



Energías Renovables en Chile

El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé

Energías Renovables en Chile

El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé

ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE

EL POTENCIAL EÓLICO, SOLAR E HIDROELÉCTRICO DE ARICA A CHILOÉ

Publicado por:

Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables
en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGIA / GIZ)

Ministerio de Energía

Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13
Santiago, Chile
www.minenergia.cl

**Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Federico Froebel 1776, Providencia
Santiago, Chile
www.giz.de

Autor:

Christian Santana O., Consultor

Coautores:

Mark Falvey, Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile
Marcelo Ibarra L., Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile
Montserrat García H., Consultora

Diseño y diagramación: Hernán Romero D.

ISBN: 978-956-8066-15-4

Santiago de Chile, 2014

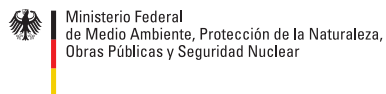
ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE

EL POTENCIAL EÓLICO, SOLAR E HIDROELÉCTRICO DE ARICA A CHILOÉ



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

Aclaración

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados”, implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Internacional para la Protección del Clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB) de Alemania. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Se autoriza la reproducción parcial o total del presente documento, siempre que se cite la fuente de referencia.

Despegue de las Energías Renovables: Un desafío para Chile

Chile vive un momento crucial en su historia, se enfrenta al enorme desafío de generar las condiciones adecuadas para llegar a ser un país desarrollado en la próxima década. La aspiración del Gobierno es acelerar la incorporación de las energías renovables no convencionales (ERNC) en nuestra matriz energética, de manera que éstas puedan alcanzar un mayor porcentaje de representación de la misma.

Así lo define el segundo pilar de la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, mediante el cual se consolidarán e implementarán herramientas de información actualizada y de carácter público que servirán para orientar y facilitar decisiones de inversión privada en proyectos con ERNC.

En el año 2013 Chile dio un paso fundamental en la consecución de ese objetivo: se publicó la Ley 20.698, que establece que al año 2025, el 20% de la energía comercializada debe provenir de fuentes renovables no convencionales, e introduce mecanismos de licitación de bloques de ERNC para apoyar el cumplimiento de esta nueva meta.

Sin embargo, estimamos que es necesario apoyar y facilitar el cumplimiento de esta meta, y para tales efectos estamos avanzando en la identificación de los recursos energéticos presentes en el país. Durante el año 2012 y 2013 se puso a disposición del público una nueva versión del Explorador de Energía Eólica y del Explorador de Energía Solar, se incorporó un nuevo Explorador de Energía Marina con apoyo de la Armada de Chile y el Explorador de Bioenergía Forestal en conjunto con la Corporación Nacional Forestal.

En dicho contexto, el presente libro constituye un valioso aporte, ya que por primera vez se levanta un diagnóstico completo sobre el potencial eólico, solar e hidráulico para generación de electricidad desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, lo que apoyará decididamente al diseño de políticas públicas de fomento para las ERNC y a la orientación para inversionistas en general.

Jorge Bunster Betteley
Ministro de Energía

Índice de contenidos

1	Introducción	1
2	Alcances de la evaluación	5
2.1	Consideraciones generales del análisis de potenciales	7
2.2	Límites de la evaluación	8
2.3	Aspectos metodológicos generales	10
2.4	Herramientas de análisis utilizadas	11
2.4.1	Modelación meteorológica	11
2.4.2	Metodología de reconstrucción climatológica de viento	12
2.4.3	Modelación de radiación solar	13
2.4.4	Modelación hidro-meteorológica	13
2.4.5	Modelo de análisis espacial	14
3	Evaluación del potencial eólico	17
3.1	Síntesis metodológica	19
3.2	Validación de las simulaciones con WRF y ajustes a la producción	20
3.3	Caracterización de proyectos de dominio público	23
3.4	Parámetros utilizados en la evaluación	26
3.4.1	Selección de parámetros relacionados con la tecnología	26
3.4.2	Condiciones territoriales seleccionadas para la evaluación	28
3.4.3	Factor de planta seleccionado	31
3.4.4	Resumen de restricciones territoriales	32
3.5	Potencial eólico estimado	33
3.5.1	Potencial de la cartera de proyectos	33
3.5.2	Potencial eólico disponible	34
3.6	Comportamiento temporal del recurso eólico	42
3.6.1	Ciclo diario y anual de la producción eólica	43
3.6.2	Variabilidad interanual: 1980 - 2012	50
3.6.3	Complementariedad entre regímenes de viento	52
4	Evaluación del potencial solar - PV	55
4.1	Síntesis metodológica	57
4.2	Validación de simulación de radiación global incidente	58
4.3	Metodología de cálculo de producción	61
4.3.1	Descripción de la metodología y ajustes a la producción simulada	61
4.3.2	Comparación de producción simulada y derivada de registros	63
4.4	Parámetros utilizados en la evaluación	64
4.4.1	Configuraciones de proyectos evaluadas	64
4.4.2	Condiciones territoriales seleccionadas para la evaluación	65
4.4.3	Factores de planta seleccionados	66
4.4.4	Resumen de restricciones territoriales	66
4.5	Potencial solar - PV disponible	67
4.6	Comportamiento temporal del potencial solar - PV	74
4.6.1	Ciclo diario y anual de la producción PV	75
4.6.2	Variabilidad 2004-2012 de la producción PV	78

