275	720	0	0	0	0	0	1100	0
DemAlta	0	2862	113	720	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 11: Potencia Instalada al 2030 para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO [1]**

Tabla de potencia instalada por tecnología para BAU con tasa de ERNC optimista											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUO	0	0	0	1240	0	0	0	0	0	0	0
TO2020	0	0	617	1240	0	0	0	0	0	0	0
TOCuotas	0	0	1088	1240	0	0	0	0	0	0	352
TOImpCO2	0	0	890	1240	0	0	0	0	0	1100	0
TOCuotasFPEol	0	0	1453	1240	0	0	0	0	0	0	352
TODemAlta	0	2333	129	1240	0	0	0	0	0	0	0

Según este estudio, a futuro habría una mayor inserción de energías renovables en el SING, especialmente geotermia y eólica. Este hecho se presentaría de forma aún más acentuada bajo un escenario optimista.

Todo lo expuesto anteriormente es sólo un extracto del documento de la CADE que servirá como base para el desarrollo de esta memoria. Una mayor información sobre datos adicionales de distintos escenarios y procedimientos más detallados de cálculo se puede encontrar en él.

## 2.2 Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria: Chile Necesita una Gran Reforma Energética [2]

Como se explicó en la primera sección de este informe, esta comisión surge como reacción a la formada por Sebastián Piñera, dado que se estimó que esta última carecía de representatividad para los intereses de la ciudadanía. El documento elaborado por la CCTP, a diferencia del elaborado por la CADE, propone un cambio estructural en el modelo de desarrollo eléctrico, pretendiendo modificar el sistema marginalista de precios, desincentivar los proyectos contaminantes y dañinos para la salud y para otros sectores económicos mediante la aplicación de impuestos, y promover la inversión en proyectos ERNC tales como minihidro, geotermia y biomasa. Esta parte del informe se basa en la sección “Resumen Ejecutivo” del documento “Chile Necesita una Gran Reforma Energética” y pretende exponer los puntos más importantes planteados en ella.

### 2.2.1 La Crisis del Modelo Eléctrico

El documento plantea que el actual modelo de desarrollo eléctrico necesita una profunda reforma dado que ha tenido como resultado una matriz cara, sucia e ineficiente, que no responde a los intereses de la ciudadanía y que otorga enormes ganancias a unas pocas empresas dominantes del sector.

En un principio, el objetivo del sistema marginalista en Chile era minimizar el costo a través de un despacho por mérito económico (es decir, las centrales más baratas despachan primero, y luego las más caras). Sin embargo, el documento expresa que un sistema marginalista está pensado para una condición de competencia perfecta, no en un mercado opaco, concentrado, ineficiente y con un “estado ausente” como el chileno, lo cual derivó en que Chile ahora tenga uno de los precios de la electricidad más altos del mundo.

De acuerdo al mismo documento, un factor que afecta negativamente la seguridad del suministro eléctrico es la fuerte dependencia de fuentes primarias importadas de otros países. Esta dependencia, conformada principalmente por petróleo crudo, derivados, gas natural y carbón ha crecido desde un 48% en 1990 a más de un 75 % en 2010. Un ejemplo concreto de esta debilidad del sistema fue la crisis del gas argentino a partir de 2004. Luego de ésta, hubo un alza en los precios de la energía eléctrica debido a que el sistema trató de adaptarse a esta escasez de gas incorporando tecnologías de generación ambiental y económicamente ineficientes. Las Figuras 6 y 7 muestran la generación histórica y los costos marginales de los dos principales sistemas interconectados del país.

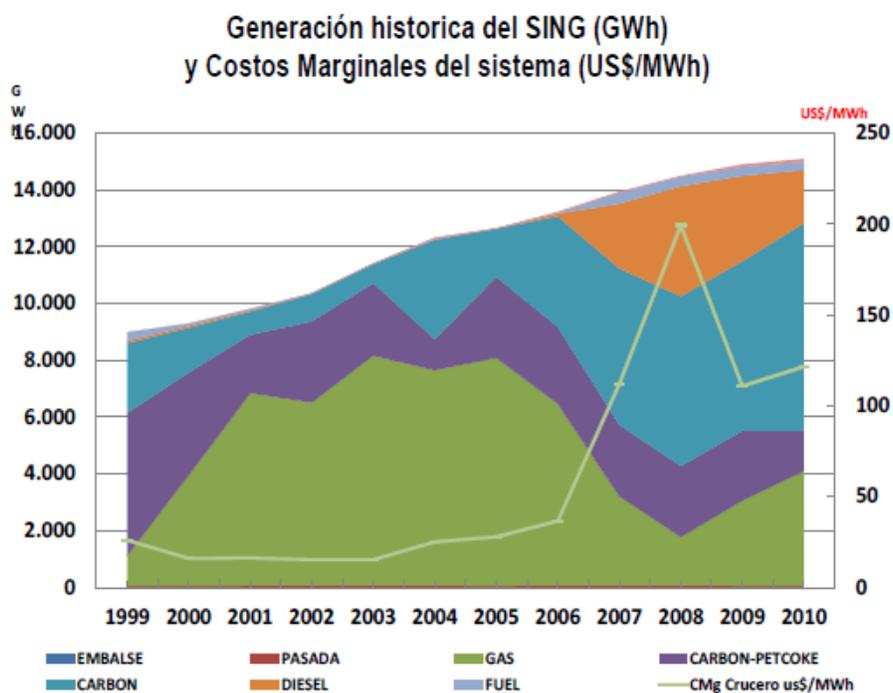
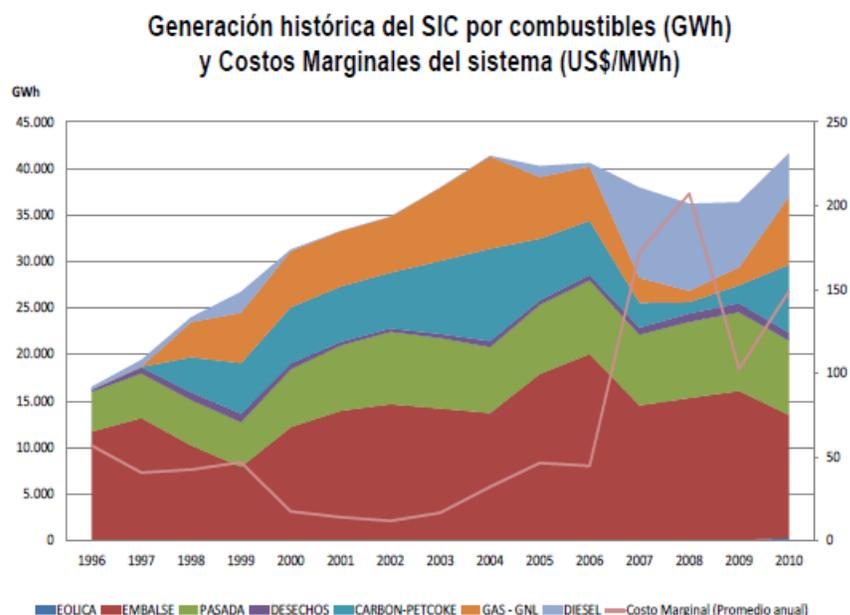


Figura 6: Generación histórica y costos marginales SING [2]



**Figura 7: Generación histórica y costos marginales SIC [2]**

En los gráficos se puede observar que, después de la crisis del gas argentino, hubo un fuerte reemplazo de éste por diesel, lo cual conllevó a un alza explosiva en los costos marginales del sistema, llegando hasta a quintuplicarse durante el año 2007 con respecto a años anteriores.

El documento también apunta a la vulnerabilidad del sistema eléctrico. Menciona que las empresas no están obligadas a garantizar la continuidad del suministro ni tampoco se les exige utilizar sistemas eficientes ni las mejores tecnologías disponibles y que esto favorece a las empresas ya que se benefician de los elevados costos marginales de generación al operar el sistema en punta. Además, si bien la potencia instalada del sistema supera ampliamente la demanda máxima anual, la potencia firme (es decir, la potencia de la que se dispone con seguridad para cada tecnología) es insuficiente para cubrirla, lo cual implica un permanente riesgo de desabastecimiento. Esto también ha sido consecuencia de la crisis del gas argentino, ya que esto permitió la incorporación masiva de grupos diesel caros, sucios y de altos costos marginales.

Anteriormente se mencionaba que el mercado eléctrico chileno está lejos de ser considerado uno en el cual se dé una situación de competencia perfecta. En efecto, el 84% de la energía generada en el SIC viene de tres empresas (Endesa, Colbún y Gener), mientras que en el SING el 94% de la energía es generada por E-CL, Gener y Gas Atacama. Además, a través de licitaciones para clientes regulados y contratos de largo plazo con clientes libres, estas cinco empresas tienen capturado más del 90% del mercado eléctrico hasta 2020, lo cual introduce barreras de entrada para nuevos generadores y otorga poder para condicionar inversiones y obstaculizar cambios en la legislación eléctrica que podrían entrar en conflicto con sus intereses.

Finalmente, esta parte del documento critica el hecho de que los esfuerzos han estado orientados a aumentar la oferta, sin preocuparse de la gestión de la demanda. Se ha insistido en que el SIC necesita duplicar su potencia instalada al año 2020, cuando nunca en la historia se ha tenido una tasa tan alta de crecimiento en la demanda que justifique tal medida, ni tampoco es avalada por las proyecciones de la CNE. Además, se le ha restado importancia a la Eficiencia Energética (EE). El Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética desarrollado por el Ministerio de Energía concluyó que se podría disminuir el consumo eléctrico del país en un 15%, lo cual equivaldría a **14.895 [GWh]** en el consumo nacional de energía eléctrica. A pesar de ello, no ha habido voluntad del gobierno para concretar dicho plan.

## **2.2.2 Propuestas para la Seguridad y Sustentabilidad del Desarrollo Eléctrico**

Dados los problemas mencionados anteriormente, la CCTP propone, en resumen, tomar varias medidas para evitar la crisis del sistema eléctrico chileno. A continuación se presenta un resumen de ellas:

- Propuestas de Reforma en el Mercado Eléctrico
  - Planificación estratégica y corrección de la concentración y falta de transparencia en el mercado eléctrico, evitando dejar el futuro de la matriz eléctrica al arbitrio del mercado y creando una política estratégica de seguridad energética en el largo plazo.
  - Reformar el sistema de licitaciones, con el fin de promover el ingreso de nuevos actores al mercado y realizando licitaciones separadas que aseguren el ingreso de las ERNC a la matriz.
  - Reformular el sistema marginalista, generando nuevos procedimientos para cubrir la energía de respaldo y el precio de la potencia, separando la función comercializadora en un ente independiente de las generadoras.
  - Reforma al CDEC para un despacho independiente y transparente, creando Centros de Operación Independiente (COI) que sean absolutamente independientes de las empresas generadoras.
  - Reformar el marco regulatorio de la transmisión para permitir el ingreso de grandes volúmenes de ERNC (eólicos, geotérmicos y solares) y mayor estabilidad a los sistemas troncales mediante el apoyo de sistemas distribuidos.
  - Rediseñar el marco regulatorio de la distribución eléctrica, con el objeto de incorporar requerimientos de gestión de la demanda y mecanismos para desacoplar las utilidades de las ventas de energía
  - Garantizar el acceso de los ciudadanos a la información pública sobre costos de generación, transmisión y distribución, y a espacios de participación en los procesos tarifarios.

- Eficiencia Energética
  - Poner en práctica el Plan de Acción de Eficiencia Energética mencionado anteriormente.
  - Establecer una Ley de Eficiencia Energética, que imponga obligaciones para las empresas energo-intensivas y esquemas de financiamiento para instituciones y programas.
  - La Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE) debe ser una institución de carácter público, autónoma y tener un financiamiento independiente de la coyuntura política.
  - Establecer estándares de EE para las empresas energo-intensivas.
  - Creación de un fondo permanente que sea función de las ventas de electricidad y combustibles cuyo objetivo sea, por un aparte, financiar la EE, y por otra, penalizar los consumos excesivos.
- Energías Renovables No Convencionales
  - Patrocinio a la Ley ERNC 20/20: La idea de esta ley es ampliar a un 20% el retiro de energía eléctrica generada por fuentes ERNC. La Tabla 12 (que la comisión obtuvo de ACERA en 2011) muestra el aporte en potencia y energía que podrían entregar las ERNC, y la inversión necesaria:

**Tabla 12: Potencia Instalada y Energía que podrían entregar las ERNC al año 2020 [2]**

Tecnología	Potencia Instalada MW	Factor de Planta %	Energía GWh/año	Inversión Unitaria US\$/MW	Inversión Total MM US\$	Costo de Desarrollo US\$/MWh
Hidro menor	1000	50	4383	3500000	3.500	84
Biomasa	600	60	3156	3000000	1800	60
Eólica	2500	25	5479	2300000	5750	110
Geotérmica	1000	80	7013	5500000	5500	82
Solar.Fotovoltaica	500	25	1096	3100000	1550	148
Solar-Termoeléctrico	200	25	438	4500000	900	215
Suma	5800	42	28565	3275862	19000	93

- Realizar licitaciones separadas de adjudicación de bloques de energía entre desarrolladores de proyectos ERNC y grandes empresas que requieren acreditar su cuota ERNC con el fin de reducir la inequidad en la negociación entre ellos.
- Poner en operación los instrumentos de apoyo a las ERNC ya diseñados por el estado, implementando también el fondo de cobertura de riesgo para la exploración geotérmica, ya diseñado por Sernageomin en el periodo 2009 – 2010.

- Poner suma urgencia a la tramitación del “Proyecto de Ley que Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”, conocido también como “Proyecto de Medición Neta” o “Net Metering”, que regula el pago de tarifas eléctricas de los generadores residenciales.
- Incorporación de Costos Externos en la Generación Térmica
  - Diseñar e implementar un eco-impuesto a la generación mediante combustibles fósiles, con el fin de reparar el daño causado por energías contaminantes y desincentivar este tipo de proyectos, además de permitir recaudación fiscal y que los CDECs prioricen la energía generada mediante tecnologías limpias.
  - Normar las emisiones de metales pesados provenientes de la generación termoeléctrica, tales como el Mercurio, el Vanadio y el Níquel, tal como estaba incluido en el anteproyecto de la “Norma de Emisión para Termoeléctricas”
  - Normar los procesos de enfriamiento en las centrales térmicas, ya que afectan gravemente el borde costero, la fauna marina y la pesca artesanal.

### 2.3 CNE: Estrategia Nacional de Energía [3]

Otro pilar importante en este trabajo es el documento “Estrategia Nacional de Energía”, elaborado por la Comisión Nacional de Energía. En él, se plantean varios de los problemas expuestos en los dos documentos explicados anteriormente y una proyección de demanda al año 2030 para los dos principales sistemas interconectados del país (Figura 8):

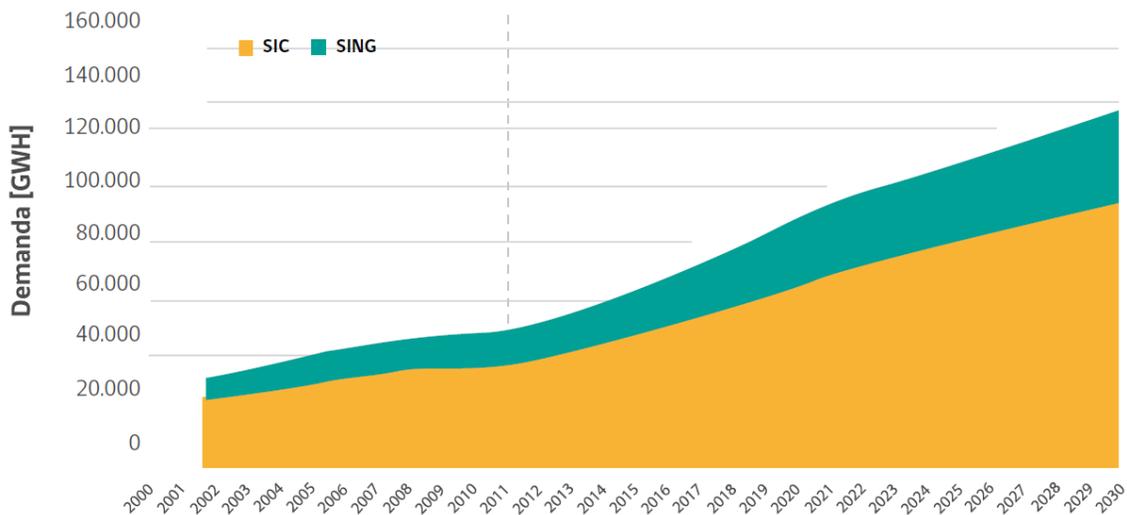


Figura 8: Proyección de demanda SIC y SING realizada por la CNE y el Ministerio de Energía [3]

En dicho documento se plantean los pilares en los que se basa esta Estrategia Nacional de Energía: [3]

- Adoptar un compromiso decidido con la eficiencia energética e impulsarla como una política pública de suma importancia en la búsqueda de una reducción del consumo y desacople entre crecimiento y demanda energética.
- Ratificar la necesidad de incorporar crecientemente las ERNC en la matriz eléctrica chilena.
- Potenciar de manera clara y decidida las energías renovables tradicionales. Para ello, nuestro país debe aprovechar sus ventajas comparativas, disminuyendo su dependencia externa y limitando la expansión de emisiones de gases efecto invernadero.
- Fortalecer el diseño, la solidez e impulsar el desarrollo del sistema de transmisión.
- Abordar los diversos desafíos que presentan el mercado y la distribución eléctrica.
- Promover un avance sostenido en el desarrollo de las interconexiones internacionales.

Con respecto al tema de eficiencia energética, la Comisión propone un Plan de Acción de Eficiencia Energética 2012-2020 (mencionado anteriormente en el análisis del documento de la CCTP) y plantea que, de llevarse a cabo el plan, es posible reducir la demanda energética total del país en un 12%, lo cual equivale a **1.122 [MW]** de potencia ahorrada, o bien, a **4.150.000 Tep** (Toneladas Equivalentes de Petróleo). Además, propone crear un Sello de Eficiencia Energética, cuyo objetivo sería reconocer y premiar a las empresas que mejor cumplan los estándares de EE.

Con respecto a la penetración de las ERNC, el documento propone un mecanismo de licitación similar al de la CCTP: otorgar licitaciones por bloques ERNC. También plantea crear una plataforma en la cual se encuentre información actualizada y de carácter público, tal como una cartera de proyectos ERNC, un catastro de potencial del recurso y terrenos fiscales disponibles, demanda energética a diversos niveles, etc. Todo esto además de elaborar una estrategia por cada tecnología de generación, que considere los obstáculos propios para su desarrollo.

El tercer punto dice relación con el aprovechamiento del recurso hídrico. El documento plantea que éste debe ser la principal fuente de energía durante las próximas décadas. Sin embargo, también dice que no se debe prescindir de los combustibles fósiles como el carbón, ya que las centrales que utilizan dichos recursos como insumo presentan una gran estabilidad y un alto factor de planta, por lo que es indispensable disponer de ellas como respaldo. Al igual que lo que plantea el documento de la CCTP, también se propone la aplicación de un impuesto a tecnologías que presentan externalidades negativas, mientras que se debe promover e incentivar las que presenten externalidades positivas.

El documento también se refiere al tema de la transmisión. Acá se explica la fragilidad del sistema de transmisión eléctrica del país y los problemas de cobertura de éste, es decir, la

dificultad que tienen algunos generadores pequeños alejados de las principales líneas para conectarse a la red. El escrito propone perfeccionar los procedimientos para otorgar concesiones eléctricas, la creación de franjas fiscales y realizar cambios normativos en Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional.

A diferencia de lo planteado en el documento “Chile Necesita una Gran Reforma Energética”, el de la CNE propone que se introduzca más competencia en el sector, estableciendo un marco regulatorio que fomente y facilite la entrada de nuevos actores al sistema. Sin embargo, también propone la creación de Centros de Operación Independientes en reemplazo de los CDEC, cuya estructura de gobernabilidad sería autónoma y con responsabilidades claramente definidas. Además, como se mencionó anteriormente, se mejorará el sistema de licitaciones de suministro, modificando los plazos mínimos para llamar a las licitaciones y reduciendo la potencia mínima para la clasificación de clientes libres. En el contexto del mercado eléctrico, también considera la aprobación de la ley Net Metering ya explicada anteriormente.

Por último, se toca el tema de la interconexión eléctrica entre los países del Cono Sur. Con el fin de contribuir a una mayor seguridad del suministro y diversificación de la matriz, la Comisión recomienda una interconexión eléctrica entre los países de la región y cree que ésta se dará en el marco del respeto y observancia de una institucionalidad jurídica conjunta, además de la existencia de beneficios para todos los países involucrados.

## **2.4 Comparación en las Proyecciones de Incorporación de ERNC al Sistema**

Con respecto al porcentaje de penetración de ERNC en los escenarios anteriores, se observan ciertas diferencias entre los tres documentos. El documento de la CADE, para un escenario optimista, plantea un 14,7% de generación mediante ERNC en el SIC y un 10,4% en el caso del SING para el año 2020, mientras que la CCTP proyecta este porcentaje en un 20% para todo el sistema. El documento de la CNE, si bien no entrega un valor exacto, habla de que el 10% de incorporación de ERNC al año 2024 que propone la ley 20.257 es insuficiente y espera que durante ese periodo de tiempo tal valor a lo menos se duplique.

## 3. Políticas Adoptadas a Nivel Internacional

### 3.1 Políticas de Inserción de ERNC Aplicadas en Otros Países

Dados los análisis realizados previamente respecto a la inserción de distintas tecnologías de generación bajo diversos escenarios, es imprescindible estudiar las políticas que han adoptado otros países para promover una mayor integración de generación ERNC en su matriz. Por esta razón, en la presente sección se estudiarán los principales métodos que se han utilizado en los países de mayor desarrollo para conseguir este fin, seguidos de algunos ejemplos representativos a nivel internacional.

#### 3.1.1 Sistemas de Tarifas Especiales

Este método, también conocido como *feed-in tariff*, consiste en la aplicación de un precio diferenciado a la energía generada mediante ERNC con respecto a la originada en centrales que utilizan otras tecnologías. De esta manera, a las generadoras se les presenta un incentivo para invertir en tecnologías que de otro modo serían mucho menos competitivas en el mercado.

Se pueden distinguir dos tipos. Uno de ellos es de Tarifa Fija, que consiste en la asignación de un precio por [MWh] constante para aquellas tecnologías que se desea promover, independiente de las variaciones que pueda sufrir el precio de la energía en el mercado spot. El otro es un mecanismo de Primas Adicionales (o Tarifa *Premium*), cuya implementación consiste en añadir un valor fijo al precio de la energía para obtener el valor de la electricidad generada mediante ERNC. Como consecuencia de esto, el precio obtenido mediante este segundo mecanismo no es fijo y depende directamente del precio de mercado de la energía. [4]

Dos ejemplos notables se mencionan a continuación:

##### 3.1.1.1 Alemania [5]

Alemania es un país que se ha planteado una de las metas de inserción de ERNC más ambiciosas del mundo, proponiendo un 50% de presencia para el año 2030, 65% en 2040 hasta llegar a un 80% para el año 2050. Para conseguir dicho objetivo, a partir del año 2000 ha aplicado un sistema *feed-in tariff* de Tarifa Fija (TF) para cada tecnología que se desea promover. Los generadores, además de obtener el precio de mercado de la energía, también reciben una prima de mercado (MP, o *Market Premium* en inglés), la cual se define como la diferencia entre la Tarifa Especial y lo que se llama un “Precio de Referencia” (PR). Este precio de referencia, a su vez, se calcula como la diferencia entre las siguientes dos cantidades:

- El precio medio de la electricidad en el mercado spot durante el mes previo (AP).
- Una prima llamada *Management Premium* (MgP), que guarda relación con los costos adicionales en los que se incurre al generar con ciertas tecnologías. La Tabla 13 muestra los valores en €/MWh por este concepto de algunas tecnologías entre los años 2012 y 2015 (notar que los montos son decrecientes en el tiempo con el fin de incentivar la participación temprana de los generadores y reflejar el hecho de que los costos asociados a administración debiesen ser decrecientes en el tiempo):

**Tabla 13: Primas *Management Premium* para distintas tecnologías desde 2012 a 2015 [5]**

Año	Eólica "On Shore"	Eólica "Off Shore"	Solar	Otras
2012	12,00	0,00	12,00	3,00
2013	10,00	10,00	10,00	2,75
2014	8,50	8,50	8,50	2,50
2015	7,00	7,00	7,00	2,25

En resumen, se tiene la siguiente ecuación para el cálculo de la prima de mercado:

$$MP = TF - (AP - MgP)$$

La Figura 9 muestra un gráfico que relaciona todas las variables mostradas anteriormente:

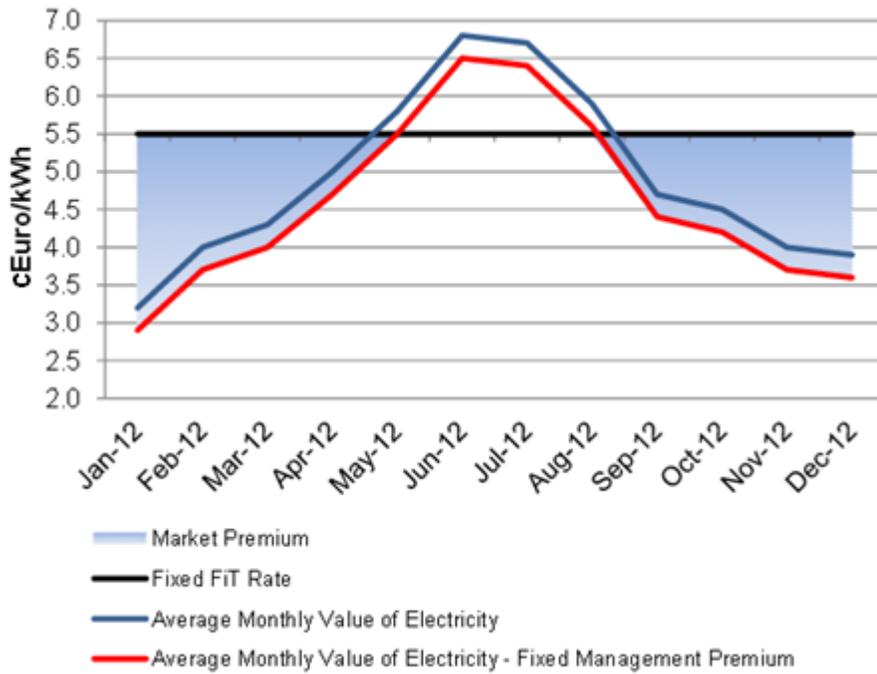


Figura 9: Ilustración gráfica de la Tarifa Fija, la Prima de Mercado, el costo medio de la electricidad y el Precio de Referencia [5]

Nótese que cuando el precio de referencia supera la tarifa impuesta para la tecnología en cuestión, ya no es necesario establecer una prima de mercado.