5 Evaluación del potencial solar - CSP	81
5.1 Síntesis metodológica	83
5.2 Metodología de cálculo de producción CSP.....	84
5.2.1 Proyecto tipo evaluado.....	84
5.2.2 Descripción de la metodología de cálculo de producción	86
5.3 Validación de simulación de $DNI * \cos(\theta)$	87
5.4 Parámetros utilizados en la evaluación.....	88
5.4.1 Condiciones territoriales seleccionadas para la evaluación	88
5.4.2 Factor de planta seleccionado	90
5.4.3 Resumen de restricciones territoriales	90
5.5 Potencial solar CSP disponible	91
5.6 Comportamiento temporal del potencial solar - CSP	94
5.6.1 Ciclo anual de la producción CSP.....	95
5.6.2 Variabilidad 2004 - 2012 de la producción CSP	96
6 Evaluación del potencial hidroeléctrico	97
6.1 Síntesis metodológica	99
6.2 Metodología de identificación y de estimación de producción de potenciales centrales.....	100
6.2.1 Procesamiento de la información de DAANC.....	100
6.2.2 Metodología de asignación de DAANC a potenciales centrales hidroeléctricas.....	101
6.2.3 Estimación del caudal asignado a las potenciales centrales hidroeléctricas	102
6.2.4 Estimación de la producción de energía de las centrales potenciales	104
6.3 Validación de la metodología.....	105
6.3.1 Validación de la producción estimada con caudales modelados	105
6.3.2 Validación de la metodología de identificación de centrales potenciales	108
6.4 Resumen de restricciones territoriales.....	111
6.5 Centrales en operación.....	111
6.6 Potencial hidroeléctrico disponible.....	113
6.6.1 Consideraciones y resultado global.....	113
6.6.2 Resultados por cuenca hidrográfica	115
6.6.3 Resultados por rango de tamaño	117
6.7 Comportamiento temporal del potencial hidroeléctrico estimado.....	120
6.7.1 Ciclo anual de la producción hidroeléctrica simulada	120
6.7.2 Variabilidad 1990 - 2008.....	123
7 Síntesis del potencial de energías renovables evaluado	127
Anexo 1: Estaciones de prospección eólica y solar	137
Anexo 2: Áreas protegidas consideradas en la evaluación	140

Abreviaturas y denominaciones territoriales

Abreviaturas

CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CEAZA	Centro de Estudios Avanzados en Zonas Áridas
CENMA	Centro Nacional del Medio Ambiente
CNE	Comisión Nacional de Energía
CONAF	Corporación Nacional Forestal
CSP	Concentración solar para generación eléctrica o solar termoeléctrica
DAANC	Derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos
DFL	Decreto con fuerza de ley
DL	Decreto ley
DGA	Dirección General de Aguas
DGF	Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile
DNI	Radiación solar directa normal
DS	Decreto supremo
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
f.p.	Factor de planta
GFS	Global Forecast System
GHI	Radiación global horizontal
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (Cooperación Alemana al Desarrollo)
GWh	Gigawatthora
ha	Hectáreas
ha/MW	Hectáreas por MW
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh/m ² día	Kilowattthora por metro cuadrado por día
MAE	Modelo de análisis espacial
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
MBN	Ministerio de Bienes Nacionales
MGNC	Medios de Generación No Convencionales
MINENERGIA	Ministerio de Energía
MODIS	Moderate Resolucion Imaging Spectrometer, NASA, USA
m/s	Metros por segundo
msnm	Metros sobre nivel del mar
MW	Megavatio
MW/km ²	Megavatio por kilómetro cuadrado
MWh	Megawatthora
NCAR	National Center for Atmospheric Research, USA
NCEP	National Centers for Environmental Prediction, USA
NREL	National Renewable Energy Laboratory, USA
PMG	Pequeño Medio de Generación
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido
PTD	Potencia teórica de diseño de una central hidroeléctrica
PV	Fotovoltaico/a
Ramsar	Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional
RDS	Radiación solar difusa sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste

RGS	Radiación global solar sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste
RGI	Radiación solar global incidente sobre una superficie
SAM	System Advisor Model
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SIC	Sistema Interconectado Central
SIG	Sistema de Información Geográfico
SINCA	Sistema de Información Nacional de Calidad de Aire
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SNASPE	Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado
T°	Temperatura ambiental
v	Magnitud del viento
VIC	Variable Infiltration Capacity Model
WGS 84	Sistema Geodésico Mundial 1984 (World Geodesic System 1984)
WRDC	Centro Mundial de Datos de Radiación Solar
WRF	Weather Research and Forecasting Model

Denominaciones territoriales utilizadas

Norte Grande	Desde el límite con Perú por el norte y hasta el río Copiapó por el sur
Norte Chico	Desde el Río Copiapó por el norte y hasta el Río Aconcagua por el sur
Zona Central	Desde el río Aconcagua por el norte y hasta el río Biobío por el sur
Zona Sur	Desde el Río Biobío por el norte y hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur



1

Introducción

1 Introducción

Desde mediados de la década pasada la Comisión Nacional de Energía (CNE), primero, y luego el Ministerio de Energía (MINENERGIA); en conjunto con Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, han impulsado líneas de trabajo destinadas a mejorar el conocimiento del potencial de las energías renovables en Chile. Entre ellas destacan campañas de prospección del recurso eólico y solar, así como el desarrollo de estudios y el perfeccionamiento de herramientas de modelación numérica aplicadas a la realidad nacional, que permiten evaluar el comportamiento de los recursos energéticos renovables con una cobertura espacial y temporal cada vez mayor.

La información generada por esos medios ha probado ser una útil herramienta para el desarrollo de políticas públicas tendientes al impulso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), y su divulgación ha permitido facilitar el desarrollo de proyectos de inversión en tecnologías para su aprovechamiento y la investigación científica sobre los recursos energéticos autóctonos, entre otras materias.

Si bien probablemente aún quede bastante camino por recorrer para contar con una comprensión plena del potencial de las energías renovables en el país, la información levantada y las herramientas de análisis desarrolladas permiten aproximarnos al potencial de algunas de ellas.

El presente documento contiene una evaluación del potencial eólico, solar e hidráulico para generación de electricidad desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, basada en herramientas de modelación numérica de procesos meteorológicos e hidrológicos, y enriquecida con antecedentes sistematizados de los proyectos de inversión en energías renovables en desarrollo o evaluación en el país.

Los alcances generales de la evaluación que permiten contextualizar adecuadamente los resultados obtenidos, así como una breve descripción de las herramientas de análisis utilizadas, se abordan en el capítulo 2. Si bien para los tres tipos de fuentes energéticas evaluadas se utiliza un concepto metodológico similar y, en algunos casos, fuentes de información comunes; las herramientas y los supuestos aplicados son específicos de cada una de ellas. Consecuentemente, este informe se estructura en capítulos por tipo de fuente donde se profundiza la discusión metodológica y se presentan los resultados. Para el caso del potencial solar, la evaluación se realiza para las dos tipologías de tecnologías hoy más difundidas: fotovoltaica (PV) y solar termoelectrica de concentración (CSP).

Finalmente se ha incluido un capítulo de síntesis de los resultados donde además se presentan el potencial agregado entre las fuentes de energía evaluadas.