En cuanto a los resultados, éstos pueden apreciarse en el gráfico de la Figura 10:

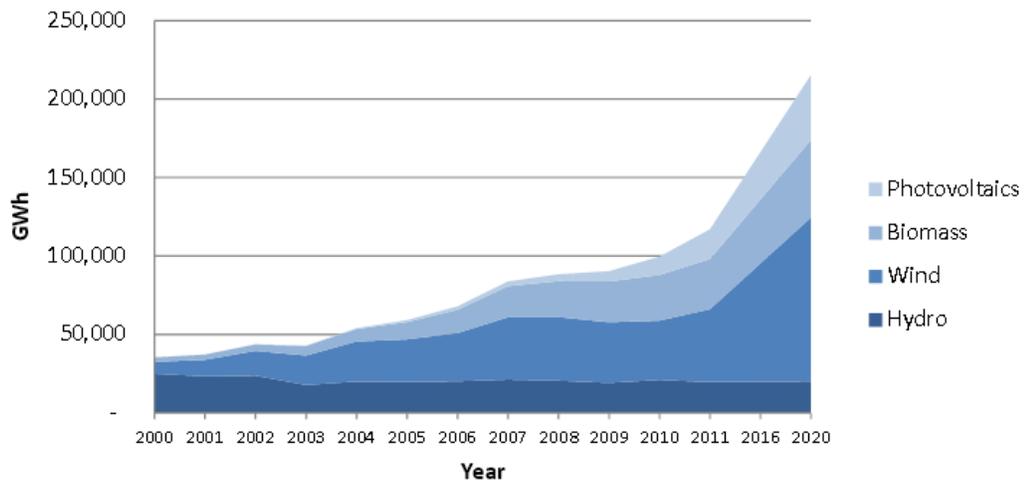


Figura 10: Evolución registrada hasta el año 2011 y proyectada hasta el 2020 de la energía inyectada en el sistema eléctrico alemán [5]

### 3.1.1.2 España [6]

España es un país que permite a los productores de electricidad optar por una Tarifa Fija, o bien por una Tarifa *Premium*, tal como lo indica el Decreto Real 2818 de 1998 de dicho país, pudiendo el generador después de un año permanecer con el sistema tarifario escogido o cambiarlo.

Posteriormente a la aplicación de dicha normativa, en Marzo de 2004 se estableció el Decreto Real 436, que permite a los generadores que hayan optado por una Tarifa *Premium* poder vender la energía producida en un sistema de bolsas de energía gestionado por el Operador de Mercado Español (OMEL), la cual puede ser vendida directamente a otros clientes a través de contratos bilaterales o a comerciantes de electricidad.

Sin embargo, estas determinaciones provocaron una sobresuscripción al sistema de Tarifa *Premium*, lo cual condujo a una excesiva alza en los precios de la energía (dado que esta tarifa depende del precio de mercado de la electricidad como se mencionó anteriormente). A consecuencia de esto, se introdujo una modificación el año 2007 (RD661/2007) que definió límites superiores e inferiores en los precios con el fin de restringir las excesivas ganancias obtenidas por los generadores sometidos a dicho sistema tarifario.

### 3.1.2 Sistemas de Cuota

Otro procedimiento utilizado por varios países de Europa es el llamado “Sistema de Cuotas”, que consiste en establecer por ley un porcentaje mínimo de incorporación de diversas tecnologías ERNC cada cierto periodo de tiempo hasta llegar a una meta determinada, considerando para dicho cálculo la energía vendida por las generadoras. Asimismo, existen multas para aquellas empresas que no cumplan con la cuota requerida. Además, en algunos casos puede complementarse con un sistema de certificados transables, los cuales acreditan cierta cantidad de energía limpia producida y pueden comprarse o venderse para acreditar el cumplimiento de la cuota mediante otra generadora.

Una desventaja que presenta este sistema es que la cuota mínima se establece considerando cualquier medio de generación renovable no convencional, lo cual puede derivar en que se desarrolle casi únicamente la tecnología de menores costos y no las demás, contribuyendo negativamente a la diversidad de la matriz. Es posible solucionar dicho asunto estableciendo sub-cuotas para cada tecnología que se desee promover.

Esta modalidad ha sido implementada por países como Estados Unidos, India, Reino Unido, Australia y Suecia.

Cabe destacar que Chile ha hecho un intento para establecer un sistema de cuotas mediante la ley 20.257, presentada en el Capítulo 2, la cual exige para sistemas con capacidad instalada igual o

superior a 200 [MW] un mínimo de 5% de generación ERNC cada año hasta el 2014, y a partir del año siguiente, una incorporación de 0,5% anual hasta completar un 10% de presencia ERNC en la energía generada. Además, en Octubre de 2013 se publicó la ley 20.698, que aumenta este porcentaje a 20% para el 2025.

### 3.1.2.1 Ejemplos de Europa [4]

Este sistema ha sido implementado en varios países de Europa, tales como Reino Unido, Italia y Suecia, entre otros. Existe además un sistema de certificados transables llamados *Tradable Green Certificates* (TGCs), que permite comprar y vender energía producida con el fin de cumplir la cuota establecida.

El año 2003 empezó a operar este sistema en Suecia, con el objetivo de aumentar la generación de energías renovables en 25 [TWh] anuales al 2020. Desde aquel año, la energía es vendida al precio spot del mercado eléctrico. Los certificados, llamados *Tradable Renewable Electricity Certificates* (TRECs) deben ser comprados para satisfacer la cuota en caso de ser necesario. De no ser así, la empresa deficitaria deberá pagar una multa equivalente a un 150% del valor correspondiente al valor promedio anual de los TRECs. Este sistema ha traído exitosos resultados, pudiendo pasar de 6,5 [TWh] en 2001 a 14,7 [TWh] el 2009.

Por su parte, el Reino Unido adoptó este sistema el año 2002 considerando un 3% de incorporación de ERNC ese año y fijando una meta de 20% al año 2020. En este país, los certificados transables se llaman *Renewables Obligation Certificates* (ROCs) y también existen multas por incumplimiento. En todo caso, no siempre se ha podido cumplir con la totalidad de la cuota, siendo este cumplimiento de un 62,5% promedio entre los años 2002 y 2009.

### 3.1.2.2 Estados Unidos [4]

A junio del año 2010, 29 estados de los Estados Unidos habían adoptado un sistema de cuotas para promover la inserción de ERNC en su matriz. Dicha política ha traído resultados positivos, dado que si se observa el desarrollo de la energía eólica en este país, se observa que su capacidad instalada ha evolucionado desde 2,6 [GW] en 2000 hasta 40 [GW] en 2009.

Al igual que los ejemplos mencionados anteriormente, Estados Unidos también ha aplicado un sistema de certificados transables llamados *Renewable Energy Credits* (RECs) que funciona de la siguiente manera: Cuando un generador renovable produce electricidad, este genera un REC por cada 1000 [kWh] de energía que produce, acreditando que dicha energía se generó de forma limpia. Si dicho generador vende un REC creado de esta manera, la cantidad de energía asociada deja de ser “renovable”, permitiendo que la misma cantidad de energía producida por el comprador (no renovable) de ese certificado pase a considerarse “renovable”, pudiendo así cumplir su cuota a través de la generación renovable de otro productor. Esto contribuye

claramente a promover la inyección de energía eléctrica mediante generadores renovables, disminuyendo de forma indirecta su producción mediante tecnologías sucias.

Lo descrito en el párrafo anterior indica un desacople entre la energía físicamente producida y las transacciones de certificados entre generadores. La Figura 11 ilustra este hecho:

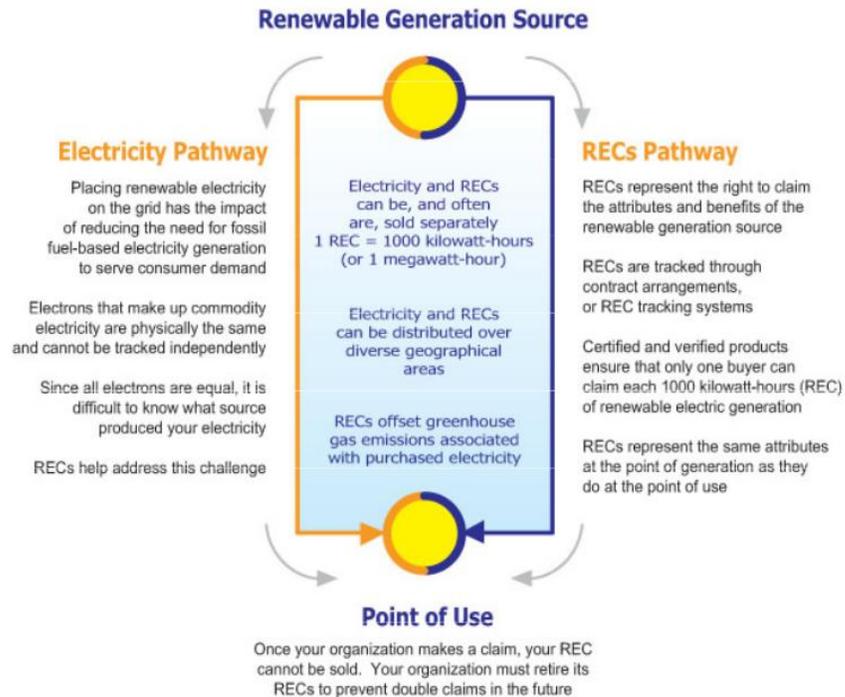


Figura 11: Desacople entre la electricidad generada físicamente y el mercado de los RECs [7]

### 3.1.3 Sistemas de Subastas

El tercer mecanismo estudiado en esta sección es el sistema de subastas, el cual consiste en licitar una cierta cantidad de energía o potencia al mejor postor entre varios generadores ERNC, los cuales deben realizar distintas ofertas de producción de energía al regulador de mercado.

En el caso de las licitaciones por energía, se escoge la oferta que presenta el menor costo por [MWh] y se establece un contrato a largo plazo con la empresa oferente para suministrar energía, en cuyo caso el subsidio viene dado implícitamente por el precio acordado en dicho contrato. En los concursos de potencia, lo que se licita realmente es la capacidad a instalar, y a los ganadores de la subasta se les otorgan beneficios a la inversión, como por ejemplo, subsidios sobre cada [MW] de capacidad instalada. [6]

Países como China, Reino Unido y algunos países de Latinoamérica como Perú, Brasil y Uruguay han implementado sistemas de subastas para el desarrollo de tecnologías ERNC. A continuación se detallan dos ejemplos:

### 3.1.3.1 Reino Unido [4]

Anteriormente al sistema de cuotas, entre 1990 y 1998 el Reino Unido implementó un sistema de subastas llamado *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO), en el cual los generadores realizaron ofertas proponiendo un precio, una cantidad fija de energía generada y con una determinada tecnología, escogiendo el Estado la propuesta más barata. Luego de esto, los generadores disponían de cinco años para instalar sus proyectos aprobados y se les garantizaba un precio fijo por una cierta cantidad de años y la compra garantizada de toda la generación. Sin embargo, la intensa competencia por fondos muy reducidos por parte del Estado sumado a la falta de penalizaciones por incumplimiento de contratos hicieron que el NFFO no prosperara.

### 3.1.3.2 China [8]

En China, el sistema de subastas es regulado por la Ley de Energías Renovables de dicho país. En general, las subastas son realizadas en periodos irregulares de tiempo, basadas en las decisiones tomadas por las autoridades de este país sin una agenda a largo plazo. La *National Energy Administration* (NEA) es la encargada de las subastas solares y las eólicas *offshore*, mientras que la *National Development and Reform Commission* (NDRC) está a cargo de las subastas eólicas *onshore*. Las subastas son específicas para cada tecnología, licitando volúmenes de potencia entre 100 [MW] y 300 [MW].

La Tabla 14 muestra el esquema de subastas de ERNC en China:

Tabla 14: Esquema de subastas ERNC en China [8]

Bases Legales	Ley de Energías Renovables, Reglas de implementación temporal para establecer el precio de potencia renovable y compartir los gastos de compra de electricidad a partir de energías renovables, adoptado en 2006 y modificado en 2010.
Autoridades a Cargo	NDRC, NEA. Agencia Ejecutiva: <i>Zhongshe International Bidding Co. Ltd</i> y el <i>Grupo Consultor China Hidro Power Project</i>
Tecnologías Elegibles	Las subastas son específicas para cada una de las siguientes tecnologías: Eólica <i>onshore</i> (Mínimo 50 [MW], eólica <i>offshore</i> , solar fotovoltaica y solar concentrada (CSP)
Procesos de Selección	La selección se realiza en una etapa, basada en el “menor precio gana”, o bien, ponderada entre precio y contenido de la oferta.  Subastas para tecnología solar y eólica <i>offshore</i> son principalmente del tipo “menor precio gana”.  Subastas para eólica <i>onshore</i> puede incluir otros criterios como beneficios económicos locales.
Agenda de Subastas	Entre 2003 y 2007, las subastas para eólicas <i>onshore</i> fueron organizadas anualmente. En la actualidad, las subastas para tecnologías eólica y solar son organizadas de forma específica.
Duración de la Tarifa	25 años para eólicas <i>onshore</i> en dos etapas: la tarifa acordada en la subasta es pagada durante las primeras 30.000 horas de funcionamiento del parque generador suponiendo plena carga. Posterior a ello, se paga el precio medio de mercado.  30 años para eólicas <i>offshore</i> (incluyendo el periodo de construcción de 4 años)
Reglas de Cumplimiento	No hay reglas claras. No existen sanciones claras por no cumplimiento.

### 3.2 Iniciativas en Sudamérica: Proyecto REGSA [10]

REGSA (Promoting Renewable Generation in South America) es un proyecto cuyo objetivo es promover la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en Sudamérica, y particularmente en Bolivia, Brasil y Chile. El proyecto busca además, mejorar las condiciones medioambientales, aumentar la seguridad energética y aliviar la pobreza en las áreas del proyecto. Los objetivos específicos de este proyecto son los siguientes:

- Identificar y diseminar el potencial técnico y socioeconómico de la generación de potencia con energía renovable en los países objetivos.
- Generar concientización y apoyar el diálogo regional de los actores clave públicos y privados de la región y de los tomadores de decisiones sobre la generación de electricidad renovable en los países objetivos.
- Apoyar a las comunidades piloto elegidas en el desarrollo y en la implementación de proyectos viables de generación de electricidad renovable.
- Contribuir a la integración policéntrica de Brasil, Chile y Bolivia como países sudamericanos, mediante el desarrollo de experiencias que podrían ser replicables en otros lugares de la región.

Este proyecto intenta promover la participación de los siguientes grupos objetivos:

- Proveedores de energía en los países asociados.
- Autoridades locales.
- Compañías, emprendedores, agricultores trabajando o planeando trabajar en el sector de la Energía Renovable (por ejemplo, construcción, mantenimiento, planificación o plantar de energías renovables, proveedores de biogás/combustibles).

## 4. Estudio de Alternativas de Desarrollo Energético

### 4.1 Introducción

Según un estudio realizado por el Ministerio de Energía y la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) el año 2014 [9], el cual se resume en el Anexo 7.1, Chile en teoría posee una capacidad instalable de ERNC que excede con creces sus necesidades energéticas durante las próximas décadas. Por dar un ejemplo, basta con observar el potencial solar PV, el cual considerando restricciones territoriales puede ser de hasta **1.640.128 [MW]**, que a un factor de planta promedio de 0,24 (el cual está subestimado ya que éste corresponde al mínimo estimado en el territorio disponible) significaría una capacidad de generación anual de unos **3.448.205 [GWh]**. Sin embargo, esto no significa que el problema energético en Chile esté solucionado, ya que hay que considerar los siguientes hechos:

- La disponibilidad horaria de las fuentes ERNC estudiadas no coinciden con la curva de carga diaria de los sistemas, lo cual va en desmedro de la seguridad de suministro.
- No se han considerado costos de inversión y de operación de dichas tecnologías, los cuales pueden ser muy superiores a otras alternativas.
- Las fuentes analizadas pueden presentar otros problemas técnicos, tales como incapacidad de proveer reserva en giro al sistema.

Sin embargo, la necesidad de no depender de fuentes externas para reducir la vulnerabilidad de la matriz a alzas que puedan sufrir los precios de los combustibles fósiles sumado a posibles problemas de disponibilidad (como ocurrió durante la crisis del gas argentino el año 2007) hacen que sea imperioso buscar alternativas de desarrollo basadas en fuentes propias. Dado que Chile es un país rico en potencial renovable, resulta necesario estudiar políticas de fomento de este tipo de energías y su factibilidad de aplicarse en nuestro país.

Lo que se expondrá en este capítulo pretende ser un aporte que apunta en dicha dirección, partiendo de la base de las alternativas de desarrollo expuestas en el Capítulo 2 y considerando las limitaciones dadas por los potenciales asociados a cada tecnología, mostrados en el Anexo 7.1.

Realizar un estudio acabado de absolutamente todas las posibilidades de desarrollo energético en el país, considerando una completa gama de escenarios de proyección de demanda y costos resultaría imposible de realizar en un trabajo como este, dada la envergadura del problema. Sin embargo, considerando los escenarios ya expuestos en el Capítulo 2 y los ejemplos internacionales presentados en el Capítulo 3, es posible estudiar una cantidad acotada de posibilidades que ilustren aproximadamente cuál sería el efecto de implementar en Chile las políticas de incentivo de generación ERNC que se han aplicado en otros países. El objetivo de

este capítulo es estudiar la factibilidad y pertinencia de la aplicación de dichos incentivos en el SIC y en el SING.

Nótese que, según los Anexos 7.2 y 7.3, varias tecnologías renovables han alcanzado costos de desarrollo que las hacen competitivas con las fuentes convencionales de generación. En particular, tecnologías como biomasa, eólica terrestre (*on shore*), solar fotovoltaica y minihidráulica han llegado a ser rentables sin necesidad de subsidios adicionales para su promoción. Otras tecnologías como la eólica marítima (*off shore*), geotermia, mareomotriz y undimotriz aún presentan costos de inversión demasiado altos o inviabilidad de implementación, por lo cual necesitarían de un incentivo especial para poder ingresar al sistema. Sin embargo, de acuerdo al Anexo 7.2, sus costos de desarrollo muestran una tendencia a decrecer en el tiempo, por lo que algunas podrían llegar a ser competitivas al año 2030 sin necesidad de un apoyo económico adicional.

El ejercicio que se realizará en este Capítulo es suponer el establecimiento de los incentivos estudiados en la sección 3.1 en el SIC y en el SING con el fin de promover alguna tecnología cuyo desarrollo sea deseable, o bien, que pueda sustituir alguna que presente externalidades no deseadas. Considerando que ya se han hecho algunos estudios de proyección de generación y capacidad, se tomará uno de estos como base y a partir de él se estudiará la posibilidad de aplicar algún incentivo. Entre los tres documentos estudiados en el Capítulo 2 (CADE, CCTP y CNE), aquel que entrega las proyecciones más acabadas es el documento de la CADE, las cuales se resumen en las Tablas 4, 5, 10 y 11 de esta Memoria.

## 4.2 Caso SIC

En el caso del SIC, los escenarios obtenidos por la CADE son los que aparecen en las Tablas 4 y 5 y se replican a continuación:

**Tabla 15: Potencia Instalada al 2030 en el SIC para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC (Conservador) [1]**

Tabla de potencia instalada SIC por tecnología para BAU con tasa de ERNC conservador											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	467	1469	199	1380	0	7120	1738	0	0	0	0
TC2020	648	988	944	1380	0	7120	1813	0	0	0	0
TCCuotas	581	942	2321	1142	0	6676	805	0	0	0	1967
TCImpCO2	745	942	479	1380	118	7120	1813	0	0	0	300
TCSinCA	467	4081	199	1380	0	4370	1813	0	0	0	0
TCSinCASinNuc	467	4081	199	1380	0	4370	1813	0	0	0	0
TCSinCANuc2020	680	3432	1319	1380	0	4370	1813	0	0	0	0
TCSinHG	467	3196	199	1380	50	1088	1813	0	0	3300	0
TCSinHGSinCar	745	242	654	1380	1777	1088	1813	0	0	3300	167
TCSinHGCarNuc	745	242	3489	1380	3921	1088	1813	0	0	0	849
TCRetraso	433	1109	199	1280	0	6870	1618	0	0	0	0

**Tabla 16: Potencia Instalada al 2030 en el SIC para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO (Optimista) [1]**

Tabla de potencia instalada SIC por tecnología para BAU con tasa de ERNC optimista											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUO	534	949	199	1865	0	7120	1786	0	0	0	0
TO2020	724	942	319	1865	0	6848	1895	0	0	0	0
TOCuotas	467	942	2296	1455	0	6676	737	0	0	0	1946
TOImpCO2	613	942	199	1865	0	7120	2386	0	0	0	0
TOSinCA	534	2836	199	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinCASinNuc	467	2906	199	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinCANuc2020	859	2438	356	1865	0	4370	2811	0	0	0	0
TOSinHG	467	2708	199	1865	61	1088	2811	0	0	2200	0
TOSinHGSinCar	1286	242	199	1865	1285	1088	2811	0	0	3300	0
TOSinHGCarNuc	1399	242	2066	1865	2420	1088	2811	0	0	0	773
TORetraso	433	942	199	1730	0	6870	1583	0	0	0	0

En lo que sigue se estudiarán las posibilidades de aplicar los sistemas de incentivos ya mencionados en el SIC.

#### 4.2.1 Implementación de un Sistema de Tarifas Especiales

Como se puede inferir de la introducción de este Capítulo, es importante notar que no todas las tecnologías renovables requieren del apoyo de una Tarifa Especial, la cual si no se aplica de forma adecuada puede provocar una incorporación desmedida de alguna tecnología poco

eficiente económicamente, provocando alzas considerables en los precios como ocurrió en el caso de España descrito en la sección 3.1.1.2.

Si se analiza el escenario *Business As Usual* definido por la CADE el año 2011, es posible notar tanto en la proyección conservadora como en la proyección optimista una fuerte inserción de energías renovables (no necesariamente no convencionales), mientras que solo entre un **7,62%** y **11,87%** de la capacidad instalada a partir de 2012 provendría de centrales no renovables (específicamente carbón). Sin embargo, el reciente rechazo al proyecto Hidroaysén [11] hace que el nuevo escenario *Business As Usual* sea más similar al TCsinCA (es decir, el escenario que excluye la construcción de centrales en la zona de Aysén), el cual implicaría una penetración mucho mayor de carbón (entre un **22,48%** y un **33,15%**), y por ende, mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. Si se desea evitar este hecho mediante un incentivo *feed-in tariff* existen dos posibilidades: Tarifa Fija y Tarifa *Premium* (Definidas en la Subsección 3.1.1).

#### 4.2.1.1 Tarifa Fija

Para que un sistema de Tarifa Fija haga rentables tecnologías en principio no competitivas, la Prima de Mercado debe ser tal que la Tarifa sea superior al costo de desarrollo de la central. De acuerdo al Anexo 7.3, el Precio Medio de Mercado (PMM) es aproximadamente igual a **98,42 [US\$/MWh]**. Por lo tanto, para que un inversionista se decida a invertir en una determinada tecnología, la Tarifa Fija debe ser a lo menos igual al costo de desarrollo de la central correspondiente. La Tabla 17 muestra los valores mínimos de dichas tarifas.

Tabla 17: Tarifa Fija de incentivo para cada tecnología SIC (Fuente: Elaboración Propia)

Fuente	Tecnología	Tarifa Fija Mínima (US\$/MWh)	Subsidio (US\$/MWh)
Biomasa	TV	108,62	<b>10,20</b>
	IGCC	65,91	<b>0</b>
	Co-combustión con carbón	72,05	<b>0</b>
	CHP	90,35	<b>0</b>
Eólica	Marítima	136,49	<b>38,07</b>
	Terrestre	97,33	<b>0</b>
Geotermia	Geotermia	162,83	<b>64,41</b>
Hidráulica	Embalse	39,30	<b>0</b>
	Pasada	56,97	<b>0</b>
	Minihidro	66,38	<b>0</b>
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	<b>190,81</b>
Undimotriz	Undimotriz	433,71	<b>335,29</b>
Solar	Solar CSP	158,49	<b>60,07</b>
	Solar PV	100,05	<b>1,63</b>

Es importante notar que, dados los costos de desarrollo decrecientes de la mayoría de las centrales estudiadas (ver Anexo 7.2), es posible que la fijación de tarifas como las indicadas en la Tabla 17 derive en una sobresuscripción de algunas tecnologías. Por ejemplo, se prevé que para el año 2030 las centrales solares fotovoltaicas disminuirán su costo de desarrollo de **100,05 [US\$/MWh]** a **58,86 [US\$/MWh]** (Anexo 7.2), mientras que dicho costo para las centrales a carbón se mantendría relativamente constante en un valor que fluctúa entre **80 y 90 [US\$/MWh]**. Considerando además la significativa entrada de proyectos solares fotovoltaicos a tramitación ambiental [16], se puede inferir que el establecimiento de una tarifa especial para este tipo de plantas sería actualmente innecesario.