2

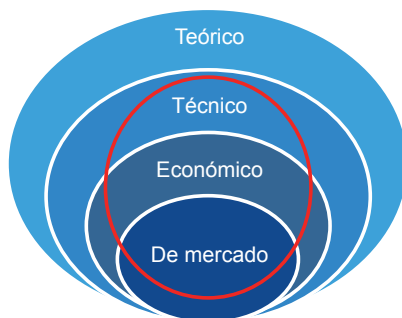
Alcances de la Evaluación

2 Alcances de la Evaluación

2.1 Consideraciones generales del análisis de potenciales

Muchas veces los análisis del potencial de energías renovables suelen llevar a confusión o a diferencias significativas entre autores. Además de las fuentes de información, metodologías y supuestos utilizados, una de las causas de esas diferencias radica en que no siempre se analiza el mismo tipo de potencial. La siguiente figura muestra una posible clasificación de ellos en cuatro categorías: teórico, técnico, económico y de mercado.

Figura 1: Tipos de potencial de energías renovables y ámbito de representatividad del potencial estimado en este trabajo (óvalo rojo).



Fuente: Adaptado de NREL, 2012.¹

El primero de ellos evalúa la disponibilidad total de energía de las fuentes renovables con aproximaciones teóricas, sin discriminar la viabilidad técnica y económica de su aprovechamiento. Bajo esta aproximación todas las energías renovables suelen tener potenciales de gran magnitud.

El potencial técnico, por su parte, toma en consideración las posibilidades de aprovechamiento de las fuentes de energía considerando, entre otras cosas, el desarrollo tecnológico y restricciones territoriales y/o legales relacionadas con el uso del suelo. Por ejemplo, si bien el potencial teórico de la energía de los mares en el país es enorme, su potencial técnico aún es bajo debido a que las tecnologías para su aprovechamiento se encuentran en etapas iniciales de maduración, sin perjuicio que en el mediano plazo pueden llegar a ser tecnologías comerciales.

El potencial económico considera la competitividad de las energías renovables respecto de otras fuentes de suministro, la cual es una función del grado de madurez tecnológica y de su impacto en los costos de inversión y operación, de la disponibilidad de infraestructura y, principalmente, de la evolución de los precios de la energía y su proyección en el tiempo.

Finalmente, el potencial de mercado suele reflejar la fracción del potencial económico que es posible desarrollar bajo las condiciones presentes en un momento dado. Entre otras, esas condiciones consideran el crecimiento de la demanda de energía o la capacidad de sustitución de energías fósiles, restricciones operacionales de los sistemas energéticos, el grado de disposición de los inversionistas y financistas para emprender los distintos tipos de proyectos de energías renovables, y el marco regulatorio que pueda existir.

¹ U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Julio de 2012.

Todos los tipos de potenciales señalados son dinámicos en el tiempo², siendo el de mercado el que presenta mayor variabilidad debido a la multiplicidad de factores que en él intervienen. La evaluación de potencial aquí desarrollada no es posible encasillarla en una de las categorías señaladas. Si bien el enfoque permite concentrar el análisis en el potencial técnico, pues considera restricciones al uso del territorio; también se establecen requisitos mínimos de desempeño en la producción de energía para cada tecnología evaluada. Al menos en los casos eólico, fotovoltaico e hidroeléctrico, esos requisitos indirectamente reflejan un juicio respecto del desempeño económico que probablemente deberían tener los proyectos para ser competitivos con otras fuentes de energía, lo cual constituye una aproximación al potencial económico, aun cuando no se han evaluado todos los parámetros que intervienen en dicha categoría de potencial.

Por su parte, los altos niveles de precios de la energía en Chile presentes al momento de realizar este trabajo pueden hacer viables proyectos con desempeños en su producción inferiores a los mínimos establecidos en la evaluación de potencial, es decir, el potencial de mercado representativo de las condiciones imperantes no estaría necesariamente contenido en la evaluación aquí desarrollada.

En consecuencia, el potencial de energías renovables aquí estimado, puede considerarse como un subconjunto del potencial técnico, orientado a identificar aquella fracción que podría tener un desempeño relativamente elevado en la producción de energía, lo que no debe interpretarse como que proyectos con desempeños inferiores no sean económicamente viables en Chile, en particular bajo las condiciones de precios presentes en el país durante lo que va corrido de la década del 2010.