La Tabla 18 muestra la pertinencia de la aplicación de una Tarifa Fija y su valor para cada tecnología en los años 2014, 2020 y 2030, considerando el precio medio de la electricidad fijo en **98,42 [US\$/MWh]**:

**Tabla 18: Tarifas Fijas Mínimas de Incentivo para los Años 2014, 2020 y 2030 en el SIC (Fuente: Elaboración Propia)**

<b>Fuente</b>	<b>Tecnología</b>	<b>TF 2014 (US\$/MWh)</b>	<b>TF2020 (US\$/MWh)</b>	<b>TF2030 (US\$/MWh)</b>
Biomasa	TV	108,62	105,17	101,63
	IGCC	-	-	-
	Co-combustión con carbón	-	-	-
	CHP	-	-	-
Eólica	Marítima	136,49	118,85	98,79
	Terrestre	-	-	-
Geotermia	Geotermia	162,83	162,83	162,83
Hidráulica	Embalse	-	-	-
	Pasada	-	-	-
	Minihidro	-	-	-
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	199,03	174,15
Undimotriz	Undimotriz	433,71	377,93	207,46
Solar	Solar CSP	163,26	127,82	102,33
	Solar PV	100,05	-	-

De acuerdo a la Tabla 18, las energías eólica terrestre, geotérmica, biomasa y solar fotovoltaica no debiesen requerir ningún incentivo para el año 2030 ya que serían rentables por sí solas, y posiblemente también lo serán la energía solar CSP y eólica marítima (aunque esta última presenta una dificultad de implementación en Chile que se discutirá en la Sección 4.5.1). Por otra parte, se prevé que a ese mismo año ciertas tecnologías como la mareomotriz y la undimotriz, si bien van a haber reducido notablemente sus costos de desarrollo, aún estarían lejos de ser competitivas en el mercado.

Además, el hecho de que la tarifa sea fija implica que, en caso de variar el PMM de la electricidad, la prima de mercado se adaptaría de tal forma que se asegure el ingreso de las tecnologías que se desea promover sin que ello signifique un alza excesiva en los precios de la electricidad como ocurrió en España.

#### 4.2.1.2 Tarifa Premium

Otra alternativa es la implementación de una tarifa cuya prima de mercado sea constante, es decir, que su precio exceda en una cantidad fija al PMM.

Asumiendo un precio de la energía de **98,42 [US\$/MWh]** la prima de mercado debe ser tal que asegure una tarifa especial a lo menos igual al costo de desarrollo de la tecnología que se desea promover. La Tabla 19 muestra cuál debería ser aproximadamente dicha prima de mercado:

**Tabla 19: Prima de Mercado para cada tecnología en el SIC (Fuente: Elaboración Propia)**

<b>Fuente</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Costo de Desarrollo (US\$/MWh)</b>	<b>Prima de Mercado (US\$/MWh)</b>
Biomasa	TV	108,62	<b>10,20</b>
	IGCC	65,91	<b>0,00</b>
	Co-combustión con carbón	72,05	<b>0,00</b>
	CHP	90,35	<b>0,00</b>
Eólica	Marítima	136,49	<b>38,07</b>
	Terrestre	97,33	<b>0,00</b>
Geotermia	Geotermia	162,83	<b>64,41</b>
Hidráulica	Embalse	39,30	<b>0,00</b>
	Pasada	56,97	<b>0,00</b>
	Minihidro	66,38	<b>0,00</b>
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	<b>190,81</b>
Undimotriz	Undimotriz	433,71	<b>335,29</b>
Solar	Solar CSP	163,26	<b>64,84</b>
	Solar PV	100,05	<b>1,63</b>

Notar que las tecnologías cuyos costos de desarrollo son inferiores al precio de mercado de la energía no requieren una Prima de Mercado. En principio, los valores de Prima de Mercado mostrados en la Tabla 19 harían a las tecnologías estudiadas competitivas en el mercado. Una ventaja que posee un sistema como este es que la prima de mercado, y por consiguiente el retorno a los inversionistas, están asegurados de forma independiente de las variaciones que pueda sufrir el precio de la energía. Una desventaja con respecto a la Tarifa Fija es que no hay un tope máximo hasta el cual puede aplicarse esta prima fija, lo cual puede contribuir a tener altos precios de la electricidad si se aplica para promover la entrada masiva de una tecnología cara.

La implementación de este tipo de tarifa también puede traer consigo una inserción sobredimensionada de ciertas tecnologías económicamente poco eficientes o que, dada su maduración en el mercado, ya no requieran de un apoyo económico. La Tabla 20 muestra la prima de mercado óptima para cada tecnología considerando un precio fijo el precio medio de la electricidad igual a **98,42 [US\$/MWh]**:

**Tabla 20: Primas de Mercado Mínimas de Incentivo para los Años 2014, 2020 y 2030 en el SIC (Fuente: Elaboración Propia)**

<b>Fuente</b>	<b>Tecnología</b>	<b>MP 2014 (US\$/MWh)</b>	<b>MP 2020 (US\$/MWh)</b>	<b>MP 2030 (US\$/MWh)</b>
Biomasa	TV	10,20	6,75	3,21
	IGCC	0,00	0,00	0,00
	Co-combustión con carbón	0,00	0,00	0,00
	CHP	0,00	0,00	0,00
Eólica	Marítima	38,07	20,43	0,37
	Terrestre	0,00	0,00	0,00
Geotermia	Geotermia	64,41	64,41	64,41
Hidráulica	Embalse	0,00	0,00	0,00
	Pasada	0,00	0,00	0,00
	Minihidro	0,00	0,00	0,00
Mareomotriz	Mareomotriz	190,81	100,61	75,73
Undimotriz	Undimotriz	335,29	279,51	109,04
Solar	Solar CSP	64,84	29,40	3,91
	Solar PV	1,63	0,00	0,00

Nótese que, al igual que en el caso de Tarifa Fija mostrado en la Tabla 18, la mayoría de las tecnologías renovables al año 2030 no requerirían ningún incentivo, mientras que el resto de las fuentes renovables no convencionales necesitarían en general de una prima cada vez menor para ser competitivas en el mercado.

#### **4.2.2 Implementación de un Sistema de Cuotas**

De los tres sistemas de incentivos de energías renovables que se han usado en otros países y mencionados en este trabajo, el único que se ha aplicado en Chile es el sistema de cuotas, primeramente mediante la aprobación de la ley 20.257 y luego por su actualización mediante la ley 20.698.

A partir de los datos de las Tablas 15 y 16, y considerando datos adecuados de factor de planta y proyecciones de demanda [12], fue posible estimar la energía anual generada por cada tecnología

y el porcentaje de penetración de ERNC en la matriz para cada escenario propuesto por la CADE. Estos resultados se muestran en las Tablas 21 y 22:

**Tabla 21: Energía Anual Generada por Tecnología SIC 2030 Escenario Conservador (Fuente: Elaboración Propia basada en [1])**

Energía generada SIC por tecnología para escenarios con tasa de entrada ERNC conservadora										
E. Anual [GWh]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Nuclear	Solar	%ERNC Total
BAUC	3477,3	10938,2	610,1	10275,5	0,0	49897,0	10657,4	0,0	0,0	<b>22,83</b>
TC2020	4825,0	7356,6	2894,3	10275,5	0,0	49897,0	11117,3	0,0	0,0	<b>26,37</b>
TCCuotas	4326,1	7014,1	7116,2	8503,3	0,0	46785,4	4936,3	0,0	4135,4	<b>26,29</b>
TCImpCO2	5547,3	7014,1	1468,6	10275,5	930,3	49897,0	11117,3	0,0	630,7	<b>26,31</b>
TCSinCA	3477,3	30387,1	610,1	10275,5	0,0	30625,0	11117,3	0,0	0,0	<b>23,22</b>
TCSinCASinNuc	3477,3	30387,1	610,1	10275,5	0,0	30625,0	11117,3	0,0	0,0	<b>23,22</b>
TCSinCANuc2020	5063,3	25554,7	4044,1	10275,5	0,0	30625,0	11117,3	0,0	0,0	<b>27,58</b>
TCSinHG	3477,3	23797,4	610,1	10275,5	394,2	7624,7	11117,3	24571,8	0,0	<b>23,22</b>
TCSinHGSinCar	5547,3	1801,9	2005,2	10275,5	14009,9	7624,7	11117,3	24571,8	351,1	<b>26,53</b>
TCSinHGCarNuc	5547,3	1801,9	10697,3	10275,5	30913,2	7624,7	11117,3	0,0	1784,9	<b>35,32</b>
TCRetraso	3224,1	8257,6	610,1	9530,9	0,0	48145,0	9921,6	0,0	0,0	<b>21,32</b>

**Tabla 22: Energía Anual Generada por Tecnología SIC 2030 Escenario Optimista (Fuente: Elaboración Propia basada en [1])**

Energía generada SIC por tecnología para escenarios con tasa de entrada ERNC optimista										
E. Anual [GWh]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Nuclear	Solar	%ERNC Total
BAUO	3976,2	7066,3	610,1	13886,8	0,0	49897,0	10951,8	0,0	0,0	<b>26,65</b>
TO2020	5390,9	7014,1	978,1	13886,8	0,0	47990,8	11620,1	0,0	0,0	<b>28,77</b>
TOCuotas	3477,3	7014,1	7039,5	10833,9	0,0	46785,4	4519,3	0,0	4091,3	<b>27,11</b>
TOImpCO2	4564,4	7014,1	610,1	13886,8	0,0	49897,0	14631,0	0,0	0,0	<b>30,35</b>
TOSinCA	3976,2	21116,9	610,1	13886,8	0,0	30625,0	17237,1	0,0	0,0	<b>32,10</b>
TOSinCASinNuc	3477,3	21638,1	610,1	13886,8	0,0	30625,0	17237,1	0,0	0,0	<b>31,66</b>
TOSinCANuc2020	6396,1	18153,3	1091,5	13886,8	0,0	30625,0	17237,1	0,0	0,0	<b>34,61</b>
TOSinHG	3477,3	20163,8	610,1	13886,8	480,9	7624,7	17237,1	16381,2	0,0	<b>31,66</b>
TOSinHGSinCar	9575,6	1801,9	610,1	13886,8	10130,9	7624,7	17237,1	24571,8	0,0	<b>36,95</b>
TOSinHGCarNuc	10417,0	1801,9	6334,4	13886,8	19079,3	7624,7	17237,1	0,0	1625,2	<b>44,06</b>
TCRetraso	3224,1	7014,1	610,1	12881,6	0,0	48145,0	9707,0	0,0	0,0	<b>24,04</b>

Es posible apreciar que bajo todos estos escenarios se supera el 20% de inserción de ERNC al año 2030. Sin embargo, bajo ciertos escenarios (en particular, los que no consideran centrales en Aysén) se presenta una alta incorporación de centrales a carbón, que es lo que se busca evitar mediante una política de inserción de ERNC. Mitigar este hecho mediante un sistema de cuotas no es trivial, ya que este sólo asegura un porcentaje mínimo de generación ERNC, sin constituir un desincentivo a la producción de energía con carbón. Una alternativa para conseguir dicho propósito sería aumentar la cuota de tal manera que desplace generación contaminante, pero ello podría conllevar una situación económicamente ineficiente o con problemas de reserva en giro, dado que las centrales fotovoltaicas y eólicas, las cuales son las tecnologías ERNC actualmente más viables económicamente hablando, no poseen capacidad de proveer reserva.

Una particularidad de los sistemas de cuotas es la posibilidad de que incentiven sólo las tecnologías más maduras, como puede apreciarse en los escenarios BAU y 2020. En dichos escenarios se asume la existencia de un sistema de cuotas basado en la ley 20.257, y como resultado se obtiene un muy bajo porcentaje de participación de las fuentes eólica y solar con respecto a otras como geotermia y minihidráulica. Si bien este hecho en sí mismo no debería presentar inconvenientes, si lo que se desea es diversificar la matriz, existe la posibilidad de establecer un sistema de cuotas por tecnología, tal como se muestra en los escenarios TCCuotas y TOCuotas. Recordar que dichos escenarios asumen que un 20% de la cuota debe provenir de energía solar, 30% de fuentes eólicas y el resto optimizado según costo. Ahí sí se puede apreciar una inserción importante de energía solar y eólica, cuyas inyecciones son más comparables con las hechas por fuentes geotérmicas, minihidráulicas y de biomasa. Sin embargo, esto puede traer como consecuencia notorias ineficiencias de mercado si es que alguna de las tecnologías a promover presenta altos costos de desarrollo.

#### **4.2.3 Implementación de un Sistema de Subastas**

Al igual que para los sistemas analizados anteriormente, existen tecnologías maduras que no requieren ser promovidas mediante subastas independientes. En el caso del SIC, durante los primeros años a partir de 2012 las tecnologías que sí requerirían apoyo en caso de implementarse un sistema de subastas son fundamentalmente la eólica marítima, la solar CSP, la geotermia, la mareomotriz y la undimotriz, de acuerdo a sus costos de desarrollo estimados en el Anexo 7.2.

De acuerdo a la experiencia internacional, varios sistemas de subastas han fracasado debido a deficiencias en la implementación. Un claro ejemplo es el del Reino Unido, mencionado en la sección 3.1.3.1, el cual falló debido a la falta de un efectivo sistema de penalizaciones en caso de incumplimiento, lo cual derivó en que se propusieran ofertas menores a los costos de generación sólo con el fin de capturar el contrato, para luego terminar en incumplimiento o quiebra de los productores [6].

Otro factor a considerar es que las subastas deben ser separadas por tecnología, para así evitar un efecto similar al que ocurre con un sistema de cuotas en cuanto a la inserción mayoritaria de la tecnología más madura.

Dado lo anterior, para establecer un sistema de subastas exitoso en el SIC se deben considerar los siguientes puntos:

- Bajo un escenario sin centrales en Aysén, deben promoverse las tecnologías que no presenten un costo de desarrollo excesivo, ya que de lo contrario se podría incurrir en ineficiencias de mercado (es decir, preferir incentivar la biomasa, eólica y solar por sobre la geotermia, mareomotriz y undimotriz).
- Considerar el efecto de maduración de las tecnologías a promover. En específico, los incentivos a fuentes como la eólica y solar de ambos tipos deberían ser cada vez más reducidos, ya que la baja progresiva de sus costos de desarrollo facilitará cada vez más su entrada sin necesidad de subsidios.
- Establecer un sistema de penalizaciones en caso de incumplimiento de contratos.

Como se mencionó en la sección 3.1.3, existen dos formas de implementar este incentivo. Una de ellas es realizando una licitación por energía y la otra es hacerlo subsidiando la potencia instalada. A continuación se evaluarán ambas alternativas.

#### *4.2.3.1 Licitación por Energía*

En caso de realizar una licitación por energía, cabe destacar que el contrato garantiza la compra de toda la energía generada. Por lo tanto, este subsidio implícito debe ser por lo menos igual a la diferencia entre el PMM y el precio acordado en la subasta, el cual a su vez no puede ser superior al costo de desarrollo de la central a subsidiar.

Tomando en cuenta lo anterior, hay que considerar nuevamente que los costos de desarrollo de las centrales de interés presentan una tendencia a disminuir a medida que pasan los años, por lo que es recomendable determinar una tarifa escalonada a medida que estos varían en vez de fijar una única tarifa por todo el periodo de análisis. Como se dispone únicamente de los costos de desarrollo para los años 2014, 2020 y 2030, se determinaron los valores máximos que puede tomar la tarifa a acordar para dichos años considerando un PMM fijo de 98,42 [US\$/MWh]. Los resultados se muestran en la Tabla 23:

Tabla 23: Tarifas Base Subastas ERNC SIC (Fuente: Elaboración Propia)

Fuente	Tecnología	Tarifa Base 2014 (US\$/MWh)	Tarifa Base 2020 (US\$/MWh)	Tarifa Base 2030 (US\$/MWh)
Biomasa	TV	108,62	105,17	101,63
	IGCC	65,91	61,82	56,73
	Co-combustión con carbón	72,05	75,65	75,55
	CHP	90,35	85,85	80,78
Eólica	Marítima	136,49	118,85	98,79
	Terrestre	-	-	-
Geotermia	Geotermia	162,83	162,83	162,83
Hidráulica	Embalse	-	-	-
	Pasada	-	-	-
	Minihidro	-	-	-
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	199,03	174,15
Undimotriz	Undimotriz	433,71	377,93	207,46
Solar	Solar CSP	163,26	127,82	102,33
	Solar PV	100,05	-	-

Notar que los resultados coinciden con los obtenidos para el caso *feed-in tariff*, dado que la metodología de cálculo es la misma. La idea de la implementación de un sistema de subastas es incentivar a las generadoras a ofrecer un precio de contrato menor que la Tarifa Base, siendo finalmente acogida la oferta que requiera el menor subsidio posible. Cabe reiterar que el subsidio viene dado implícitamente por la diferencia entre el precio acordado en la subasta y el precio de mercado de la electricidad, por lo que ésta es traspasada finalmente a los clientes.

#### 4.2.3.2 Licitación por Capacidad Instalada

En una licitación por capacidad instalada lo que se hace es subsidiar el costo de inversión de la alternativa ganadora, lo cual reduce el costo de desarrollo desde el punto de vista del inversionista. Para que la tecnología a fomentar sea competitiva en el mercado, el subsidio que se debe otorgar debe ser tal que el inversionista perciba un costo de desarrollo igual o inferior al PMM. La Tabla 24 muestra el monto del subsidio necesario para que ello ocurra, suponiendo que la inversión se realiza el año 2020:

**Tabla 24: Subsidio Base por Tecnología ERNC SIC (Fuente: Elaboración Propia)**

<b>Tecnología</b>	<b>Inversión Real (MUS\$/MW)</b>	<b>Inversión Post Subsidio (MUS\$/MW)</b>	<b>Subsidio Base (MUS\$/MW)</b>
Biomasa TV	3.474	3.100	<b>374</b>
Biomasa IGCC	2.263	2.263	<b>0</b>
Biomasa Co-combustión con carbón	1.300	1.300	<b>0</b>
Biomasa CHP	2.162	2.162	<b>0</b>
Eólica Marítima	2.850	2.317	<b>533</b>
Eólica Terrestre	1.699	1.699	<b>0</b>
Geotermia	8.300	4.729	<b>3.571</b>
Minihidro	3.000	3.000	<b>0</b>
Mareomotriz	3.556	1.641	<b>1.915</b>
Undimotriz	6.961	1.641	<b>5.320</b>
Solar CSP	4.665	3.515	<b>1.150</b>
Solar PV	1.316	1.316	<b>0</b>

Nótese que, de acuerdo a la Tabla 24, la mayor parte de las tecnologías habrá alcanzado al año 2020 un grado de madurez tal que no requerirían ningún subsidio a la inversión. En caso de decidir aplicar un subsidio para promover alguna tecnología que lo requiera, se aceptará la oferta que requiera el menor subsidio a la inversión posible, siempre y cuando este sea igual o menor que el Subsidio Base estimado en la Tabla 24. Al igual que en el caso de licitación por energía, dicho subsidio puede ser financiado implícitamente por el precio acordado en la licitación.

### 4.3 Caso SING

En el caso del SING, los escenarios obtenidos por la CADE son los que aparecen en las Tablas 10 y 11 y se replican a continuación:

**Tabla 25: Potencia Instalada al 2030 en el SING para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUC (Conservador) [1]**

Tabla de potencia instalada por tecnología para BAU con tasa de ERNC conservador											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUC	0	211	383	720	0	0	0	104	0	0	0
2020	0	110	785	720	0	0	0	0	0	0	0
Cuotas	0	28	1149	720	0	0	0	0	0	0	372
ImpCO2	0	0	1275	720	0	0	0	0	0	1100	0
DemAlta	0	2862	113	720	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 26: Potencia Instalada al 2030 en el SING para cada posibilidad estudiada y cada tecnología de generación en un escenario BAUO (Optimista) [1]**

Tabla de potencia instalada por tecnología para BAU con tasa de ERNC optimista											
P. Instalada [MW]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Hidro	MiniHidro	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Solar
BAUO	0	0	0	1240	0	0	0	0	0	0	0
TO2020	0	0	617	1240	0	0	0	0	0	0	0
TOCuotas	0	0	1088	1240	0	0	0	0	0	0	352
TOImpCO2	0	0	890	1240	0	0	0	0	0	1100	0
TOCuotasFPEol	0	0	1453	1240	0	0	0	0	0	0	352
TODemAlta	0	2333	129	1240	0	0	0	0	0	0	0

En ambos escenarios BAU se puede apreciar una inserción mayoritaria de ERNC, lo cual haría innecesaria la implementación de políticas de incentivo de éstas. Sin embargo, es posible que surja un escenario de demanda alta (tal como se ilustra en la Figura 3 del primer capítulo de esta memoria). Dicha situación traería consigo una alta inserción de centrales a carbón, lo cual no es deseable si lo que se pretende es descontaminar la matriz y reducir la dependencia de fuentes energéticas de otros países. Por lo tanto, en dicho escenario de demanda alta sí podría justificarse la aplicación de los incentivos estudiados previamente.

### 4.3.1 Implementación de un Sistema de Tarifas Especiales

#### 4.3.1.1 Tarifa Fija

Este caso puede abordarse de manera similar al SIC, considerando un PMM de **97,87 [US\$/MWh]** (Anexo 7.3) y los costos de desarrollo expuestos en el Anexo 7.2. Usando el mismo procedimiento que en la sección 4.2.1.1, la Tabla 27 muestra la tarifa mínima que debe asignarse a cada tecnología si se desea que sea competitiva en el mercado:

**Tabla 27: Tarifa Fija de incentivo para cada tecnología SING (Fuente: Elaboración Propia)**

<b>Fuente</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Tarifa Fija Mínima (US\$/MWh)</b>	<b>Subsidio (US\$/MWh)</b>
Biomasa	TV	108,62	<b>10,75</b>
	IGCC	65,91	<b>0</b>
	Co-combustión con carbón	72,05	<b>0</b>
	CHP	90,35	<b>0</b>
Eólica	Marítima	136,49	<b>38,62</b>
	Terrestre	97,33	<b>0</b>
Geotermia	Geotermia	162,83	<b>64,96</b>
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	<b>191,36</b>
Undimotriz	Undimotriz	433,71	<b>335,84</b>
Solar	Solar CSP	158,49	<b>60,62</b>
	Solar PV	100,05	<b>2,18</b>

Nuevamente aparecen tecnologías que no requieren ningún tipo de subsidio. Cabe destacar que, debido al bajo potencial hidroeléctrico existente en el Norte Grande, se excluyeron del análisis las centrales hidráulicas.

Dados los precios similares que han mostrado ambos sistemas durante los últimos meses (Anexo 7.3), los valores de la tarifa fija también lo son. También es necesario considerar la evolución en el costo de desarrollo de las tecnologías a fomentar, ya que en muchos casos estos son decrecientes, lo cual puede provocar un exceso de incorporación de una tecnología poco eficiente económicamente. Por lo tanto, se propone que el valor de la tarifa debiese adaptarse de acuerdo a la madurez que adquiriera cada tecnología. La Tabla 28 muestra cuál debe ser el valor de la Tarifa Fija a aplicar durante los años 2014, 2020 y 2030, considerando los costos de desarrollo presentes en la Tabla 52 (Anexo 7.2), suponiendo fijo el precio medio de la electricidad:

Tabla 28: Tarifas Fijas Mínimas de Incentivo para los Años 2014, 2020 y 2030 en el SING (Fuente: Elaboración Propia)

Fuente	Tecnología	TF 2014 (US\$/MWh)	TF2020 (US\$/MWh)	TF2030 (US\$/MWh)
Biomasa	TV	108,62	105,17	101,63
	IGCC	-	-	-
	Co-combustión con carbón	-	-	-
	CHP	-	-	-
Eólica	Marítima	136,49	118,85	98,79
	Terrestre	-	-	-
Geotermia	Geotermia	162,8	162,8	162,8
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	199,03	174,15
Undimotriz	Undimotriz	433,71	377,93	207,46
Solar	Solar CSP	163,26	127,82	102,33
	Solar PV	100,05	-	-

Al igual que para el SIC, las energías eólica terrestre, solar y biomasa no debiesen requerir un incentivo especial a futuro. Dicha situación es muy favorable desde el punto de vista económico dado el gran potencial solar existente en el norte de Chile (ver Anexo 7.1). Por otra parte, las fuentes mareomotriz y undimotriz muestran tendencias similares que en el caso del SIC: sus costos de desarrollo se reducen notablemente pero aún se encuentran lejos de ser competitivas con otras tecnologías.

#### 4.3.1.2 Tarifa Premium

De forma similar al SIC, se asumirá un precio de la energía de **97,87 [US\$/MWh]**. En consecuencia, la prima de mercado debe ser tal que el costo de desarrollo que percibe el inversionista sea por lo menos igual a dicho valor, para cada tecnología que se desee promover. La Tabla 29 muestra cuál debería ser aproximadamente dicha prima de mercado.

**Tabla 29: Prima de Mercado para cada tecnología en el SING (Fuente: Elaboración Propia)**

<b>Fuente</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Costo de Desarrollo (US\$/MWh)</b>	<b>Prima de Mercado (US\$/MWh)</b>
Biomasa	TV	108,62	<b>10,75</b>
	IGCC	65,91	<b>0</b>
	Co-combustión con carbón	72,05	<b>0</b>
	CHP	90,35	<b>0</b>
Eólica	Marítima	136,49	<b>38,62</b>
	Terrestre	97,33	<b>0</b>
Geotermia	Geotermia	162,83	<b>64,96</b>
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	<b>191,36</b>
Undimotriz	Undimotriz	433,71	<b>335,84</b>
Solar	Solar CSP	158,49	<b>60,62</b>
	Solar PV	100,05	<b>2,18</b>

Como era de esperarse, las primas de mercado coinciden exactamente con las calculadas para el caso de Tarifa Fija, ya que la metodología de cálculo es la misma. La diferencia radica en que, como ya se ha mencionado anteriormente, la prima de mercado se mantiene constante independiente de las variaciones que sufra el precio de la energía, mientras que en el caso de Tarifa Fija el subsidio debe adaptarse de tal forma que la tarifa final se mantenga constante.

Si se considera la maduración de las tecnologías renovables estudiadas, las primas de mercado deben adaptarse con el fin de evitar una inserción desequilibrada de aquellas, lo cual podría derivar en un mercado poco eficiente. La Tabla 30 muestra la prima de mercado óptima para cada tecnología considerando un PMM estabilizado de **97,87 [US\$/MWh]** hasta el año 2030:

Tabla 30: Primas de Mercado Mínimas de Incentivo para los Años 2014, 2020 y 2030 en el SING (Fuente: Elaboración Propia)

Fuente	Tecnología	MP 2014 (US\$/MWh)	MP 2020 (US\$/MWh)	MP 2030 (US\$/MWh)
Biomasa	TV	10,75	7,30	3,76
	IGCC	0,00	0,00	0,00
	Co-combustión con carbón	0,00	0,00	0,00
	CHP	0,00	0,00	0,00
Eólica	Marítima	38,62	20,98	0,92
	Terrestre	0,00	0,00	0,00
Geotermia	Geotermia	64,96	64,96	64,96
Mareomotriz	Mareomotriz	191,36	101,16	76,28
Undimotriz	Undimotriz	335,84	280,06	109,59
Solar	Solar CSP	65,39	29,95	4,46
	Solar PV	2,18	0,00	0,00

Nuevamente puede observarse que algunas tecnologías, bajo este escenario, no debiesen requerir de financiamiento a futuro.

#### 4.3.2 Implementación de un Sistema de Cuotas

En el caso del SING se realizó el mismo ejercicio que en la subsección 4.2.2 para el SIC, considerando los escenarios adecuados dados por la CADE y una demanda al 2030 de **41.380,9 [GWh]** [12]. Las Tablas 31 y 32 muestran las estimaciones obtenidas.

Tabla 31: Energía Anual Generada por Tecnología SING 2030 Escenario Conservador (Fuente: Elaboración Propia basada en [1])

Energía generada SING por tecnología para escenarios con tasa de entrada ERNC conservadora									
E. Anual [GWh]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Diesel	Nuclear	Solar	%ERNC Total
BAUC	0,0	1571,1	1174,3	5361,1	0,0	774,4	0,0	0,0	<b>15,62</b>
TC2020	0,0	819,1	2406,8	5361,1	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>18,57</b>
TCCuotas	0,0	208,5	3522,8	5361,1	0,0	0,0	0,0	782,1	<b>23,11</b>
TCImpCO2	0,0	0,0	3909,2	5361,1	0,0	0,0	8190,6	0,0	<b>22,16</b>
TCDemAlta	0,0	21310,5	346,5	5361,1	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>13,64</b>

**Tabla 32: Energía Anual Generada por Tecnología SIC 2030 Escenario Optimista (Fuente: Elaboración Propia basada en [1])**

Energía generada SING por tecnología para escenarios con tasa de entrada ERNC optimista									
E. Anual [GWh]	Biomasa	Carbón	Eólica	Geotermia	GNL	Diesel	Nuclear	Solar	%ERNC Total
BAUC	0,0	0,0	0,0	9233,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>22,07</b>
TO2020	0,0	0,0	1891,7	9233,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>26,59</b>
TOCuotas	0,0	0,0	3335,8	9233,0	0,0	0,0	0,0	740,0	<b>31,82</b>
TOImpCO2	0,0	0,0	2728,7	9233,0	0,0	0,0	8190,6	0,0	<b>28,60</b>
TOCuotasFPEol	0,0	0,0	4454,9	9233,0	0,0	0,0	0,0	740,0	<b>34,49</b>
TODemAlta	0,0	17371,5	395,5	9233,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>23,02</b>

No se han considerado centrales hidráulicas debido a su escaso potencial en el Norte Grande. Si bien la entrada masiva de centrales geotérmicas es dudosa debido a los riesgos que conlleva la etapa de inversión (y que se ven reflejados en la Tabla 51, Anexo 7.2), según las tablas anteriores esta es la tecnología que se va a desarrollar mayormente en el SING, lo cual muestra la misma desventaja explicada en el caso del SIC: un sistema de cuotas sin sub-cuotas por tecnología termina por promover únicamente las tecnologías más maduras. Pero también hay que notar que bajo un escenario de demanda alta ingresaría un considerable bloque de energía proveniente de centrales a carbón, lo cual podría justificar la implementación de un sistema de cuotas.

La nueva ley de energías renovables (ley 20.698) establece que debe alcanzarse una generación de a lo menos 20% anual proveniente de ERNC a partir de 2024. Ello significa que bajo un escenario conservador no se alcanzaría la cuota mínima, salvo posiblemente mediante la aplicación de un sistema de sub-cuotas por tecnología (Escenario TCCuotas). Por lo tanto, si se llegase a presentar un escenario de demanda alta, y si se opta por un sistema de cuotas en el SING, se recomienda que este incluya sub-cuotas por tecnología, tanto por las mayores posibilidades de alcanzar la cuota mínima como por la diversificación que esta opción ofrece.

### 4.3.3 Implementación de un Sistema de Subastas

Para implementar un sistema de subastas en el SING debe notarse que, al igual que en el análisis de los sistemas anteriores, sólo se justifica en un escenario de demanda alta (en el cual, como se ha visto, se incorporaría un gran bloque de generación a base de carbón). Las consideraciones específicas que se deben tomar son similares a las del caso SIC, es decir, limitarse a promover tecnologías que no sean excesivamente caras, prever la evolución del costo de desarrollo de éstas y establecer un efectivo sistema de penalizaciones.

A continuación se analizarán los dos tipos de licitaciones asociados a un sistema de subastas competitivas:

#### 4.3.3.1 Licitación por Energía

Para este tipo de licitación se realizó un ejercicio similar al del SIC, pero considerando un PMM estable e igual a **97,87 [US\$/MWh]**. La Tabla 33 muestra los resultados obtenidos:

Tabla 33: Tarifas Base Subastas ERNC SING (Fuente: Elaboración Propia)

Fuente	Tecnología	Tarifa Base 2014 (US\$/MWh)	Tarifa Base 2020 (US\$/MWh)	Tarifa Base 2030 (US\$/MWh)
Biomasa	TV	108,62	105,17	101,63
	IGCC	65,91	61,82	56,73
	Co-combustión con carbón	72,05	75,65	75,55
	CHP	90,35	85,85	80,78
Eólica	Marítima	136,49	118,85	98,79
	Terrestre	-	-	-
Geotermia	Geotermia	162,83	162,83	162,83
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	199,03	174,15
Undimotriz	Undimotriz	433,71	377,93	207,46
Solar	Solar CSP	163,26	127,82	102,33
	Solar PV	100,05	-	-

Como era de esperarse, estos resultados coinciden con los de la Tabla 28, relativos a las tarifas fijas a implementar en un sistema de Tarifas Especiales. Hay que recordar que la Tarifa Base es el valor tope que debe ofertarse en una licitación para ser aceptable.

#### 4.3.3.2 Licitación por Capacidad Instalada

Dado que este tipo de licitación constituye un subsidio a la inversión, los factores que influyen en su monto serían el costo de desarrollo de las centrales a promover y el PMM de la energía. Esto implica que, suponiendo que la inversión se realiza el año 2020, los montos de los subsidios deben ser los mínimos posibles tales que permitan a un inversionista percibir un costo de desarrollo no superior al PMM, y sus valores máximos presentan en la Tabla 34:

Tabla 34: Subsidio Necesario por Tecnología ERNC SING (Fuente: Elaboración Propia)

<b>Tecnología</b>	<b>Inversión Real (MUS\$/MW)</b>	<b>Inversión Post Subsidio (MUS\$/MW)</b>	<b>Subsidio Base (MUS\$/MW)</b>
Biomasa TV	3.474	3.069	<b>405</b>
Biomasa IGCC	2.263	2.263	<b>0</b>
Biomasa Co-combustión con carbón	1.300	1.300	<b>0</b>
Biomasa CHP	2.162	2.162	<b>0</b>
Eólica Marítima	2.850	2.303	<b>547</b>
Eólica Terrestre	1.699	1.699	<b>0</b>
Geotermia	8.300	4.699	<b>3.601</b>
Minihidro	3.000	3.000	<b>0</b>
Mareomotriz	3.556	1.630	<b>1.926</b>
Undimotriz	6.961	1.630	<b>5.331</b>
Solar CSP	4.665	3.493	<b>1.172</b>
Solar PV	1.316	1.316	<b>0</b>

Al igual que para el SIC, las tecnologías biomasa, eólica, solar y minihidráulica no requerirían de un subsidio a la inversión. Sin embargo, se debe considerar el escaso potencial hidroeléctrico en el Norte Grande, el cual es una limitante para invertir en esta última tecnología. En caso de existir ofertas viables, se escogerá la que presente el menor costo de desarrollo, y por consiguiente el menor subsidio posible.

#### 4.4 Estudio de Políticas de Fomento de ERNC Considerando el GNL como Tecnología Eficiente

Para efectos de simplificar el análisis anteriormente hecho, se asumió un Precio Medio de Mercado constante e igual al observado a Septiembre de 2014 tanto para el SIC como para el SING. Sin embargo, considerando las restricciones medioambientales cada vez más fuertes que presentan los proyectos de centrales a carbón, cabe preguntarse cuáles serían los resultados del ejercicio realizado si es que se considera que la tecnología económicamente eficiente fuese dada por las centrales GNL de ciclo combinado en vez del carbón. Dado que las centrales a gas presentan costos de desarrollo más altos que las centrales a carbón, sería de esperar que bajo este escenario los precios de la electricidad sean más altos.

En los cálculos realizados, cuyos resultados se muestran en la Tabla 35, se supuso que para ambos sistemas el PMM será igual al costo de desarrollo promedio de una central GNL de ciclo combinado según se estimó en el Anexo 7.2 (Tabla 52) asumiendo que la inversión se realiza el año 2020, es decir, igual a **105,3 [US\$/MWh]**. Por lo tanto, no se hará una distinción entre ambos sistemas para el cálculo de los subsidios necesarios.

Tabla 35: Subsidios necesarios al año 2020 para promover energías renovables asumiendo el gas como tecnología eficiente

Fuente	Tecnología	Costo de Desarrollo Medio (US\$/MWh)	Feed-In Tariff		Licitación por Energía	Licitación por Capacidad Instalada	
			Tarifa Fija Mínima (US\$/MWh)	Prima de Mercado (US\$/MWh)	Subsidio Base Lic. Energía (US\$/MWh)	Inversión Efectiva (MUS\$/MW)	Subsidio Base Lic. Capacidad (MUS\$/MW)
Biomasa	TV	105,17	105,17	0	0	3.474	0
	IGCC	61,82	61,82	0	0	2.263	0
	Co-combustión con carbón	75,65	75,65	0	0	1.300	0
	CHP	85,85	85,85	0	0	2.162	0
Eólica	Marítima	118,85	118,85	13,55	13,55	2.496	354
	Terrestre	84,03	84,03	0	0	1.699	0
Geotermia	Geotermia	162,8	162,8	57,5	57,5	5.111	3.189
Hidráulica	Embalse	39,3	39,3	0	0	2.000	0
	Pasada	56,97	56,97	0	0	2.000	0
	Minihidro	66,38	66,38	0	0	3.000	0
Mareomotriz	Mareomotriz	199,03	199,03	93,73	93,73	1.772	1.784
Undimotriz	Undimotriz	377,93	377,93	272,63	272,63	1.772	5.189
Solar	Solar CSP	127,82	127,82	22,52	22,52	3.783	882
	Solar PV	72,66	72,66	0	0	1.316	0

En la Tabla 35 se puede apreciar que los subsidios que se requerirían para incentivar el ingreso de energías renovables al sistema considerando un desarrollo futuro basado en gas serían menores que en el caso de un desarrollo basado en centrales a carbón, esto debido a los mayores costos de desarrollo que presentan las centrales de ciclo combinado con respecto de aquellas.

#### 4.5 Análisis de los Efectos y de la Factibilidad de Aplicación de las Políticas de Incentivo Estudiadas

En las secciones anteriores básicamente se realizó una estimación relativa al precio adicional que debe asignarse a cada tecnología para ser competitiva con la tecnología económicamente más eficiente. Sin embargo, no se han abordado los problemas planteados al principio de la sección 4.1 relativas a restricciones técnicas, de disponibilidad y de sobrecostos en cada sistema.

El propósito de esta sección es, en primer lugar, analizar el desarrollo de ciertas tecnologías que, si bien en principio podrían ser económicamente viables, presentan diversos tipos de limitaciones en su implementación en un país como Chile, así como también de fuentes que, si bien en la actualidad no son económicamente eficientes en nuestro país, se han realizado proyectos en el extranjero que podrían augurar una maduración de estas, y por tanto, su futura inserción en la matriz eléctrica futura. Posterior a ello, se realizarán comentarios sobre los efectos tanto positivos como negativos de la entrada masiva de energías renovables en nuestra matriz, relacionados con las emisiones de CO<sub>2</sub>, la disponibilidad, la seguridad de suministro y la capacidad de proveer reserva en giro al sistema.

#### **4.5.1 Comentarios acerca del Desarrollo de Determinadas Tecnologías en Chile**

##### **4.5.1.1 Geotermia**

De acuerdo al Anexo 7.2, existe un amplio rango para los costos de desarrollo de centrales geotérmicas en Chile, pudiendo alcanzar en el peor de los casos valores que de ningún modo serían económicamente viables considerando el nivel de precios actual. Esta variabilidad se debe principalmente al riesgo que conlleva la etapa de exploración superficial, lo cual puede requerir considerables inversiones en estudios, búsqueda de reservorios y perforaciones de prueba. Por lo anterior, es posible que en el futuro próximo la entrada de la geotermia a la matriz sea considerablemente más lenta que otras tecnologías menos riesgosas en su etapa de inversión.

Cabe destacar que, al año 2014, no existen plantas geotérmicas operativas en Chile. Sin embargo, existen proyectos en desarrollo que podrían estar operativos durante los próximos años principalmente por parte de las empresas Energía Andina S.A., MRP Geotermia S.A., Geotérmica del Norte S.A. y Empresa Nacional de Geotermia S.A., las cuales en conjunto ya poseen más de 70 concesiones de exploración geotérmica en la actualidad [17], además de dos proyectos cuya calificación ambiental ya ha sido aprobada [16], lo cual claramente indica que durante los próximos años habrá un ingreso paulatino de esta tecnología a la matriz eléctrica.

##### **4.5.1.2 Eólica Marítima (*off shore*)**

De acuerdo a los costos de desarrollo calculados en la Tabla 52 y al análisis efectuado previamente en este capítulo, se espera una reducción importante en los incentivos necesarios para poder desarrollar plantas de generación eólicas *off shore*, a tal punto que al año 2030 se prevé que estas serían competitivas en el mercado por sí mismas, sin la necesidad de requerir apoyo económico alguno. Sin embargo, en Chile existen algunas dificultades relativas a su implementación dada la forma del relieve submarino costero.

La implementación de esta tecnología requiere de la fijación de los aerogeneradores al fondo marino mediante un anclaje. En el caso de Chile esto es particularmente difícil de conseguir, dado

que posee una plataforma litoral muy angosta y un lecho marino muy profundo, tal como se muestra en la Figura 12:

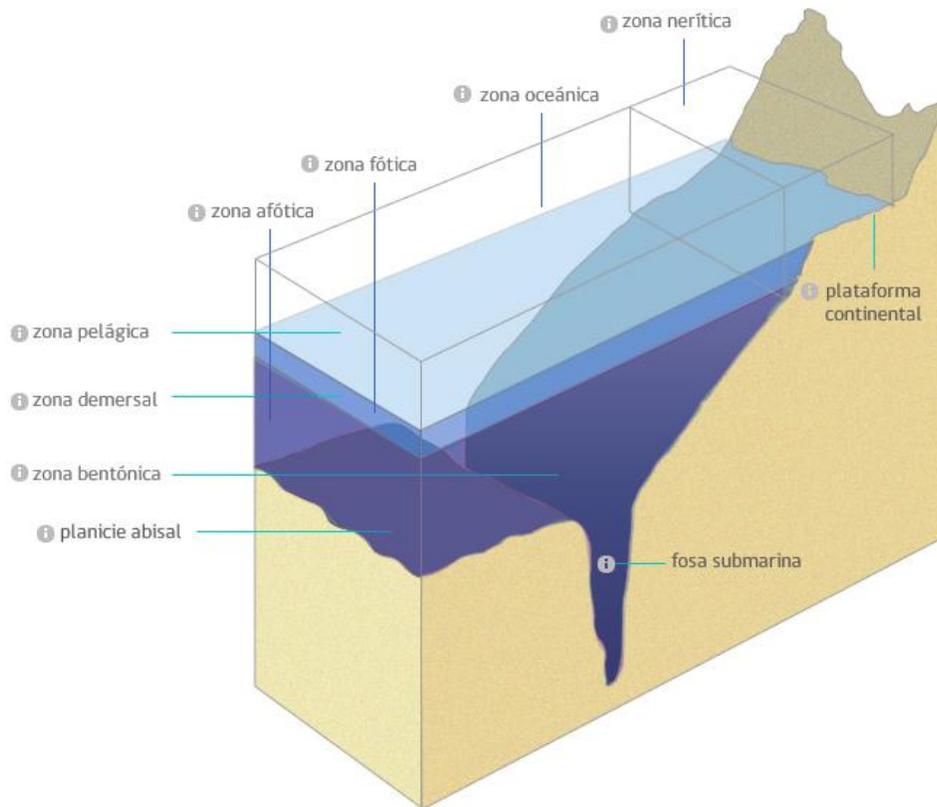


Figura 12: Corte transversal costa chilena [25]

Por esta razón es que, independientemente del potencial eólico que pudiese existir en las costas de nuestro país, el desarrollo de este tipo de tecnología actualmente carece de viabilidad por la razón descrita en el párrafo anterior, por lo que en este trabajo no se considera una opción real de desarrollo energético para Chile.

#### 4.5.1.3 Nuclear

Si bien las centrales nucleares no generan energía de forma renovable, tienen la ventaja de que presentan bajos costos de desarrollo (ver Anexo 7.2, Tabla 52), además de altos factores de planta, por lo que desde el punto de vista económico su inserción en la matriz sería muy favorable. Sin embargo, este tipo de centrales poseen la desventaja de que la capacidad instalada por unidad generadora es no inferior a **1.000 [MW]**, cantidad demasiado grande para un país como Chile en la actualidad, lo cual podría conllevar problemas de estabilidad del sistema en caso de contingencias (recordar que actualmente la reserva en giro del SIC es aproximadamente **400 [MW]** [19]). Por lo mismo, se ha considerado la posibilidad de incluir centrales de este tipo

en la matriz a largo plazo, cuando su tamaño justifique la entrada de plantas generadoras de capacidad similar a la recientemente mencionada.

Otra desventaja de la implementación de esta tecnología en Chile es la mayor dependencia que generaría de fuentes primarias de energía del exterior, lo cual es un hecho a evitar de acuerdo a lo expuesto al comienzo de este capítulo.

A pesar de lo anterior, el Colegio de Ingenieros de Chile ha propuesto un documento llamado *Programa de Desarrollo de Centrales Nucleares en Chile, 2009-2030* [18], en el cual se plantea la incorporación de reactores de 1.200 [MW] y 1.400 [MW] cada uno como capacidad instalada al año 2030, alcanzando un 30% de generación mediante fuentes nucleares para dicho año. Sin embargo, existen diversas visiones contrapuestas sobre el desarrollo de este tipo de energía en Chile [20], por lo que el futuro de esta tecnología en Chile aún es muy incierto como para realizar una predicción certera sobre su desarrollo.

#### 4.5.1.4 Mareomotriz y Undimotriz

De acuerdo al Anexo 7.2, actualmente los costos de desarrollo de este tipo de centrales son tan altos que hacen absolutamente inviable su ejecución en Chile, esencialmente debido a sus altos costos de inversión y sus bajos factores de planta. Sin embargo, se han desarrollado proyectos mareomotrices y undimotrices en países tales como Corea del Sur, Francia, Reino Unido, España, Portugal, Escocia y Canadá, entre otros, lo cual es un indicio de que estas tecnologías podrían llegar a ser competitivas a futuro en nuestro país.

La Tabla 36 muestra costos de inversión y costos de desarrollo de algunas plantas de generación asociadas a estas tecnologías ya existentes en otros países:

**Tabla 36: Costos de Desarrollo de algunas centrales mareomotrices existentes o a construir a futuro (Fuente: Elaboración Propia)**

Nombre Central	Estado	Ubicación	Capacidad Instalada [MW]	Inversión Total [MUS\$]	Inversión Unitaria [MUS\$/MW]	Costo de Desarrollo (US\$/MWh)
Sihwa Lake	En Operación	Corea del Sur	254	293.000	1153,54	74,00
Uldolmok	En Operación	Corea del Sur	1,5	10.000	6666,67	363,66
Incheon	En Construcción	Corea del Sur	1320	3.400.000	2575,76	148,73
Garorim Bay	Propuesta	Corea del Sur	520	1.000.000	1923,08	114,43
Tidal Lagoon	Propuesta	Reino Unido	240	1.258.000	5241,67	288,76

Notar que los costos de desarrollo de cada proyecto son muy variables, lo cual se debe a la poca madurez que ha alcanzado esta tecnología al año 2014. Además de los ejemplos anteriores, existe

en construcción un proyecto mareomotriz en Pentland Firth, Escocia llamado MeyGen, el cual pretende inyectar 398 [MW] para comienzos de la década del 2020 [21].

Cabe destacar que Chile posee un potencial de generación de energía marina de aproximadamente 164.000 [MW] [15], por lo que si estas fuentes llegasen a ser competitivas en el mercado, se podría abastecer gran parte de la demanda energética del SIC mediante estas tecnologías.

#### **4.5.2 Consideraciones Adicionales Relativas a la Entrada de Energías Renovables en la Matriz**

Hasta el momento se ha realizado un análisis basado en la posibilidad de entrada de distintas fuentes de generación renovables no convencionales, cuyo resultado general indica que actualmente tecnologías como la eólica terrestre, la solar fotovoltaica y la biomasa no requieren subsidios ni apoyos especiales para ser competitivas en el mercado, por lo que su progresiva inserción en la matriz será natural, hecho que ya puede comprobarse al ver los proyectos de generación en etapa de tramitación ambiental [16]. Sin embargo, no se han considerado las limitaciones técnicas y prácticas que conlleva el hecho de abastecer la demanda eléctrica del país a base de estas tecnologías, algunas de las cuales están relacionadas esencialmente con su intermitencia y su poca capacidad de proveer reserva. A continuación se realizará un breve comentario acerca de sus implicancias.

##### **4.5.2.1 Abastecimiento de la Demanda**

Una desventaja de tecnologías como la eólica y la solar es que su disponibilidad diaria rara vez coincide con el horario de mayor demanda energética, habiendo incluso periodos en los cuales la generación de energía por parte de estas fuentes es muy escasa o nula, como por ejemplo durante la noche en el caso de paneles fotovoltaicos, o en algunos horarios donde el viento es escaso. Con el fin de hacer notar este hecho, la Figura 13 muestra el promedio horario del factor de planta eólico estimado el año 2010 para las zonas descritas en el Anexo 7.1.1 (es decir, cuyo factor de planta potencial sea en promedio igual o superior a 0,3), mientras que la Figura 14 exhibe el promedio mensual de dicho parámetro para el mismo año. Nótese que existen gráficos para el SIC, el SING y para un escenario en el cual se supuso la interconexión entre los dos sistemas (Promedio SING-SIC) [9].

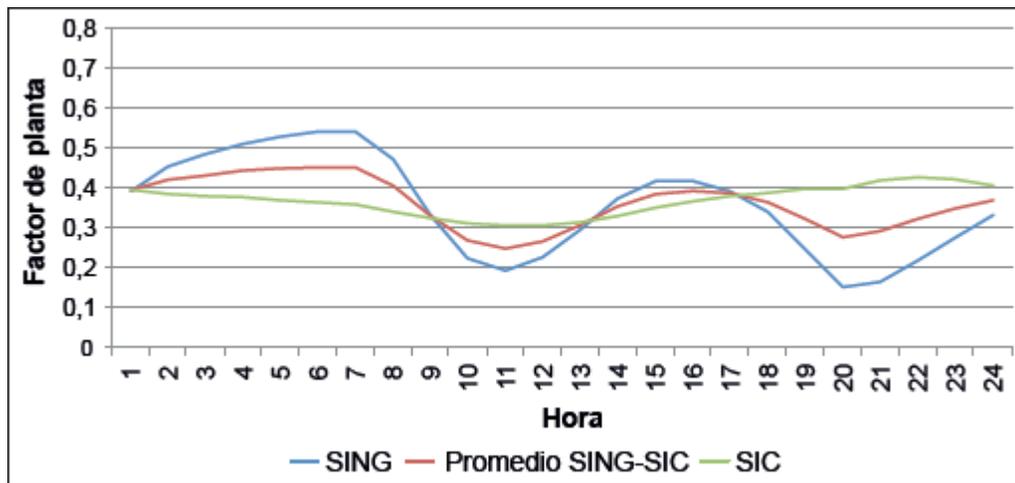


Figura 13: Promedio horario del factor de planta eólico para el año 2010 [9]

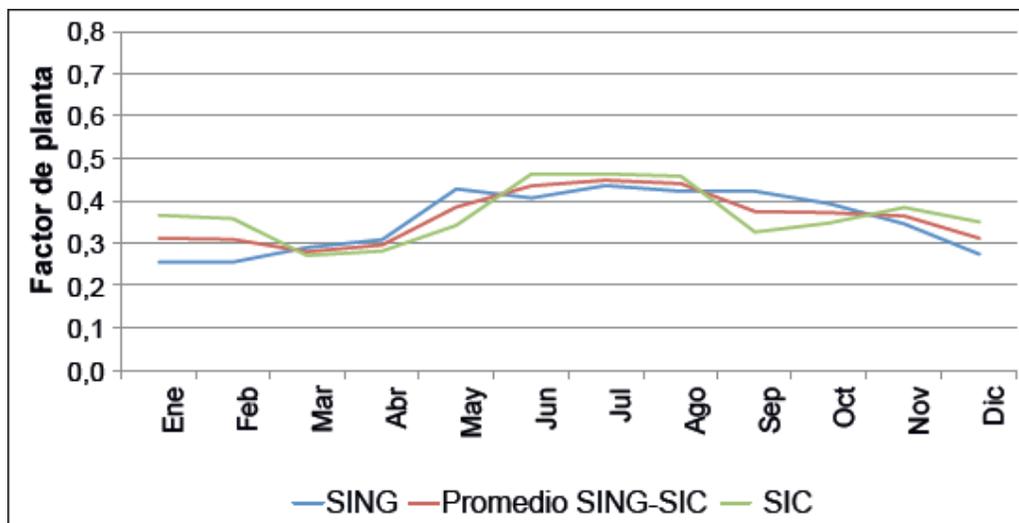


Figura 14: Promedio mensual del factor de planta eólico para el año 2010 [9]

Por su parte, el factor de planta promedio para potenciales centrales fotovoltaicas ubicadas en las zonas descritas en el Anexo 7.1.2, para configuraciones fijas y con seguimiento, se ilustra en las Figuras 15, 16, 17 y 18.