2.2 Límites de la evaluación

Como se ha señalado en el punto anterior, el potencial de energías renovables aquí evaluado corresponde a la fracción del potencial técnico que cumple criterios mínimos en la producción de energía, los que son definidos para cada tecnología evaluada. Es necesario tener presente que, a diferencia de una evaluación de mercado, no considera la competencia que puede existir por el uso del territorio con otras actividades económicas, y el impacto que ello puede tener en la viabilidad de los proyectos de energías renovables.

Además, la evaluación está sujeta a las siguientes consideraciones o restricciones:

Orientada a la identificación del “potencial disponible”: para efectos de este trabajo, en general se entenderá como potencial disponible aquella fracción del potencial evaluado que no contaba con proyectos operativos a la fecha representativa de la evaluación. La intención tras este concepto, es dimensionar un límite superior aún sin explotar para el desarrollo de las energías renovables evaluadas dentro del dominio de análisis.

Sin perjuicio de lo anterior, este concepto varía levemente para cada tecnología evaluada. La mayor variación se presenta en el caso eólico donde se ha excluido la cartera de proyectos de dominio público³ del potencial disponible, con la intención de enfatizar el potencial con altos rendimientos de producción que aún se encontraría disponible.

Fuentes de energía consideradas: Sólo se han evaluado los potenciales de energía eólica, solar e hidráulica en cauces naturales, donde se concentra la cartera de proyectos

² Incluso el potencial teórico es dinámico, pues depende de la evolución del clima.

³ Entendidos como aquellos proyectos que se habían sometido a tramitación ambiental hasta el 31 de diciembre de 2012.

en evaluación en el país. Aun cuando otras fuentes de energías renovables tienen en Chile perspectivas interesantes para generación eléctrica, para algunas la información y las metodologías disponibles a la fecha de realización de este trabajo sólo permitían una estimación muy indirecta del potencial (geotermia), su potencial en comparación a las energías evaluadas aparenta ser bajo (biogás) o existían estudios específicos en desarrollo (biomasa). No se consideró la energía de los mares debido a su menor maduración tecnológica respecto de las energías evaluadas.

Como el objetivo es estimar un potencial expresado como capacidad instalable y su producción de energía asociada, el análisis considera “tecnologías tipo” que permiten transformar el recurso energético en los parámetros objetivo. Como consecuencia de ello, se abordan de manera separada el potencial de la tecnología fotovoltaica y el potencial de la tecnología de concentración solar para generación eléctrica.

Aplicaciones representativas: La evaluación se concentró en aplicaciones de energías renovables para generación eléctrica, principalmente orientadas a su integración al mercado eléctrico nacional. Por ello, se focaliza en proyectos de capacidad instalada significativa, con la excepción de centrales hidroeléctricas donde el límite inferior se definió en 100 kW, dado que la experiencia reciente en el país muestra que proyectos cercanos a ese tamaño están integrados al mercado eléctrico. No están considerados en el análisis proyectos orientados al autoconsumo o fotovoltaicos en zonas urbanas.

Dominio de análisis: Corresponde a las zonas cubiertas al año 2012 por los sistemas interconectados del Norte Grande (SING) y Central (SIC), incluyendo la posibilidad de conexión de proyectos distantes, aproximadamente, a 100 km de las líneas de transmisión existentes a esa fecha. Ello abarca el territorio nacional desde la frontera norte con Perú hasta la Isla Grande de Chiloé.

Fecha representativa de la evaluación:

La información utilizada en el análisis da cuenta de la situación existente al 31 de diciembre de 2012, por lo que el potencial estimado puede considerarse representativo de ese año. Es probable que los resultados de futuras evaluaciones, que utilicen los mismos supuestos y criterios, diferirán de los aquí presentados principalmente en la estimación del potencial hidroeléctrico, debido a que la metodología usada en la evaluación se basa en los Derechos de Aprovechamiento de Aguas otorgados sólo hasta fines de 2012.

Figura 2: Dominio de análisis.



2.3 Aspectos metodológicos generales

La metodología utilizada en la evaluación del potencial de energías renovables se basa en una combinación de herramientas de modelación numérica del comportamiento del recurso renovable, con sistemas de información geográfico (SIG) que permiten analizar las zonas del territorio con factibilidad de acoger las diversas tecnologías evaluadas.