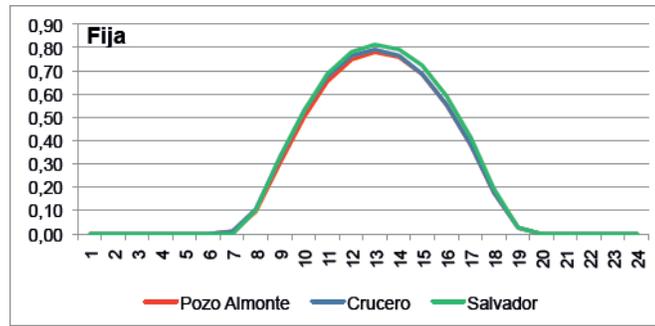


Figura 15: Promedio horario del factor de planta solar fotovoltaico sin seguimiento para el periodo 2004-2012 [9]

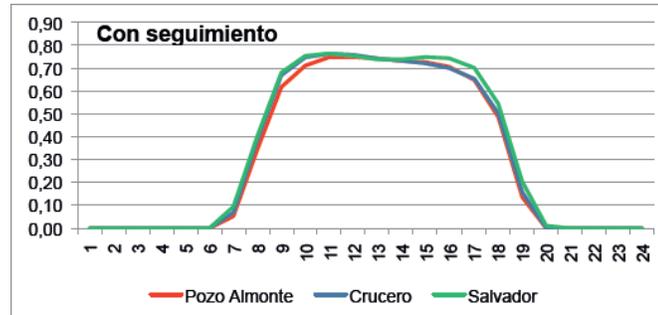


Figura 16: Promedio horario del factor de planta solar fotovoltaico con seguimiento para el periodo 2004-2012 [9]

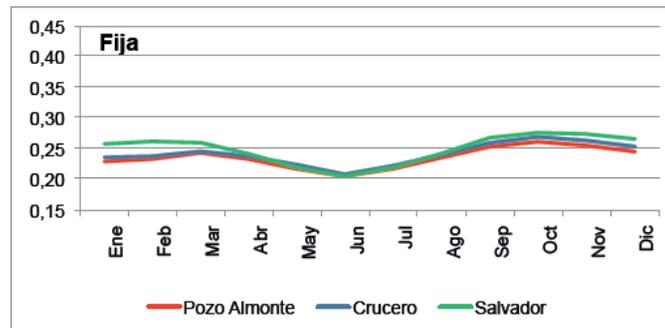


Figura 17: Promedio mensual del factor de planta solar fotovoltaico sin seguimiento para el periodo 2004-2012 [9]

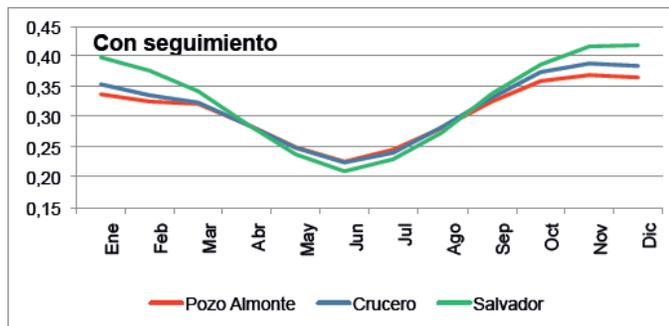


Figura 18: Promedio mensual del factor de planta solar fotovoltaica con seguimiento para el periodo 2004-2012 [9]

En los gráficos anteriores es posible apreciar la naturaleza variable de ambos recursos. Para saber en qué medida estas tecnologías podrían constituir un aporte en los periodos de demanda alta es necesario conocer cómo se comporta la demanda mensual y horaria en los principales Sistemas Interconectados del país, la cual se muestra en las Figuras 19, 20, 21 y 22. Cabe destacar que los datos representativos de generación horaria se obtuvieron para los días 20 de Enero, 20 de Abril, 20 de Julio y 20 de Octubre de 2014.

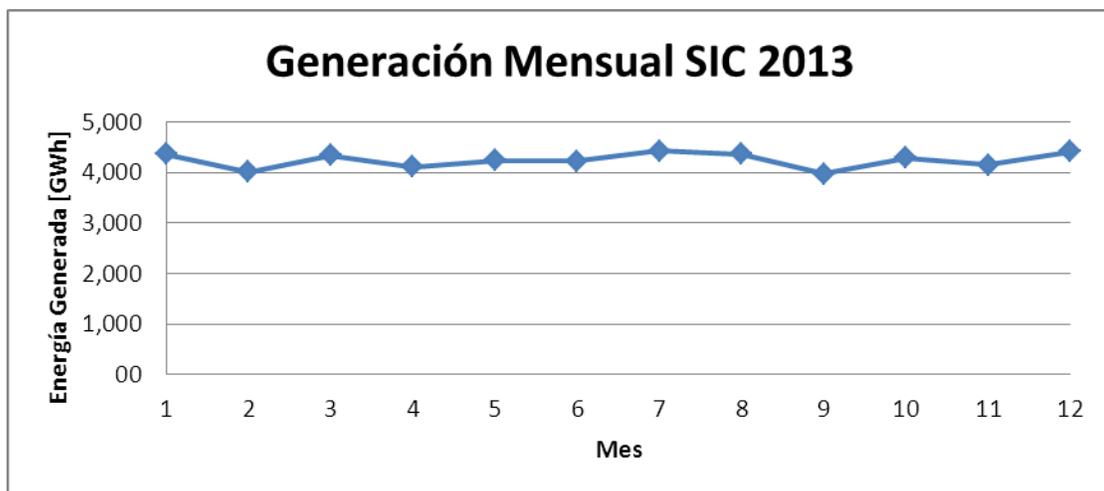


Figura 19: Generación mensual en el SIC durante el año 2013 (Fuente: Elaboración Propia basada en [22])

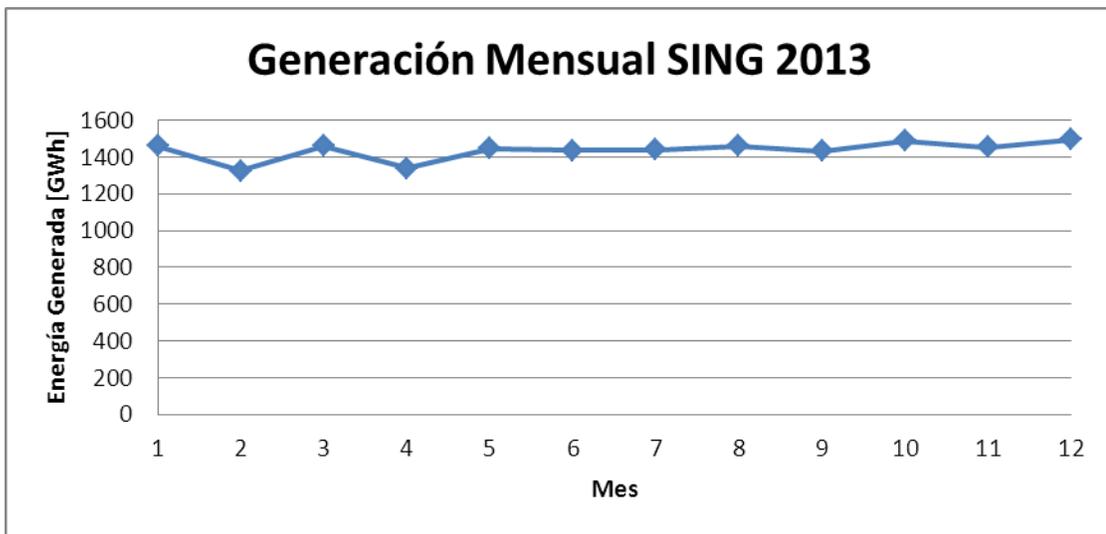


Figura 20: Generación mensual en el SING durante el año 2013 (Fuente: Elaboración Propia basada en [23])

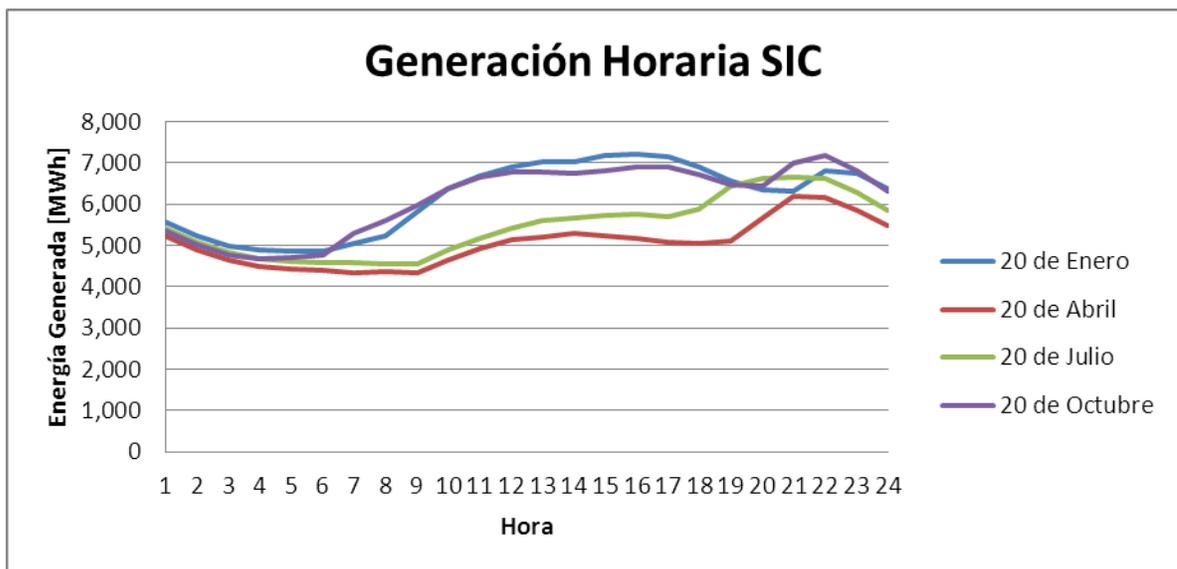


Figura 21: Generación horaria en el SIC para los días 20 de Enero, 20 de Abril, 20 de Julio y 20 de Octubre de 2014 (Fuente: Elaboración Propia basada en [22])

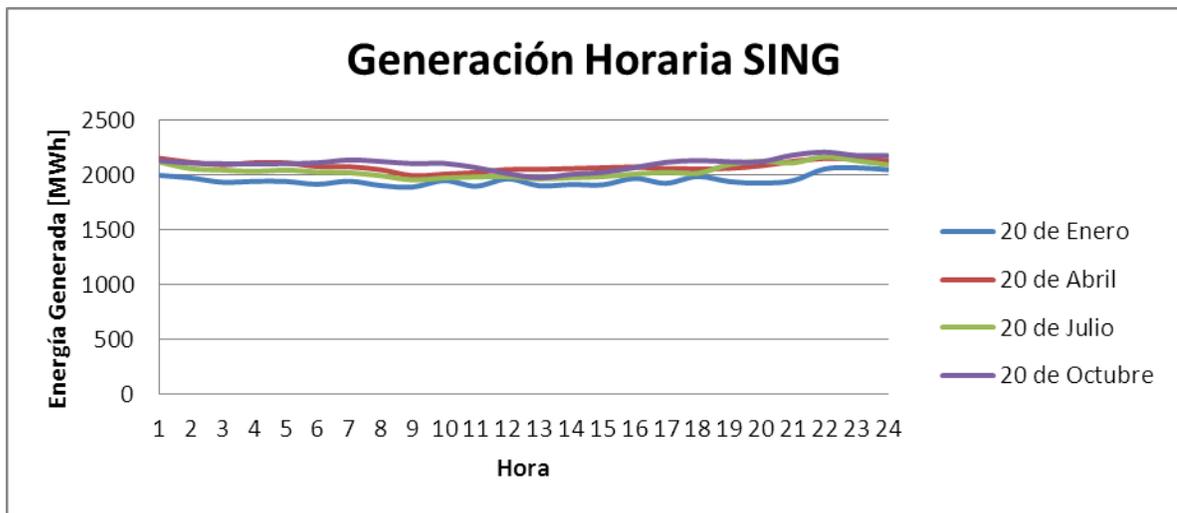


Figura 22: Generación horaria en el SING para los días 20 de Enero, 20 de Abril, 20 de Julio y 20 de Octubre de 2014 (Fuente: Elaboración Propia basada en [23])

Es posible apreciar que en ninguno de los dos sistemas existe una variación considerable de consumo energético entre distintos meses, mientras que las fuentes eólica y solar no presentan este comportamiento. Sin embargo, se observa una cierta complementariedad entre ambos recursos, ya que el potencial de generación eólica es levemente superior en los meses de invierno, mientras que con la capacidad de generación solar ocurre lo contrario.

Con respecto a la variación horaria de la demanda energética, se observa claramente un comportamiento distinto en ambos sistemas. Mientras que en el SING el consumo se mantiene relativamente constante a lo largo de todo el día, en el SIC existe una mayor variabilidad entre meses y una notable caída en el consumo durante horas de la madrugada. Este hecho no es favorable considerando que el factor de planta de generadores eólicos en la zona estudiada es, en promedio, ligeramente superior en este horario que durante otros momentos del día.

Lo recientemente mencionado hace que en la práctica sea imposible abastecer la demanda energética del país basados únicamente en estas tecnologías, siendo imprescindible complementarlas con otras tecnologías cuya disponibilidad sea mayor, como el carbón, el gas o las centrales hidráulicas de embalse.

Cabe destacar que la biomasa no presenta ninguna de estas limitaciones. Sin embargo, hay que considerar que el potencial de biomasa forestal en Chile es relativamente reducido ( $2.597 [MW]$  según [24]), por lo que no podría proponerse un respaldo masivo de esta tecnología con el fin de evitar las dificultades presentadas por la generación fotovoltaica y eólica.

#### *4.5.2.2 Efectos Sobre la Reserva en Giro de los Sistemas Interconectados*

Otra limitación que presentan las plantas solares y eólicas es que, al no poseer partes rotatorias de inercia considerable, no poseen capacidad de entregar reserva en giro al sistema. Por lo tanto, y con el fin de mantener un margen de reserva adecuado, un desarrollo energético basado en una inserción cada vez mayor de este tipo de tecnologías implicaría que las centrales hidráulicas existentes (que son las que mayoritariamente proveen reserva en giro al sistema) deberían disminuir su generación, la cual sería cubierta por centrales térmicas. Este fenómeno causaría un aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub>, lo cual es un efecto contrario a lo que se busca al promover la generación a base de energías renovables.

Para evitar este hecho, una posible solución sería incentivar el desarrollo coordinado de centrales renovables no convencionales con centrales hidroeléctricas de embalse, de tal forma que exista una capacidad de reserva acorde al tamaño de la matriz sin que llegue a ser necesario reducir generación hidráulica para conseguir este fin.

## 5. Conclusiones y Comentarios Finales

Esta Memoria intenta realizar un aporte para comprender mejor el contexto energético actual en Chile y las políticas adoptadas en otros países que Chile podría implantar. Fue posible encontrar similitudes y diferencias entre los documentos escritos por la CADE, la CCTP y la CNE, y además comparar dichas propuestas con las políticas de incentivo que se han implementado en el extranjero. Con respecto al desarrollo de las ERNC, cabe recordar que si bien la CADE propone que al 2020 se alcanzaría un porcentaje de inserción de dichas tecnologías de un 14,7% en el SIC y un 10,4% en el SING, los otros dos escritos proponen el establecimiento de políticas que fueren porcentajes de penetración de a lo menos 20% para dicho año.

Dadas las variaciones que han sufrido los costos de desarrollo de tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica a partir de 2011, que de acuerdo a las predicciones realizadas en el Anexo 7.2 deberían seguir bajando, es posible que las proyecciones de generación ERNC que ha estimado la CADE para los escenarios *Business As Usual* se alcancen sin necesidad de establecer incentivos especiales como propone la CCTP.

Otra observación relevante dice relación con la inserción de energía geotérmica en la matriz. Si bien el escrito de la CADE apuesta por una entrada relevante de centrales geotérmicas, especialmente en el SING, el análisis efectuado a lo largo de este trabajo demuestra que, a consecuencia de la gran variabilidad que presentan los costos de inversión asociados a la geotermia debido al riesgo existente en su etapa de exploración superficial, no se espera una participación masiva de esta tecnología en el futuro próximo.

Considerando todo lo anterior, y después del análisis realizado en el Capítulo 4, es posible determinar algunas recomendaciones en caso que se decida implementar alguna de las políticas estudiadas en él.

A partir del análisis realizado en este trabajo se desprende que un sistema de Tarifas Especiales sería aplicable para promover tecnologías tales como la geotermia y la solar CSP durante los años en los que su costo de desarrollo sea superior al Precio Medio de Mercado. Otras fuentes como la biomasa, la eólica y la solar fotovoltaica ya han alcanzado la suficiente madurez como para competir con el carbón, por lo que ya no requieren un apoyo económico adicional. Finalmente, tecnologías como la mareomotriz y undimotriz presentarían costos de desarrollo elevados, los cuales en el mejor de los casos serían del orden de 2 a 3 veces los de sus competidoras para el año 2030, por lo que no se recomienda promover una inserción masiva de dichas tecnologías hasta que sus costos de desarrollo hayan evolucionado lo suficiente como para que no encarezcan de forma desproporcionada la generación de electricidad en Chile.

De los dos sistemas de Tarifas Especiales presentados en la sección 3.1.1, se considera más adecuado establecer un sistema de tarifa fija para las tecnologías que lo requieran, para así evitar

los efectos de las variaciones del precio de la energía que se podrían presentar en un sistema de tarifa *premium*, y que podrían derivar en un valor desproporcionado de la tarifa especial a pagar si dicho precio llegase a aumentar. Dicha tarifa además debe ser constantemente reevaluada para proyectos a realizar a futuro, ya que a medida que las tecnologías subsidiadas alcancen mayores grados de madurez requerirán un menor financiamiento adicional para ser económicamente viables.

Con respecto a la implementación de un sistema de cuotas se puede observar que, de acuerdo a las proyecciones realizadas por la CADE, en la mayoría de los escenarios propuestos se cumple la cuota exigida por la normativa vigente sin aplicar ningún tipo de incentivo. Sin embargo, si se adopta el enfoque de la CCTP, la cual apoya una mayor incorporación de las ERNC mediante una ley 20/20, sería necesario perfeccionar el actual sistema, y con mayor énfasis en el SING en caso que hubiere un escenario de demanda alta, donde se observa una menor penetración de ERNC que en el SIC. Para que esta política constituya además un desincentivo a invertir en centrales a carbón, es conveniente recurrir a un sistema de certificados transables cuyos precios sean tales que se consiga dicho objetivo.

Si lo que se desea es implementar un adecuado sistema de subastas competitivas, las recomendaciones son similares a las realizadas para un sistema de tarifas especiales, es decir, considerar sólo las tecnologías solar CSP y geotermia, y de manera que los montos a subsidiar tengan relación con la evolución de los costos de desarrollo de las tecnologías a promover.

En todo caso, no se considera imprescindible crear un sistema de incentivos para el desarrollo de energías renovables, dada la maduración que han presentado tecnologías como la solar fotovoltaica, eólica y biomasa, y la que se prevé para las demás tecnologías a futuro, además de restricciones legales y reacciones ciudadanas que afectan de una manera cada vez más importante el desarrollo de centrales a carbón e hidroeléctricas a gran escala.

Un factor importante a considerar en este análisis es la inminente interconexión SIC-SING, la cual podría eliminar la limitante relacionada con la inyección de energía proveniente de fuentes hidráulicas en el norte grande, y de esta manera disponer de otra alternativa para promover las ERNC y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> por parte de las centrales que operan actualmente en dicha zona. Otra ventaja que presenta esta interconexión es el aprovechamiento de los recursos renovables de ambos sistemas y sus complementariedades para abastecer a ambas zonas de una forma más eficiente.

Finalmente, cabe destacar que es posible continuar el estudio realizado en este trabajo estableciendo proyecciones de precio monómico y penetración de cada tecnología de acuerdo a las políticas de subsidio propuestas en el Capítulo 4 y realizando un análisis de sensibilidad con respecto a variaciones no previstas en costos de desarrollo o proyecciones de demanda. Otra posibilidad es desarrollar con más profundidad el tema planteado en la Sección 4.5.2.2 relativo a

los posibles problemas en la reserva que podría conllevar una entrada considerable de ERNC al sistema. Un asunto que también queda pendiente es cómo abordar el problema de la transmisión de la energía generada por estas fuentes. A diferencia de otras tecnologías, la solar y la eólica requieren que las centrales de generación se ubiquen donde está presente el recurso, lo cual constituye una barrera de entrada dado que la conexión a la red podría perjudicar la viabilidad financiera de este tipo de proyectos. Cada uno de estos temas podría por sí mismo dar pie a otro estudio o trabajo de memoria.

## 6. Bibliografía

- [1] Documento de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, Noviembre 2011.
- [2] Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria. 2011. Chile Necesita una Gran Reforma Energética. Propuestas de la Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo.
- [3] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030.
- [4] Sauma E. 2012. Políticas de Fomento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile, Centro de Políticas Públicas.
- [5] M. Fulton, R. Capalino. The German Feed-in Tariff: Recent Policy Changes.
- [6] Kindermann, J. P. 2012. Análisis Comparativo de Mecanismos de Integración de ERNC en Sistemas Eléctricos. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, mención Ingeniería Eléctrica. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [7] United States Environmental Protection Agency. Renewable Energy Certificates [en línea] <<http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/rec.htm>> [consulta: mayo 2014]
- [8] IRENA. Renewable Energy Auctions in Developing Countries [en línea] <[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Renewable\\_energy\\_auctions\\_in\\_developing\\_countries.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf)> [consulta: mayo 2014]
- [9] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile; Cooperación Alemana Deutsche Zusammenarbeit. Energías Renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Santiago, 2014.
- [10] Sitio web proyecto REGSA en español [en línea] <<http://www.regsa-project.eu/es.html>> [consulta: mayo 2014]
- [11] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile [en línea] <<http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-56497.html>> [consulta: septiembre 2014]
- [12] Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030. 2013. Escenarios Energéticos Chile 2030.
- [13] Pedro Miquel D. 2014. Diapositivas de Clases Curso Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia, Capítulo 3: Planificación de la Generación, Semestre Otoño 2014, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile
- [14] Precio Medios de Mercado publicados por la CNE, [en línea] <<http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/793-precio-nudo-de-mercado>> [consulta: septiembre 2014]
- [15] Sitio web Centro Nacional para Innovación y Fomento de las Energías Sustentables [en línea] <<http://cifes.gob.cl/>> [consulta: octubre 2014]
- [16] Servicio de Evaluación Ambiental, Gobierno de Chile [en línea] <<http://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyecto.php>> [consulta: octubre 2014]
- [17] Noticia Ministerio de Energía [en línea]

- <http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/ministerio-de-energia-publica-nuevo.html>> [consulta: octubre 2014]
- [18] Colegio de Ingenieros de Chile A.G. 2009. Programa de Desarrollo de Centrales Nucleares 2009-2030.
- [19] CDEC-SIC. 2014. Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- [20] Revista Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, N°46, Primavera 2009, pags. 12-17 [en línea] <<http://ingenieria.uchile.cl/revista/46/index.html>> [consulta: noviembre 2014]
- [21] Sitio web Proyecto MeyGen [en línea] <<http://www.meygen.com/>> [consulta: noviembre 2014]
- [22] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central [en línea] <<http://www.cdec-sic.cl/>> [consulta: noviembre 2014]
- [23] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande [en línea] <<http://www.cdec-sing.cl/>> [consulta: Noviembre 2014]
- [24] Noticia Ministerio de Energía, Gobierno de Chile [en línea] <<http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/nuevo-explorador-de-biomasa-forestal.html>> [consulta: noviembre 2014]
- [25] Subsecretaría de Pesca y Acuicultura, Gobierno de Chile [en línea] <<http://www.subpesca.cl/institucional/602/w3-propertyname-568.html>> [consulta: noviembre 2014]

## 7. Anexos

### 7.1 Potencial de Generación ERNC en Chile [9]

En esta sección se hará un resumen de la información publicada en el documento *Energías Renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*, elaborado por el Ministerio de Energía. En dicho documento se estudió el potencial disponible de cuatro tecnologías de generación: eólica, solar fotovoltaica, termosolar e hidroeléctrica.

Con el fin de evitar ambigüedades, el documento realiza una clasificación de distintos tipos de potencial, los cuales se describen a continuación:

- **Potencial Teórico:** Corresponde a la disponibilidad total de las fuentes energéticas estudiadas, sin considerar la viabilidad técnica y económica de éstas.
- **Potencial Técnico:** Corresponde a la parte del potencial teórico que considera tanto limitaciones tecnológicas como restricciones territoriales y legales.
- **Potencial Económico:** Considera la competitividad de las tecnologías estudiadas respecto de otras fuentes de suministro.
- **Potencial de Mercado:** Es la fracción del potencial económico que es posible desarrollar bajo las condiciones presentes del mercado en un momento dado.

El análisis desarrollado en el documento abarca esencialmente el potencial técnico y parte del potencial económico. El propósito de esta parte es exponer los resultados más importantes obtenidos por aquel estudio, resumiendo la metodología utilizada para obtenerlos y las restricciones territoriales consideradas.

#### 7.1.1 Eólica

##### 7.1.1.1 Metodología Utilizada

La evaluación del potencial de esta tecnología se realizó mediante un modelo de mesoescala llamado *Weather Research and Forecasting* (WRF), desarrollado por un consorcio formado por agencias gubernamentales y universidades de Estados Unidos. El estudio se basa en la elaboración de campos de viento horarios en todo el territorio desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé y separa el estudio en dos sectores:

- La denominada “Cartera de Proyectos”, que incluye aquellos proyectos eólicos en operación, construcción o en tramitación ambiental al 31 de Diciembre de 2012. Para determinar su potencial se simuló series horarias de generación de energía en las zonas de realización de los proyectos y se determinó su promedio, expresado como factor de plana anual. Considerando además la localización, tipo y altura de buje de cada aerogenerador, se puede estimar el potencial de generación de dichos proyectos.

- El “Potencial Disponible”, que consiste en aquellas zonas de elevado recurso eólico sin incluir las zonas incluidas en la “Cartera de Proyectos”. Para dimensionar el Potencial Disponible se realizaron las siguientes consideraciones:
  - Una estimación de la producción promedio anual de un aerogenerador de 3 [MW] instalado a una altura de buje de 100 [m].
  - La aplicación de restricciones territoriales, utilizando como criterios la elevación, la pendiente del terreno, zonas de protección, distancia a caminos y costa y emplazamiento de la cartera de proyectos.

En el estudio se consideraron además factores como la densidad del aire en cada punto y pérdidas debido a la disponibilidad técnica de equipos, acumulación de suciedad o hielo en las aspas de los aerogeneradores y al efecto estela, que se produce a causa de la diferencia entre la energía cinética del viento a la entrada de un aerogenerador con respecto a la energía cinética de salida (de la cual se obtiene la energía eléctrica a generar). Esta ralentización puede perjudicar el desempeño de los aerogeneradores próximos a éste. El valor de las pérdidas puede fluctuar entre 6 a 20%.

La Tabla 37 da cuenta de la incertidumbre en la estimación de la velocidad del viento que presenta la herramienta WRF de acuerdo a datos reales medidos en la estación Taltal 80m. Cabe mencionar que la simulación se realizó a 77 [m], pero la distorsión causada por la diferencia de altura se despreció ya que, según el documento, el exponente de la función exponencial de extrapolación vertical de la magnitud del viento deducido de los registros a 60 y 80 [m] es tan solo igual a 0,00985.

Tabla 37: Comparación entre datos obtenidos por WRF y datos efectivamente medidos en estación Taltal 80m [9]

Mes	v media (m/s)			P media (kW)		
	Registros 80m	WRF 77m	Reg/WRF	Registros 80m	WRF 77m	Reg/WRF
May-10	12,8	11,9	1,08	2.249	2.165	1,04
Jun-10	11,2	12,4	0,91	2.027	2.323	0,87
Jul-10	10,5	12,2	0,87	1.781	2.121	0,84
Ago-10	8,5	10,8	0,78	1.366	2.001	0,68
Sep-10	9,4	10,3	0,91	1.404	1.699	0,83
Oct-10	10,4	10,9	0,96	1.759	1.967	0,89
Nov-10	8,3	8,6	0,96	1.318	1.480	0,89
Dic-10	8,0	8,6	0,94	1.339	1.426	0,94
Promedio	9,9	10,7	0,93	1.665	1.898	0,87

Es posible apreciar que, a excepción del mes de mayo, la herramienta WRF tiende a sobreestimar las mediciones tanto de velocidad (8% promedio) como de potencia producida (15% promedio).

Por su parte, la Tabla 38 lo hace para un régimen de vientos totalmente distinto, en una localización en la zona sur del análisis a 50 [m] de altura. En este último caso, se realizó una interpolación de los datos obtenidos mediante WRF a 47 [m] y 57 [m] para obtener una aproximación de los valores estimados a 50 [m]:

Tabla 38: Comparación entre datos obtenidos por WRF y datos efectivamente obtenidos en una estación al sur del país [9]

Mes	v media (m/s)			P media (kW)		
	Registros 50m	WRF 50m	Reg/WRF	Registros 50m	WRF 50m	Reg/WRF
May-10	4,8	5,0	0,95	505	567	0,89
Jun-10	8,6	7,7	1,12	1.455	1.333	1,09
Jul-10	8,4	8,6	0,98	1.422	1.560	0,91
Ago-10	7,6	7,7	1,00	1.105	1.258	0,88
Sep-10	6,1	5,4	1,13	895	740	1,21
Oct-10	5,9	5,5	1,08	883	737	1,20
Nov-10	8,3	7,4	1,12	1.646	1.396	1,18
Dic-10	6,7	6,5	1,02	1.090	1.038	1,05
Promedio	7,0	6,7	1,05	1.125	1.078	1,05

Esta vez la herramienta subestima tanto la velocidad media como la potencia generada en un valor promedio cercano a 5%.

Además, la Tabla 39 muestra los resultados de la aplicación de WRF a algunos parques eólicos ya operativos en la Región de Coquimbo, obteniendo los siguientes datos:

Tabla 39: Datos observados y simulados de parques eólicos en la Región de Coquimbo [9]

Parque eólico	Cap. Inst. [MW]	Observado		Simulado		Observado/Simulado
		Pmed [MW]	f.p.	Pmed [MW]	f.p.	
Canela 1	18,15	2,99	0,16	4,75	0,26	0,63
Canela 2	60	13,15	0,22	20,15	0,34	0,65
Total	46	9,27	0,20	14,73	0,32	0,63
Monte Redondo	48	10,54	0,25	14,4	0,34	0,73

Se observa que WRF sobreestima considerablemente los factores de planta calculados, llegando a valores entre 37% y 59% superiores a los medidos. Se desconoce el motivo de la magnitud del error, pero se observa que la herramienta posee un mejor desempeño para factores de planta más

altos, que surgen en las zonas de elevado potencial eólico, las cuales son justamente las de interés en este estudio.

Considerando todo lo anterior, se estimó adecuado ajustar las series de viento de tal forma de obtener un 75% del factor de planta calculado por WRF sin considerar pérdidas ni errores sistemáticos en la metodología, de esta forma, se tiene que:

$$f \cdot p_{potencial} = 0,75 \cdot f \cdot p_{WRF}$$

### 7.1.1.2 Influencia de la Altura en la Velocidad del Viento

Como se dejó entrever anteriormente, la velocidad del viento en una determinada posición geográfica depende de la altura de medición y no es una función monótona de ésta, como se aprecia en los gráficos de la Figura 23:

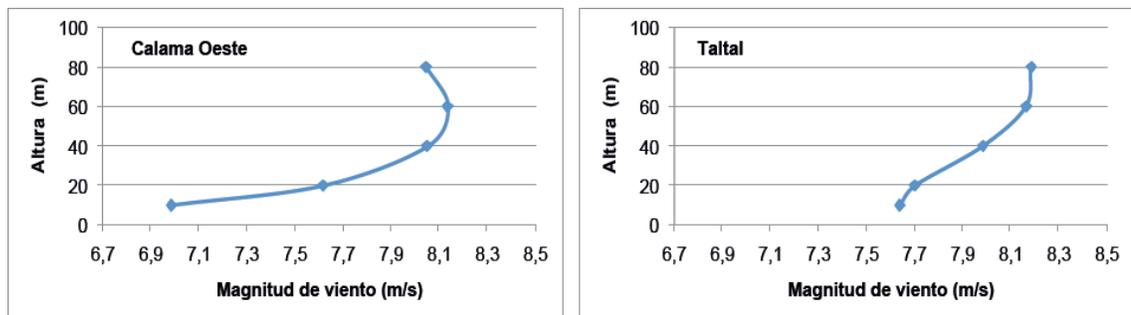


Figura 23: Dependencia de la velocidad del viento en función de la altura de medición en las estaciones Calama Oeste y Taltal [9]

En el caso de Calama Oeste se observa que el viento alcanza su velocidad máxima aproximadamente a los 60 [m] de altura, mientras que para Taltal existe una convergencia llegando a los 80 [m]. Esto demuestra que, para la estimación del potencial eólico en Chile, es necesario considerar la altura óptima a la cual se debe ubicar cada aerogenerador.

Además de lo anterior, el documento también muestra la influencia de la altura en el factor de planta, lo cual se ilustra en la Figura 24:

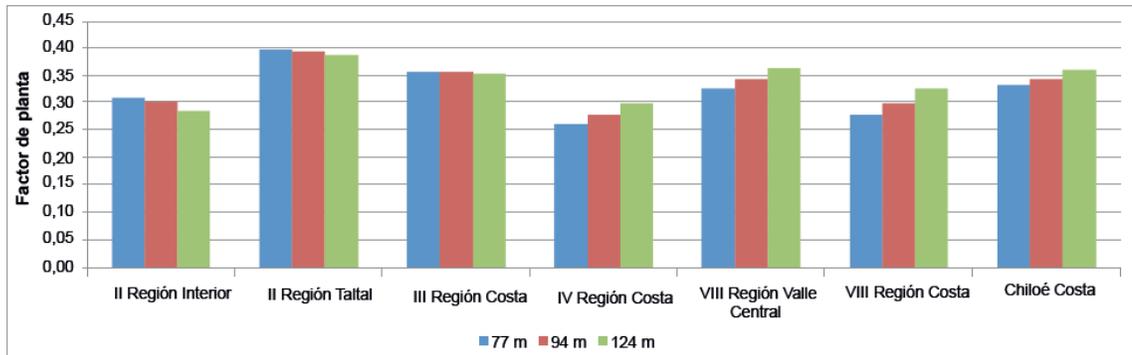


Figura 24: Factor de planta medio para cada región estudiada y para distintas alturas [9]

Se infiere que no es posible determinar una tendencia exacta del comportamiento del factor de planta en función de la altura, ya que esta depende de cada región. Lo que sí se puede observar, es que al norte de la II Región existe una disminución del factor de planta a medida que aumenta la altura, mientras que al sur de esta se observa lo contrario.

Dado lo anterior, se optó por considerar la evaluación del Potencial Disponible para aerogeneradores de 1,5 [MW] y 3 [MW]. El primero, debido a su menor diámetro de rotor, se evaluó a 60 [m] de altura de buje, mientras que el segundo se hizo a 80 [m] y 100 [m]. De esta manera, se obtuvieron tres combinaciones de aerogenerador y altura de ubicación del buje, y de estas se escogió aquella que optimizara la producción de la zona.

### 7.1.1.3 Dependencia de la Potencia Generada en Función de la Densidad del Aire

Otro factor a considerar para la evaluación del potencial eólico es la densidad del aire en cada zona. De acuerdo al principio de conservación de la energía, para una determinada potencia a generar se tiene la siguiente relación entre densidad del aire y velocidad del viento para generar la potencia deseada:

$$v_a = v_r \left( \frac{\rho_r}{\rho_a} \right)^{1/3}$$

Donde  $\rho_r$  es la densidad del aire de referencia (que en este caso es  $\rho_r = 1,225 \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$ ) y  $v_r$  corresponde a la velocidad del viento para la densidad de referencia  $\rho_r$ , mientras que  $\rho_a$  y  $v_a$  son los parámetros correspondientes de la curva de velocidad del viento que se desea ajustar.

Para que esta relación quede más clara, la Figura 25 muestra las curvas de potencia ajustadas por densidad del aire para una estación de monitoreo ubicada al interior de Taltal, la cual se ubica a 2.100 [m] de elevación y presenta una densidad de aire de  $\rho_a = 0,95 \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$ :

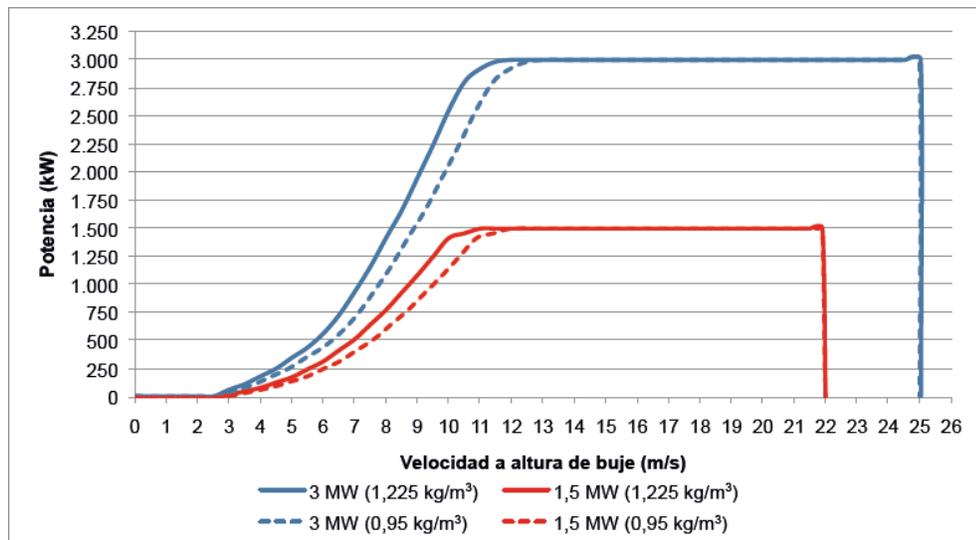


Figura 25: Curva de velocidad del viento ajustada por densidad del aire en una estación ubicada al interior de Taltal [9]

#### 7.1.1.4 Restricciones Territoriales

Una condición importante a considerar en un estudio de este tipo viene dada por las restricciones territoriales, es decir, las limitantes físicas y legales para la concreción de proyectos eólicos. Las condiciones que deben cumplir las potenciales centrales para no ser excluidas de este estudio se resumen a continuación. Cabe destacar que las distancias mínimas consideradas se utilizaron sólo con fines metodológicos y no están ligadas a ninguna restricción legal: [9]

- La distancia mínima a centros poblados rurales debe ser de **500 [m]**.
- La distancia mínima a centros poblados urbanos debe ser de **1.000 [m]**.
- Una pendiente máxima de **15°** en las zonas de emplazamiento de los aerogeneradores.
- Una altura hasta **3.000 msnm** para las regiones XV a II, y hasta **2.000 msnm** para el resto del territorio.
- El factor de planta para un aerogenerador ubicado en el lugar debe ser no inferior a **0,3**.
- Otras distancias mínimas a ríos, líneas de costa, líneas férreas, zonas protegidas, etc.

#### 7.1.1.5 Potencial Eólico Estimado de la Cartera de Proyectos

Según el estudio, cerca de **3.000 [MW]** de los **6.500 [MW]** que constituían la Cartera de Proyectos al año 2010 tenían un factor de planta igual o superior a 0,3, mientras que **1.800 [MW]** superaban incluso el valor 0,35. La Tabla 40 muestra tanto el potencial de los proyectos de la Cartera de Proyectos cuyo factor de planta sea mayor o igual a 0,3 como el factor de planta promedio de dichos proyectos separados por región:

Tabla 40: Capacidad y factor de planta por región para proyectos de la cartera con factor de planta igual o superior a 0,3 [9]

Región o Zona	Capacidad [MW]	Factor de Planta	Energía Anual [GWh]
De Antofagasta (sin Taltal)	240	0,37	777,89
Taltal	99	0,41	355,57
De Atacama	533	0,34	1.587,49
De Coquimbo	777	0,35	2.382,28
De Valparaíso	21	0,40	73,58
Del Biobío	419	0,32	1.174,54
De La Araucanía	407	0,38	1.354,82
De Los Ríos	51	0,39	174,24
Isla Grande de Chiloé	428	0,39	1.462,22
<b>Total</b>	<b>2.975</b>	<b>0,36</b>	<b>9.381,96</b>

#### 7.1.1.6 Estimación del Potencial Disponible

Para conseguir una estimación del Potencial Disponible definido anteriormente, se identificaron todas aquellas áreas que cumplen con las restricciones territoriales y que no incluyan zonas asociadas a la Cartera de Proyectos. La Figura 26 muestra la ubicación de todas estas zonas y su factor de planta asociado:

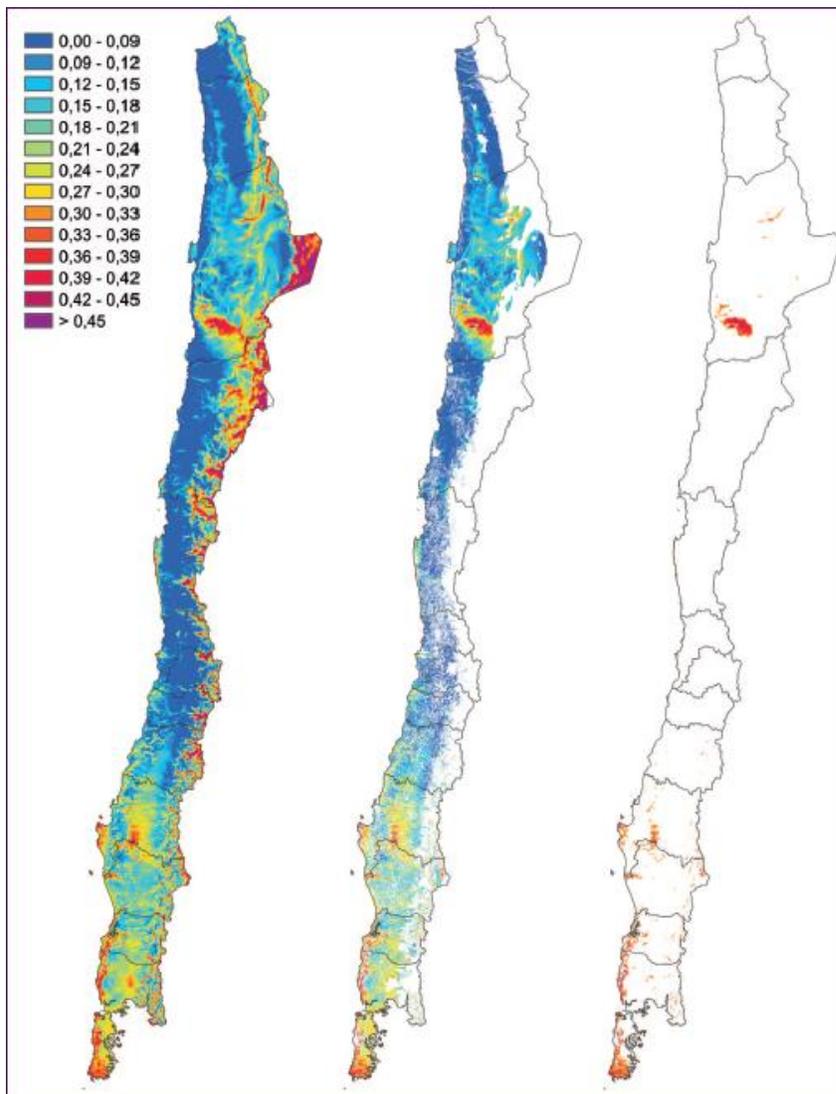


Figura 26: Distribución del factor de planta anual para proyectos eólicos en el territorio en estudio sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,3 (medio) y considerando esta última restricción (derecha) [9]

La Tabla 41 muestra la superficie con factor de planta igual o superior a 0,3 sin considerar restricciones territoriales y luego considerándolas:

**Tabla 41: Superficie que permite el emplazamiento de proyectos eólicos con factor de planta mayor o igual a 0,3 [9]**

<b>Región</b>	<b>Superficie necesariamente cumplir RT (ha)</b>	<b>sin Superficie que cumple RT (ha)</b>
De Arica y Parinacota	12.287	0
De Tarapacá	134.531	0
De Antofagasta	1.459.214	342.340
De Atacama	1.507.785	1.571
De Coquimbo	502.835	11.926
De Valparaíso	87.185	1.707
Metropolitana de Santiago	188.335	34
Del Libertador General Bernardo O'Higgins	160.805	2.001
Del Maule	301.176	6.967
Del Biobío	376.750	157.191
De la Araucanía	298.652	95.917
De Los Ríos	227.696	91.793
De Los Lagos	1.472.022	470.503
<b>Total</b>	<b>6.729.271</b>	<b>1.181.951</b>

Nótese que existen más de un millón de hectáreas de terreno disponibles para el emplazamiento de proyectos eólicos que cumplen todas las restricciones territoriales consideradas.

Por su parte, la Tabla 42 muestra la estimación del potencial eólico para cada región estudiada:

Tabla 42: Capacidad instalable de la Cartera de Proyectos, del Potencial Disponible y la suma de ambos, y sus factores de planta asociados [9]

Región o zona	Cartera de Proyectos		Potencial Disponible		Potencial Total	
	Capacidad [MW]	Factor de planta	Capacidad [MW]	Factor de planta	Capacidad [MW]	Factor de planta
De Antofagasta (sin Taltal)	240	0,37	2.622	0,32	2.862	0,32
Taltal	99	0,41	11.479	0,36	11.578	0,36
De Atacama	533	0,34	86	0,34	619	0,34
De Coquimbo	777	0,35	389	0,36	1.166	0,36
De Valparaíso	21	0,4			21	0,4
Del L. B. O'Higgins			75	0,34	75	0,34
Del Biobío	419	0,32	4.581	0,33	5.000	0,33
De La Araucanía	407	0,38	1.933	0,33	2.341	0,34
De Los Ríos	51	0,39	2.863	0,35	2.914	0,35
De Los Lagos (Sin Chiloé)			3.770	0,36	3.770	0,36
Isla Grande de Chiloé	428	0,39	9.678	0,34	10.106	0,34
<b>Total</b>	<b>2.975</b>	<b>0,36</b>	<b>37.477</b>	<b>0,34</b>	<b>40.452</b>	<b>0,35</b>

A modo de conclusión, se estima que en la zona estudiada existe una capacidad instalable de aproximadamente **40.452 [MW]** con un factor de planta de **0,35**, lo cual equivale a una capacidad de generación de energía anual de aproximadamente **124.025 [GWh]**, que como se mostró en la Sección 1, es muy superior al consumo anual conjunto del SIC y el SING, por lo que en teoría, esta cantidad de energía sería más que suficiente para abastecer de energía al país durante las próximas décadas. Sin embargo, para analizar el nivel de inserción óptimo de esta tecnología hay que considerar factores como variabilidad natural del recurso y costos de desarrollo de este tipo de centrales.

## 7.1.2 Solar PV (Fotovoltaica)

### 7.1.2.1 Metodología Utilizada

A diferencia del caso eólico, acá se entenderá por “Potencial Disponible” a toda la capacidad de generación solar en la región estudiada, incluida la “Cartera de Proyectos”. La Figura 27 muestra un diagrama de flujo que ilustra la metodología de estimación del potencial eólico PV:

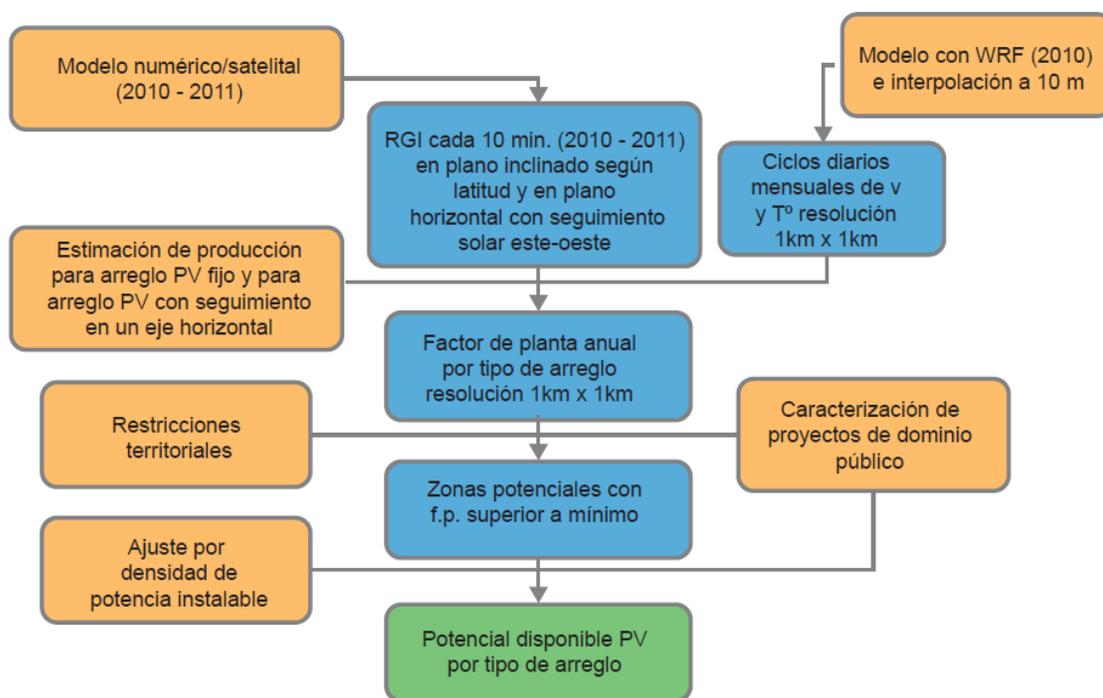


Figura 27: Diagrama de flujo de metodología de estimación potencial solar PV [9]

Tal como ilustra la Figura 27, se realizaron estimaciones para dos tipos de configuraciones de proyectos: Uno consistente en paneles fijos, orientados en un ángulo aproximadamente igual a la latitud de su localización, y otro consistente en paneles de orientación variable, capaces de realizar seguimientos de la posición relativa del sol.

La validación del desempeño de la metodología utilizada se realizó comparando los resultados obtenidos con registros de las siguientes fuentes de información:

- Estaciones de MINENERGIA/GIZ, que registran radiación solar horizontal (es decir, la radiación incidente a un plano horizontal multiplicada por el coseno del ángulo de incidencia, cuyo nombre en inglés es *Global Horizontal Irradiation* y se abrevia como GHI) y radiación global con seguimiento este-oeste en un eje cuasi horizontal cada 10 minutos, además de otros parámetros.
- Centro Mundial de Datos de Irradiación (WRDC), el cual compila, para el caso de Chile, registros de GHI de promedios diarios provistos principalmente por la Dirección Meteorológica de Chile.
- Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire (SINCA), con información horaria de estaciones orientadas a la vigilancia de calidad del aire, y en algunas pocas estaciones registros de GHI.

- Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas (CEAZA), que mantiene una red meteorológica de apoyo a la toma de decisiones en el ámbito agrícola y acuícola, con registros promedios de una hora.
- Centro Nacional del Medio Ambiente (CENMA), que mantiene estaciones principalmente orientadas a la vigilancia de la calidad del aire, adicionales a las incluidas en SINCA, con registros cada 15 minutos.

La Figura 28 muestra el desempeño de la simulación comparado con el promedio de las mediciones en porcentaje, mientras que la Figura 29 compara el GHI medido con el simulado en las distintas estaciones estudiadas:

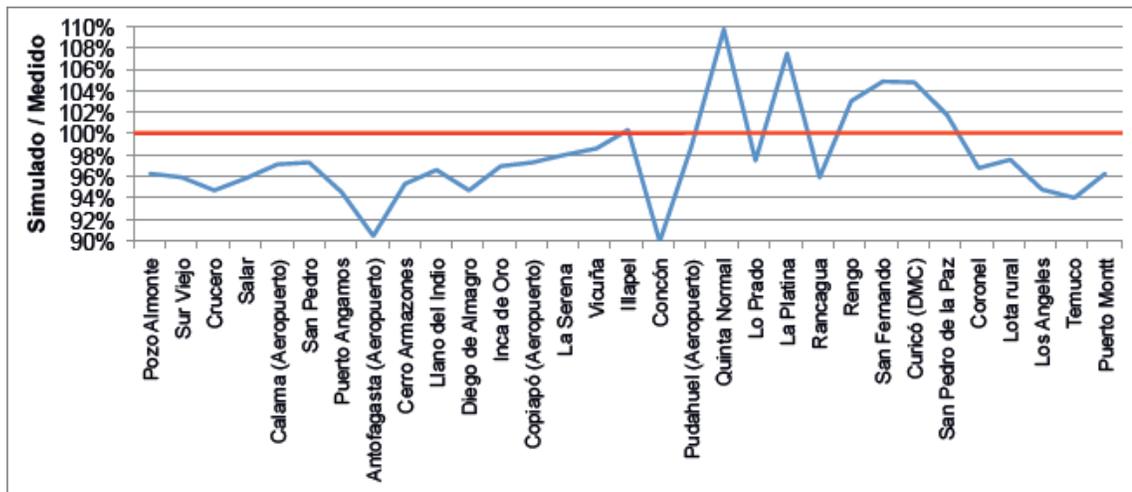


Figura 28: Relación porcentual entre el GHI (Global Horizontal Irradiation) modelado (línea roja) y el efectivamente medido (línea azul) [9]

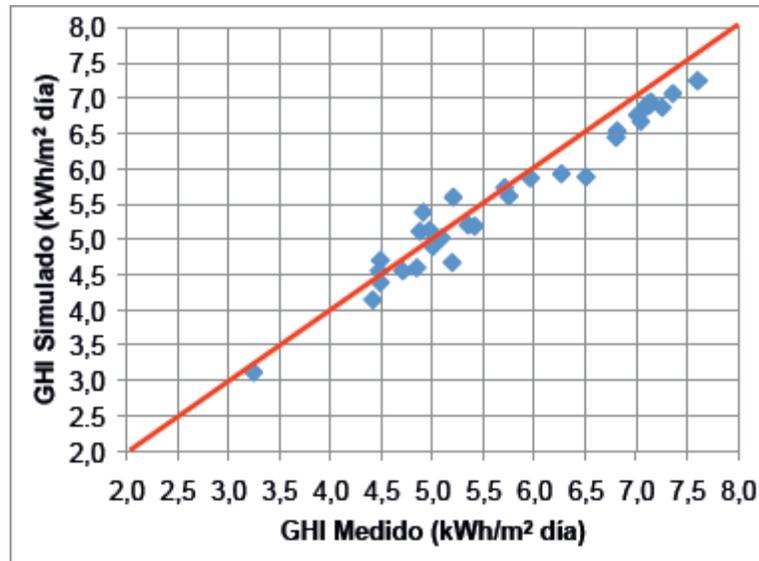


Figura 29: Comparación entre GHI modelado (línea roja) y GHI medido para cada estación estudiada (puntos azules) [9]

Se observa una leve tendencia a subestimar la radiación medida por parte del modelo, que en los peores casos llega aproximadamente al 10%, como en los casos de Antofagasta y Concón. Cabe mencionar que estas mediciones fueron realizadas en zonas cercanas a la costa, por lo que es posible que el modelo pierda precisión debido al efecto de la nubosidad costera.

Por otra parte, se puede apreciar que en algunos casos el modelo sobreestimó la radiación medida, como en los casos de Quinta Normal y La Pintana, donde la sobreestimación llegó a valores cercanos al 10%.

Ahora bien, en el caso de la radiación global solar sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste (RGS) sólo se pudo comparar con datos obtenidos por MINENERGIA/GIZ. Los resultados de esta modelación y su comparación con las mediciones reales están basados en el promedio 2010 – 2011 y se muestran en la Tabla 43, mientras que la comparación con los promedios mensuales se ilustra en la Figura 30:

Tabla 43: Comparación RGS simulada con RGS medida para distintas estaciones de medición [9]

Estación	RGS Medida (kWh/m <sup>2</sup> - día)	RGS Simulada (kWh/m <sup>2</sup> - día)	Simulada/Medida (%)
Pampa Camarones	9,0	8,6	95,7
Pozo Almonte	9,8	8,6	96,1
Crucero	10,3	9,7	94,4
Puerto Angamos	8,0	7,8	97,5
Salar	10,2	10,1	99,7
San Pedro	10,2	10,1	98,2
Cerro Armazones	11,7	10,8	92,2
Salvador	10,8	10,2	94,6
Inca de Oro	9,9	9,6	97,5

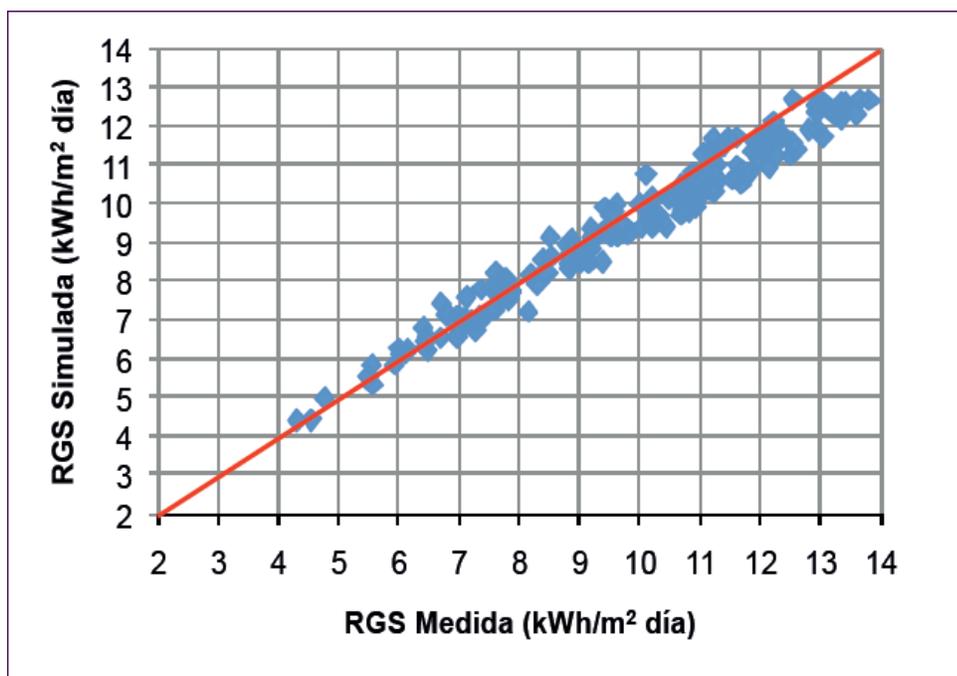


Figura 30: Comparación RGS medida por mes con RGS simulada para cada estación estudiada [9]

Todo lo anterior muestra que las modelaciones son lo suficientemente precisas para ser usadas en la estimación del potencial de proyectos PV.

### 7.1.2.2 Restricciones Territoriales

A continuación se resumen las principales restricciones territoriales a considerar: [9]

- El factor de planta debe ser al menos 0,3 para seguimiento en un eje y 0,24 para arreglos fijos.
- Una pendiente menor a 10° si esta está orientada hacia el norte, y menor a 4° si no lo está.
- Una distancia mínima de 500 [m] a centros poblados y urbanos.
- Una distancia mínima de 300 [m] a ríos, esteros y cuerpos de agua, de 100 [m] a la línea de costa y 60 [m] de líneas férreas y red vial.
- Se excluyen ciertas zonas protegidas y agrícolas.
- De los terrenos que cumplen con las restricciones recientemente mencionadas, sólo se consideran aquellos que dispongan de un mínimo de 15 [ha] de superficie continua.

### 7.1.2.3 Potencial Disponible

Después de realizados los estudios, la Tabla 44 muestra tanto la superficie como la capacidad instalable en cada región:

Tabla 44: Superficie disponible y capacidad instalable de generación solar fotovoltaica por región [9]

Región	Arreglo fijo		Arreglo con seguimiento	
	Superficie [ha]	Capacidad [MW]	Superficie [ha]	Capacidad [MW]
De Arica y Parinacota	104.015	20.803	205.024	41.005
De Tarapacá	309.163	61.833	1.055.670	211.134
De Antofagasta	4.995.313	999.063	6.003.064	1.200.613
De Atacama	769.467	153.893	920.363	184.073
De Coquimbo	11.442	2.288	16.201	3.240
De Valparaíso	117	23	319	64
Resto de las Regiones	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>6.189.517</b>	<b>1.237.903</b>	<b>8.200.641</b>	<b>1.640.128</b>

Es posible observar que la capacidad instalable es muy superior a la demanda máxima de ambos sistemas en conjunto. Sin embargo, nuevamente se tiene el problema de la intermitencia del recurso, y que la curva de carga típica de los sistemas generalmente no coincide con la disponibilidad horaria de esta fuente energética.

Los mapas de territorio donde existe capacidad instalable que cumpla con las restricciones territoriales son los mostrados en las Figuras 31 y 32.

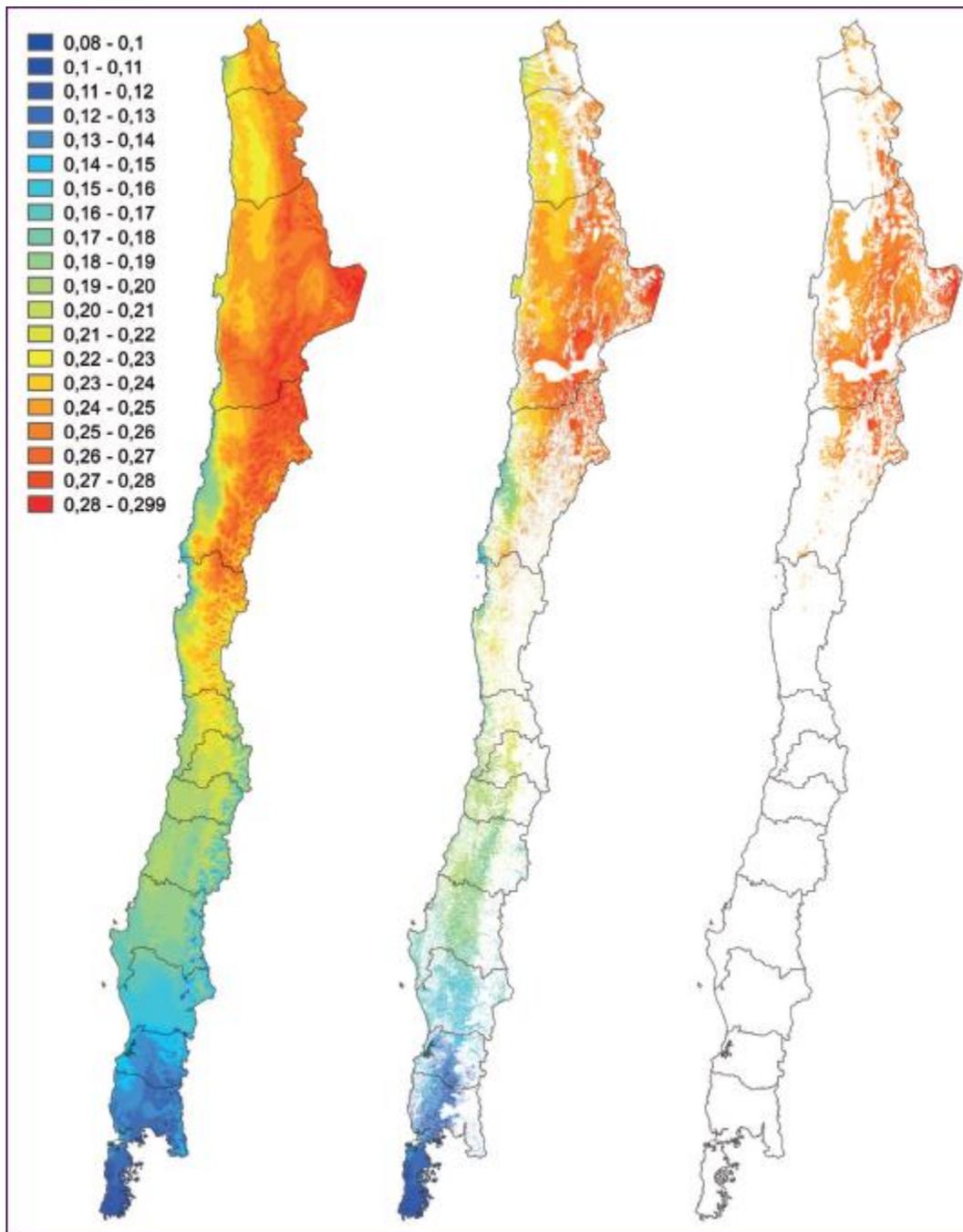


Figura 31: Distribución del factor de planta anual para proyectos fotovoltaicos sin seguimiento en el territorio en estudio sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,24 (medio) y la condición de superficie continua mínima, y considerando estas últimas restricciones (derecha) [9]

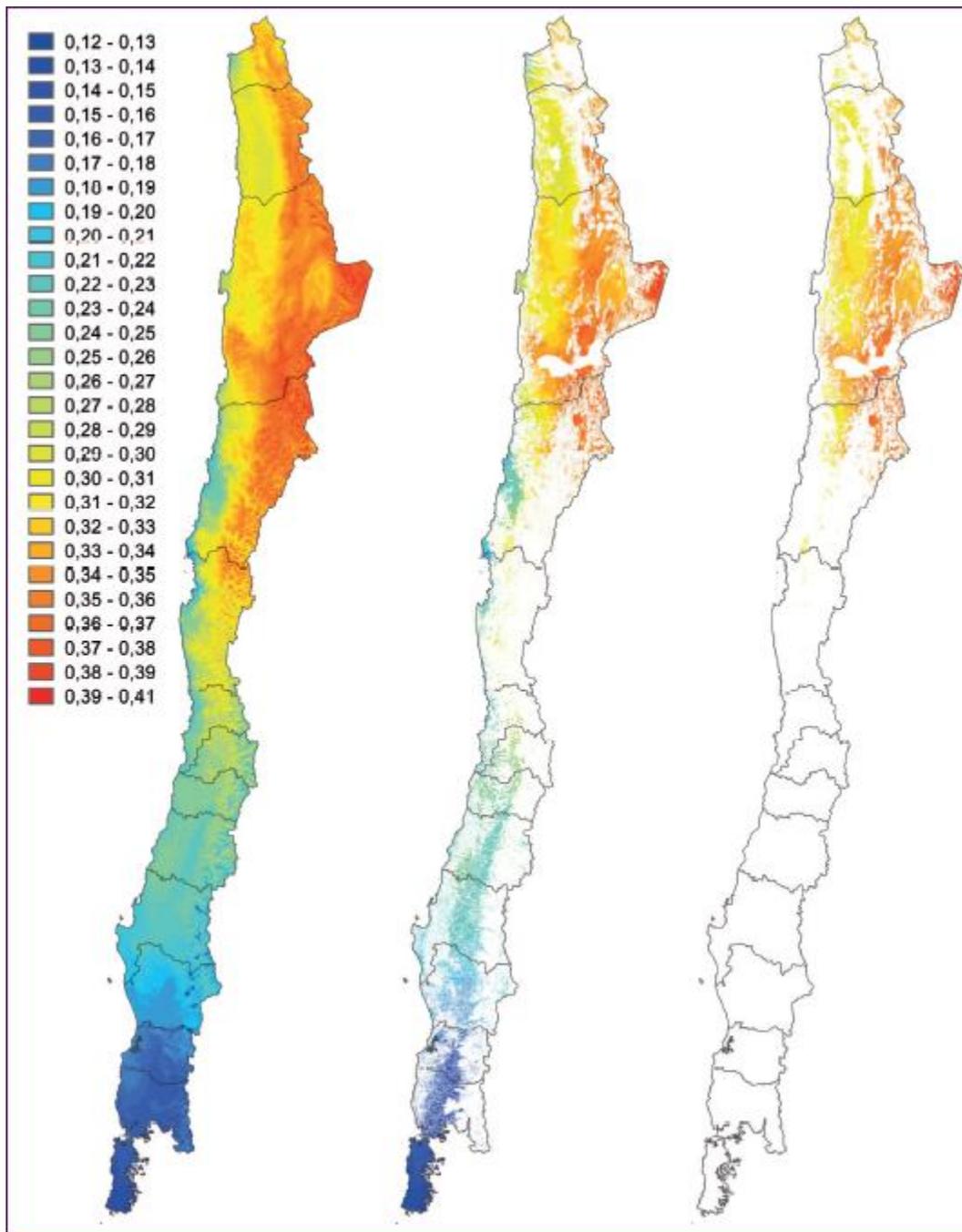


Figura 32: Distribución del factor de planta anual para proyectos fotovoltaicos con seguimiento en el territorio en estudio sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,3 (medio) y la condición de superficie continua mínima, y considerando estas últimas restricciones (derecha) [9]

### 7.1.3 Solar CSP (Termosolares)

#### 7.1.3.1 Metodología

Esta tecnología consiste en la utilización de reflectores cuyo fin es transformar la radiación directa incidente a energía térmica de alta temperatura, teniendo la opción de almacenarla, para finalmente transformarla a energía eléctrica. Se aplicó una metodología de estimación del potencial de generación basado en esta tecnología, la cual se ilustra en la Figura 33:

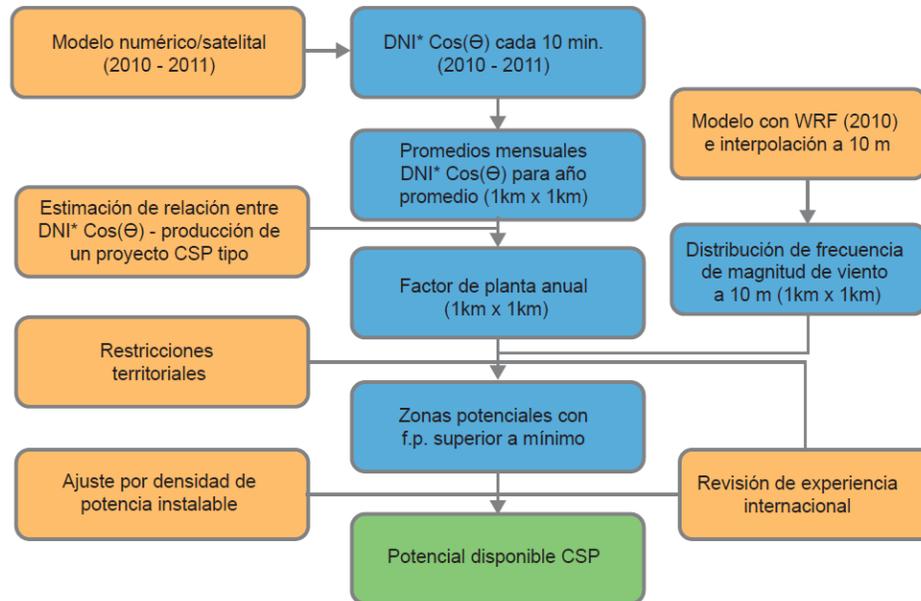


Figura 33: Diagrama de flujo de la metodología de estimación del potencial de generación solar CSP [9]

Dado que a la fecha no existen plantas de este tipo operativas en el país y que solo dos proyectos se han sometido a tramitación ambiental, la metodología incluyó eventuales proyectos de inversión para el cálculo del Potencial Disponible.

En la Figura 33 se puede apreciar que la estimación utiliza simulaciones de la radiación solar directa normal (DNI) multiplicada por el coseno del ángulo de incidencia con respecto a una normal al eje de los colectores solares, además de dividir el dominio del análisis en celdas de  $1 [km] \times 1 [km]$  y considerar restricciones territoriales y otros factores, similarmente a como se hizo en el análisis de las tecnologías anteriormente mencionadas. Además, la evaluación se realizó considerando un proyecto tipo de  $50 [MW]$  de capacidad instalada, con capacidad de acumulación térmica para generar electricidad durante 7,5 horas a potencia nominal, con sistema de condensación por aire y sin posibilidad de utilizar combustibles auxiliares para la generación eléctrica.

Existen varios tipos de colectores solares, sin embargo, debido a su mayor grado de desarrollo comercial y mayor capacidad operativa y en construcción a nivel internacional, se optó por realizar esta evaluación únicamente considerando sistemas que utilizan concentradores cilíndrico parabólicos, los cuales además se han concebido con sistemas de acumulación de energía térmica, lo cual permite generar electricidad durante la noche o en periodos de baja radiación solar.

Para la estimación de la radiación solar directa y la energía generada por un proyecto tipo en las localizaciones estudiadas se utilizaron datos de mediciones realizadas por el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar de Alemania y otros parámetros meteorológicos directamente registrados en las estaciones, o derivados de ellos. La Tabla 45 muestra el resultado de dichas estimaciones:

**Tabla 45: Estimación de la radiación solar directa en varias estaciones de medición [9]**

Localización de la estación	DNI ( $kWh/m^2 - día$ )	DNI * $\cos(\theta)$ ( $kWh/m^2 - día$ )	Energía (MWh/año)	f.p.
Pampa Camarones	7,15	6,70	181.721	0,415
Pozo Almonte	8,34	7,75	207.952	0,475
Crucero	9,20	8,50	221.446	0,506
San Pedro	8,76	8,08	205.161	0,468
Puerto Angamos	6,18	5,76	155.297	0,355
Cerro Armazones	10,10	9,28	222.881	0,509
Salvador	9,21	8,42	212.051	0,484
Inca de Oro	9,09	8,34	210.330	0,480

Cabe destacar que estos sistemas poseen un sistema de seguimiento de la posición óptima de captación de la radiación solar, de tal manera que el ángulo que forma el plano horizontal de captación con DNI sea lo más cercano posible a  $90^\circ$ . De esta manera,  $\theta$  vendría dado por la latitud de la estación de medición.

La Figura 34 muestra una relación entre el factor de planta del proyecto tipo con el promedio mensual de  $DNI \cdot \cos(\theta)$ , incluyendo además una curva de ajuste:

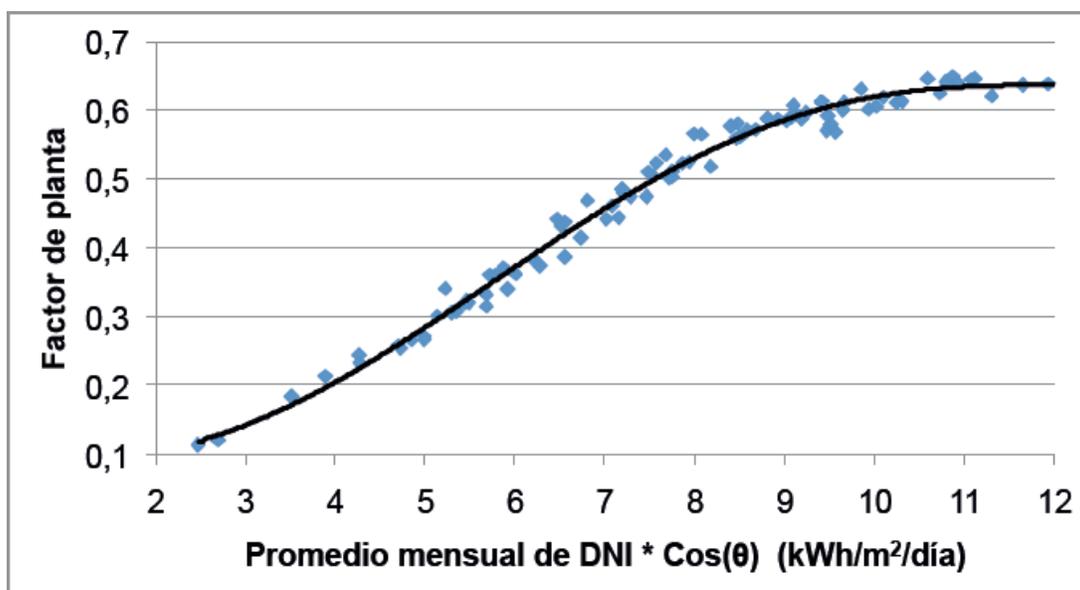


Figura 34: Relación entre factor de planta y promedio mensual de la componente normal de la radiación solar incidente para distintas estaciones de medición [9]

Con el fin de comparar estas simulaciones con mediciones reales, cabe mencionar que la mayoría de las estaciones de medición no registran DNI, sino que registran radiación global y radiación difusa. La magnitud de interés corresponde a la diferencia entre estas dos cantidades. La Tabla 46 muestra una comparación entre  $DNI \cdot \cos(\theta)$  medido y simulado en las distintas estaciones analizadas anteriormente:

Tabla 46: Comparación entre  $DNI \cdot \cos(\theta)$  medido y simulado [9]

Estación	Medido ( $kWh/m^2 - día$ )	Simulado ( $kWh/m^2 - día$ )	Simulado/ Medido (%)
Pampa Camarones	7,41	7,58	102,3
Pozo Almonte	8,57	8,40	98,0
Crucero	9,11	8,76	96,2
Puerto Angamos	6,17	6,28	101,8
Salar	9,13	9,35	102,3
San Pedro	9,08	9,24	101,7
Cerro Armazones	10,71	9,96	92,9
Salvador	9,79	9,35	95,5
Inca de Oro	8,94	8,76	97,9

Por su parte, la Figura 35 muestra un gráfico comparativo:

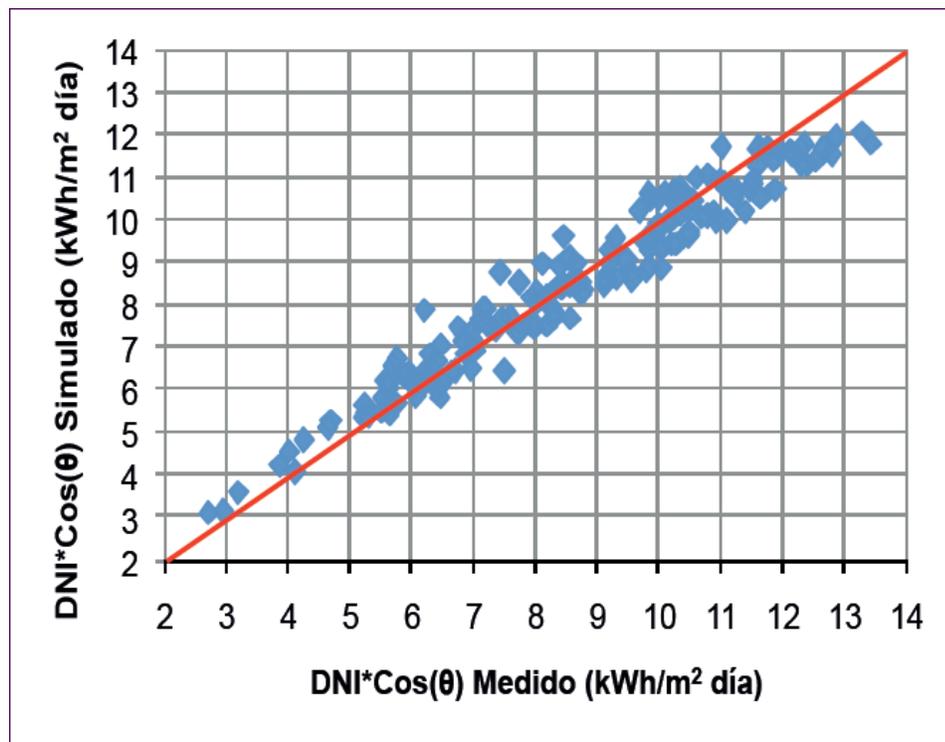


Figura 35: Gráfico comparativo entre valores simulados y medidos [9]

### 7.1.3.2 Restricciones Territoriales

Al igual que en los casos anteriores, se consideraron ciertas restricciones territoriales relacionadas con factor de planta, pendiente, distancias y características particulares del terreno, tal como se resume a continuación: [9]

- Considerando que este tipo de plantas requiere a lo menos el doble de inversión que proyectos eólicos o fotovoltaicos de similar tamaño, se requiere un factor de planta mayor para que estas sean económicamente viables. Se ha establecido arbitrariamente un factor de planta mínimo igual a 0,5.
- Una pendiente del terreno mayor que 1,8°.
- Una distancia de a lo menos 500 [m] a centros urbanos y poblados, 300 [m] a ríos, esteros y cuerpos de agua, 100 [m] a la línea de costa y 60 [m] a líneas férreas y red vial.
- Se excluyen ciertas zonas protegidas y agrícolas.
- De los terrenos que cumplen con las restricciones recientemente mencionadas, sólo se consideran aquellos que dispongan de un mínimo de 200 [ha] de superficie continua.

En la Figura 36 se muestra un mapa que ilustra las zonas que cumplen con las restricciones territoriales resumidas recientemente:

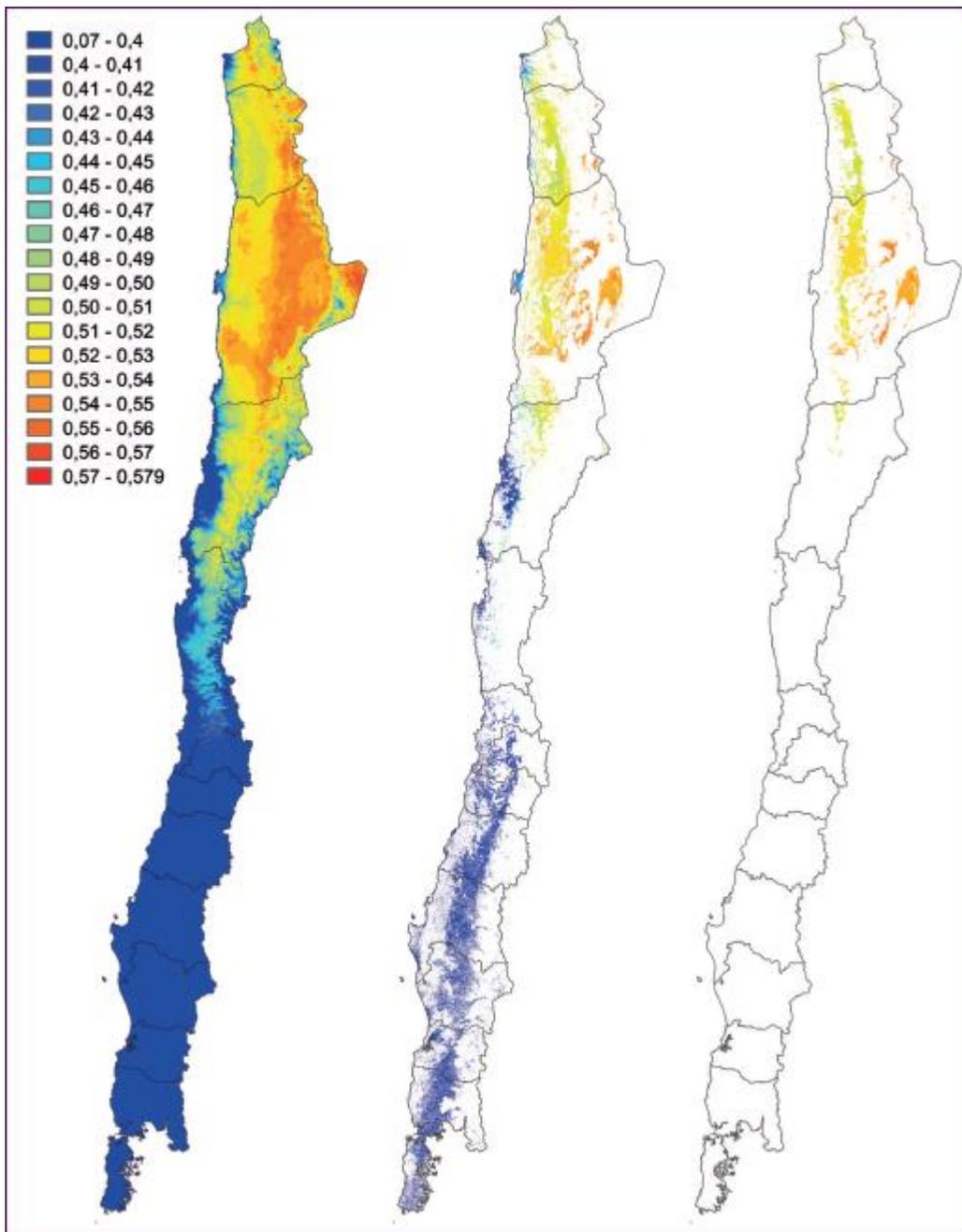


Figura 36: Distribución del factor de planta anual para proyectos solares CSP sin considerar restricciones territoriales (izquierda), considerando éstas a excepción del f.p. mínimo de 0,5 (medio) y la condición de superficie continua mínima, y considerando estas últimas restricciones (derecha) [9]

### 7.1.3.3 Estimación del Potencial Disponible

Dado todo lo anterior, la Tabla 47 muestra tanto la superficie disponible para el emplazamiento de proyectos Solares CSP en cada región como la capacidad instalable de esta tecnología en dicha superficie:

Tabla 47: Potencial solar CSP que cumple con las restricciones territoriales [9]

Región	Superficie (ha)	Capacidad (MW)
De Arica y Parinacota	25.242	6.311
De Tarapacá	544.339	136.085
De Antofagasta	1.579.472	394.868
De Atacama	62.427	15.607
Resto de las Regiones	0	0
<b>Total</b>	<b>2.211.480</b>	<b>552.871</b>

De esto se desprende que existe un gran potencial asociado a esta tecnología, que si bien es cierto es menor que en el caso fotovoltaico, provee un mayor factor de planta promedio, lo cual se traduce en una mayor disponibilidad del recurso.

## 7.1.4 Hidroeléctrica

### 7.1.4.1 Resumen Metodología

Para estimar el potencial hidroeléctrico disponible se consideró, por una parte, los derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos (DAANC) vigentes en Chile, y por otra, los caudales comprendidos entre los ríos Aconcagua (V región) y Puelo (extremo sur del SIC), tal como indica el diagrama de la Figura 37:

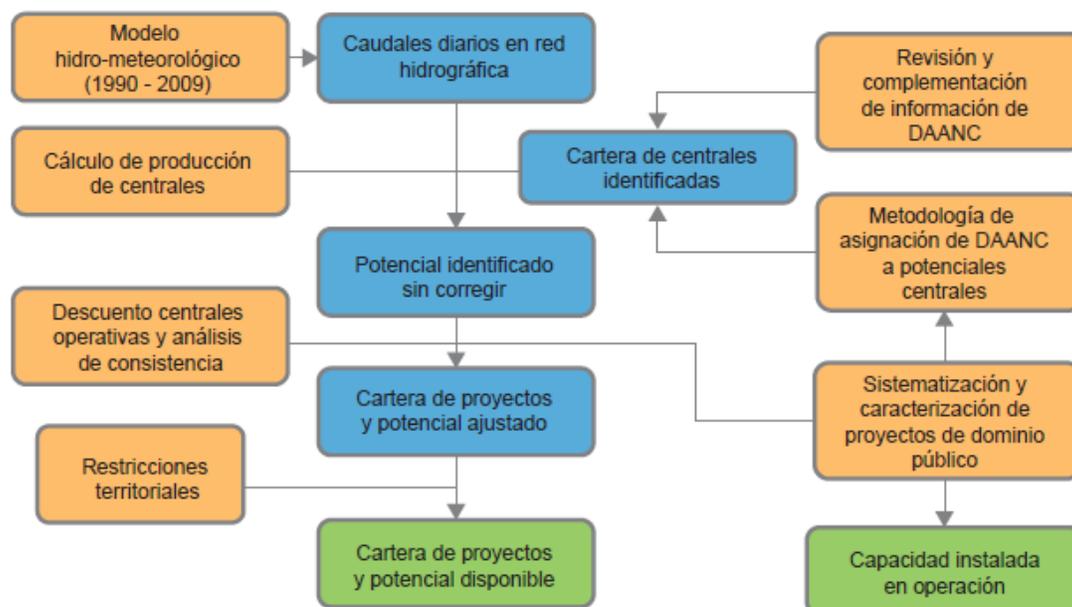


Figura 37: Diagrama de flujo de la metodología de estimación del potencial de generación hidroeléctrica [9]

Cabe destacar que no se consideró la zona norte debido a que no se contaba con simulaciones para ella. Para realizaron las simulaciones mediante el modelo hidrológico VIC (*Variable Infiltration Capacity Model*), cuyos datos de entrada de series horarias de precipitaciones, temperatura, humedad y radiación solar vienen dados por el modelo WRF descrito anteriormente, para una resolución espacial de 5 [km] x 5 [km]. La información sobre DAANC fue obtenida de las bases de datos publicadas por la Dirección General de Aguas (DGA).

#### 7.1.4.2 Restricciones Territoriales y Otras

Se excluyeron del análisis los posibles puntos de captación y restitución que no cumplieran algunos de los siguientes requisitos: [9]

- Tener un factor de planta igual o superior a 0,5. Las potenciales centrales cuyo factor de planta era superior a 0,3 e inferior a 0,5 se les redujo el caudal máximo hasta alcanzar un f.p. igual a 0,5, reduciendo como máximo el caudal a la mitad de su valor original. Si luego de esta reducción no alcanzaban dicho valor mínimo de factor de planta, se excluían del estudio.
- Ubicarse en zonas protegidas, es decir, parques nacionales y sitios bajo Convención de Rasmarr.
- Estar ubicados a una distancia de al menos 60 [m] de líneas férreas, red vial y Sendero de Chile.
- Tener una capacidad instalable superior a 0,1 [MW].

### 7.1.4.3 Centrales en Operación

La capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el SIC alcanzaba 5.938 [MW], la cual se desglosa en la Tabla 48:

Tabla 48: Capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el SIC [9]

Tipo	En cauces naturales		En obras de riego		Total	
	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW
Embalse	9	3.402	0	0	9	3.402
Pasada no ERNC	27	2.264	1	29	28	2.293
Pasada ERNC	31	167	10	46	41	243
Subtotal Pasada	58	2.461	11	75	69	2.536
Total	67	5.863	11	75	78	5.938

Se observa que más del 50% de la capacidad instalada proviene de centrales de embalse. Sin embargo, se espera que a futuro en la zona analizada exista una disminución de la participación de este tipo de centrales.

### 7.1.4.4 Potencial disponible

Las tablas presentadas a continuación muestran el potencial disponible de generación hidroeléctrica, excluyendo a las centrales ya existentes mostradas en la Tabla 48. La Tabla 49 muestra un resumen de los resultados obtenidos:

Tabla 49: Potencial hidroeléctrico y número de centrales instalables en el SIC, para cada etapa del proceso de estimación [9]

Etapa	Centrales (Nº)	Capacidad (MW)	P. Media (MW)
Potencial identificado sin corregir	2.013	19.231	10.253
Potencial sin DAANC de centrales de operación, luego de análisis de consistencia ( $> 0,1$ [MW] y f.p. $> 0,5$ )	1.098	12.637	7.741
Potencial disponible luego de restricciones territoriales	1.080	12.472	7.815

Por su parte, los resultados separados por tamaño de las centrales se muestran en la Tabla 50:

**Tabla 50: Potencial hidroeléctrico en el SIC por capacidad de centrales [9]**

Rango	Centrales (N°)	Capacidad (MW)	P. Media (MW)	f.p.	Energía anual (GWh)
0,1 - 1 MW	315	138	100	0,72	870,39
1 - 9 MW	505	1.848	1.169	0,63	10.198,74
9 - 20 MW	122	1.672	1.044	0,62	9.080,97
20- 40 MW	78	2.178	1.332	0,61	11.638,36
40 - 100 MW	36	2.115	1.397	0,66	12.228,08
> 100 MW	24	4.521	2.773	0,61	24.158,42
<b>Todas</b>	<b>1.080</b>	<b>12.472</b>	<b>7.815</b>	<b>0,63</b>	<b>68.830,47</b>

Se puede concluir que la energía anual esperada es considerable y con un mejor factor de planta que las tecnologías previamente estudiadas, aunque de acuerdo a la proyección mostrada en la Figura 2, no sería capaz de abastecer por sí sola la totalidad de la demanda energética a futuro.

No se observa una relación entre factor de planta y tamaño de las centrales. Además, la mayor parte de la potencia instalable proviene de las centrales de mayor tamaño.

La Figura 38 muestra un mapa de la localización de posibles centrales hidroeléctricas en la zona de estudio:

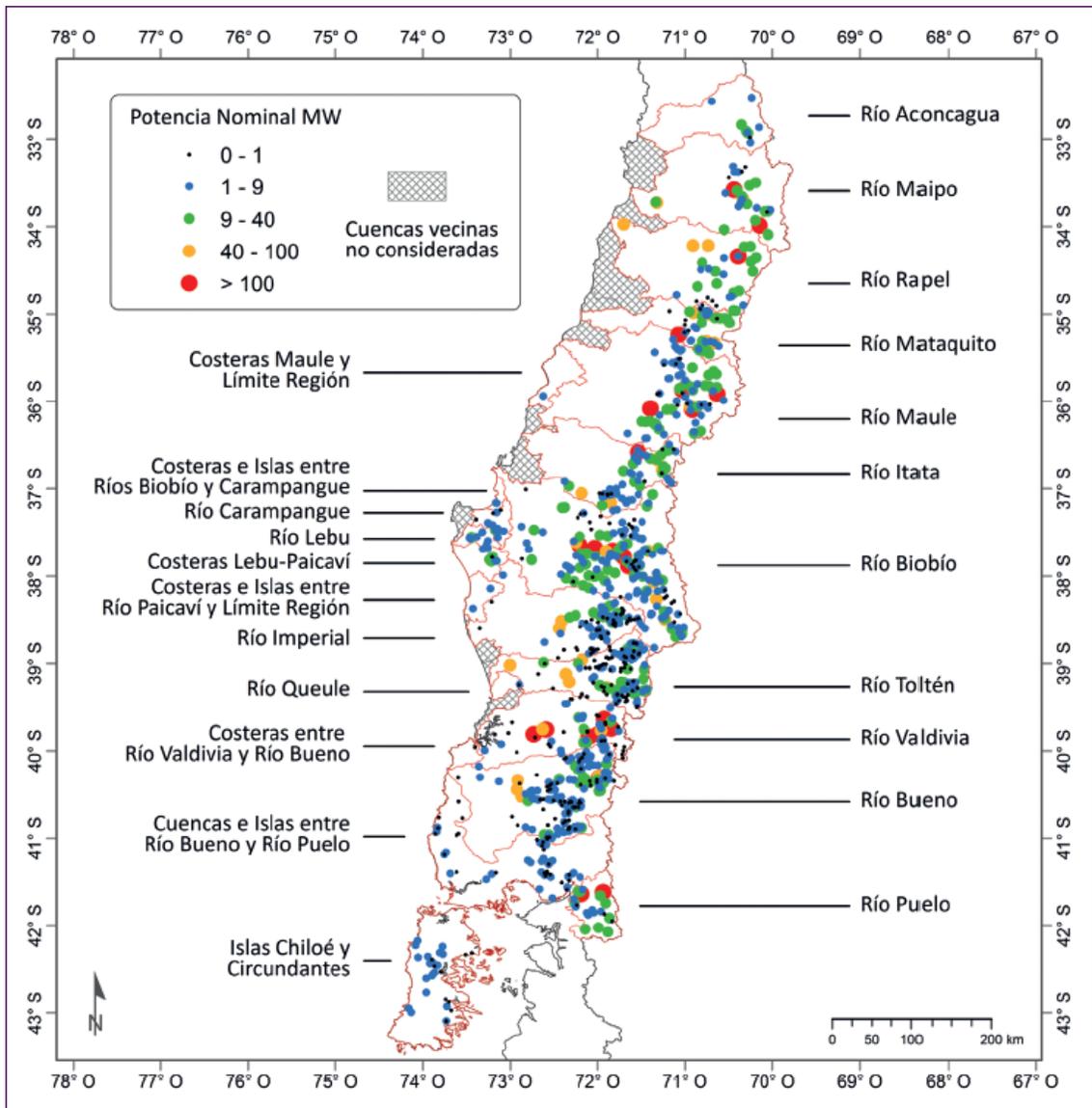


Figura 38: Localización de posibles centrales hidroeléctricas en la zona de estudio [9]

## 7.2 Costo de Desarrollo Aproximado de Centrales por Tecnología y Año

En un estudio como el realizado es esencial conocer los costos de desarrollo de las alternativas de generación a lo largo de los años. Para ello, se utilizaron datos relativos a costos de inversión, factor de planta y costos variables, obtenidos en su mayoría de proyectos en tramitación ambiental, del Centro de Energías Renovables y del documento *Escenarios Energéticos Chile 2030*. Para el cálculo del costo de desarrollo no se consideró el ingreso por capacidad, y se tomó una tasa de descuento igual a **10%** y una tasa de impuesto del **20%** [13].

## 7.2.1 Metodología de Cálculo

Por definición, el costo de desarrollo corresponde al valor mínimo que debe pagarse por [MWh] generado con tal que el VAN del proyecto sea por lo menos igual a cero. Para efectos de cálculo no se han considerado los ingresos por capacidad debido a su poca influencia en los cálculos. La fórmula que permite calcular este valor sin considerar ingresos por capacidad es la siguiente:

$$C_d = \frac{1000 * I_u}{(1 - t) * f_p * 8760} \left( FRC - \frac{t}{v_u} \right) + C_v$$

Siendo  $C_d$  el costo de desarrollo de la tecnología,  $I_u$  la inversión en  $\left[ \frac{MUS\$}{MW} \right]$ ,  $t$  la tasa de impuesto en tanto por uno,  $f_p$  el factor de planta,  $FRC$  el factor de recuperación del capital,  $v_u$  la vida útil de la central en años y  $C_v$  los costos variables en  $\left[ \frac{US\$}{MWh} \right]$ .

La Tabla 51 muestra rangos para los valores de inversión unitaria y para los costos de desarrollo calculados.

**Tabla 51: Rangos de Costos de Desarrollo para las Tecnologías Estudiadas (Fuente: Elaboración propia basada en [12], [13] y [15])**

Fuente	Inversión Unitaria (MUS\$/MW)	Costo de desarrollo (US\$/MWh)		
		Mínimo	Promedio	Máximo
Biomasa	1.300 – 3.610	65,9	84,2	108,6
Carbón	2.078 – 3.355	72,9	82,9	99,1
Diesel	500	167,8	167,8	167,8
Eólica Terrestre	1.500 – 2.400	77,6	97,3	117,1
GNL C.C.	893 – 1.433	102,1	108,2	114,4
Geotermia	3.600 – 13.000	78,0	162,8	247,6
Hidráulica	2.000 – 3.000	39,3	52,8	66,4
Mareomotriz	5.000 – 5.500	276,1	289,2	302,4
Undimotriz	3.000 – 13.000	171,0	433,7	696,4
Nuclear	3.966	77,9	77,9	77,9
Solar	1.500 – 2.000	87,3	100,1	112,8

Por su parte, la Tabla 52 muestra una estimación de la evolución de los costos de desarrollo de las tecnologías estudiadas. Para ello, se han realizado los siguientes supuestos:

- Dado que no se prevé escasez de carbón para el año 2030, se ha considerado que el costo de dicho combustible no debiese sufrir una variación importante hasta ese año y, por lo tanto, los costos de desarrollo de las centrales a carbón deberían mantenerse relativamente constantes.
- El precio del GNL se consideró igual a **12 [US\$/MMBTU]** para el año 2014. Se estimó una eficiencia del 33% para centrales de ciclo abierto y 50% para centrales de ciclo combinado. Además, se consideró que este precio iba a aumentar proporcionalmente al costo del GNL presente en *Escenarios Energéticos Chile 2030*, pag. 88 [12].

Tabla 52: Costos de desarrollo de tecnologías de generación para los años 2014, 2020 y 2030. (Fuente: Elaboración propia basada en [12], [13] y [15])

<b>Fuente</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Costo de Desarrollo 2014 (US\$/MWh)</b>	<b>Costo de Desarrollo 2020 (US\$/MWh)</b>	<b>Costo de Desarrollo 2030 (US\$/MWh)</b>
Biomasa	TV	108,62	105,17	101,63
	IGCC	65,91	61,82	56,73
	Co-combustión con carbón	72,05	75,65	75,55
	CHP	90,35	85,85	80,78
Carbón	Base	75,58	75,58	75,58
	Combustible Pulverizado	72,90	72,90	72,90
	CP con CCS	99,09	99,09	99,09
	Lecho fluido circulante	73,58	73,58	73,58
	Gasificación integrada	80,10	80,10	80,10
	Gas. Int. Con CCS	95,99	95,99	95,99
Diesel	Diesel	167,82	196,32	210,32
Eólica	Marítima	136,49	118,85	98,79
	Terrestre	97,33	84,03	74,07
GNL	GNL C. Abierto	135,89	143,18	172,98
	GNL C. Combinado	102,12	105,30	124,36
	C. Comb. Con CCS	114,37	115,52	133,52
Geotermia	Geotermia	162,8	162,8	162,8
Hidráulica	Embalse	39,30	39,30	39,30
	Pasada	56,97	56,97	56,97
	Minihidro	66,38	66,38	66,38
Mareomotriz	Mareomotriz	289,23	199,03	174,15
Undimotriz	Undimotriz	433,71	377,93	207,46
Nuclear	Nuclear III+	77,89	70,01	69,14
	Nuclear IV	77,89	70,01	69,14
Solar	Solar CSP	163,26	127,82	102,33
	Solar PV	100,05	72,66	58,86

### 7.3 Precio Medio de Mercado SIC y SING hasta Septiembre de 2014 [14]

A continuación se muestran los precios medios de mercado publicados por la CNE a Septiembre de 2014, los cuales se utilizaron como referencia en el desarrollo de esta memoria. Se consideró una tasa de cambio de  $US\$ 1 = CLP 590$ :

#### 7.3.1 PMM SIC

Tabla 53: Precio Medio de Mercado en el SIC 2014

Fecha de Publicación	Ventana de 4 meses	Fijación Precio Nudo de	PMM SIC (CLP/kWh)	PMM SIC (US\$/MWh)
02 de Mayo de 2014	Noviembre 2013 - Febrero 2014	Abril 2014	52,95	<b>89,74</b>
03 de Junio de 2014	Diciembre 2013 - Marzo 2014	Abril 2014	55,68	<b>94,37</b>
02 de Julio de 2014	Enero 2014 - Abril 2014	Abril 2014	56,42	<b>95,62</b>
01 de Agosto de 2014	Febrero 2014 - Mayo 2014	Abril 2014	56,03	<b>94,97</b>
02 de Septiembre de 2014	Marzo 2014 - Junio 2014	Abril 2014	58,07	<b>98,42</b>

#### 7.3.2 PMM SING

Tabla 54: Precio Medio de Mercado en el SING 2014

Fecha de Publicación	Ventana de 4 meses	Fijación Precio Nudo de	PMM SING (CLP/kWh)	PMM SING (US\$/MWh)
02 de Mayo de 2014	Noviembre 2013 - Febrero 2014	Abril 2014	55,47	<b>94,02</b>
03 de Junio de 2014	Diciembre 2013 - Marzo 2014	Abril 2014	56,28	<b>95,39</b>
02 de Julio de 2014	Enero 2014 - Abril 2014	Abril 2014	57,71	<b>97,81</b>
01 de Agosto de 2014	Febrero 2014 - Mayo 2014	Abril 2014	58,37	<b>98,93</b>
02 de Septiembre de 2014	Marzo 2014 - Junio 2014	Abril 2014	57,74	<b>97,87</b>