Las mediciones meteorológicas en Chile siguen siendo insuficientes para una evaluación del potencial de energías renovables que cubra un dominio amplio como el aquí estudiado. Aun cuando en los últimos años se ha incrementado notablemente la prospección instrumental de los recursos renovables para el desarrollo de proyectos de generación de energía, la mayor parte de la información generada no es de dominio público, siendo una excepción las redes de monitoreo de MINENERGIA y GIZ orientadas a la evaluación del recurso solar en el Norte Grande y de zonas específicas con potencial eólico. Dado que en este documento se hace referencia a algunas de esas estaciones, en el Anexo 1 se encuentran sus principales características y la dirección donde puede obtenerse la información por ellas generada.

En contrapartida, se cuenta con resultados de herramientas de modelación numérica aplicadas a la realidad nacional que simulan el comportamiento de los recursos eólico, solar e hidráulico en cauces naturales. Esa información, generada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (DGF) para MINENERGIA, es la base de la presente estimación del potencial de energías renovables.

La modelación numérica en la mayoría de los casos permite contar con una estimación de la disponibilidad del recurso energético sobre todo el dominio de análisis, en la forma de series temporales de parámetros meteorológicos o hidrológicos, con frecuencia horaria para el caso eólico y solar, y diaria para el hidroeléctrico. La extensión de estas series es de un año (2010) para el recurso eólico, dos años para el solar (2010 y 2011) y 20 años para el hidráulico (1990-2009).

Las herramientas de modelación aplicadas son independientes de la información registrada en estaciones de monitoreo, lo cual permite, por una parte, estimar el potencial en áreas donde no existe información observacional, y por otra, usar los antecedentes levantados en dichas estaciones para validar los resultados de los modelos, tal como se podrá apreciar en los capítulos de evaluación del potencial eólico y solar.

La siguiente figura muestra un esquema general de la metodología aplicada en este trabajo en la evaluación del potencial de energías renovables.

Figura 3: Esquema general de la evaluación del potencial.



Tanto la metodología de cálculo de producción como la desarrollada para identificar potenciales centrales hidroeléctricas, consideran los antecedentes generados en una sistematización de las características de los proyectos de conocimiento público a fines de 2012 en Chile, complementada con un análisis de la experiencia internacional, cuando ello fue necesario.

Dicha sistematización también permitió definir características de los emplazamientos de proyectos de inversión que son incorporadas en el análisis de restricciones territoriales, junto a limitaciones asociadas al uso de suelo, principalmente relacionadas con zonas bajo algún grado de protección ambiental. En el Anexo 2 se encuentra el listado de áreas protegidas consideradas en la evaluación, las que no fueron similares entre las fuentes de energía evaluadas.

El análisis de restricciones territoriales se realiza con un sistema de información geográfico especialmente diseñado para ese tipo de evaluaciones, el cual permite identificar las extensiones geográficas (casos eólico y solar) o potenciales centrales (caso hidroeléctrico), que cumpliendo las restricciones impuestas y considerando una densidad de potencia instalable por superficie (para los casos eólico y solar), constituirán el potencial disponible.

La utilización en el análisis de antecedentes de proyectos en Chile, permitió objetivar la evaluación del potencial mediante la incorporación de criterios que están siendo considerados en posibles proyectos de inversión.

Es necesario señalar que el esquema metodológico descrito en este capítulo constituye una generalización de la metodología aplicada, la cual presenta singularidades para cada fuente energética y tecnología evaluada que son tratadas en extenso más adelante.

2.4 Herramientas de análisis utilizadas

2.4.1 Modelación meteorológica

Los resultados de modelaciones meteorológicas son la base de la estimación de los potenciales de energía eólica e hidroeléctrica, pues por su medio se simula el comportamiento del viento y de las precipitaciones en las zonas analizadas. Además, aportan información que permite mejorar la estimación del potencial solar, al incorporar el efecto de la temperatura ambiental y la magnitud del viento en la eficiencia de la generación eléctrica a partir de la radiación solar.

La simulación numérica de la atmósfera se ha realizado con el modelo de mesoescala Weather Research and Forecasting (WRF)⁴, desarrollado por un consorcio formado por agencias gubernamentales y universidades de USA. Ha sido ampliamente usado en el ámbito de energía eólica, así como para el pronóstico de precipitaciones.

WRF es un modelo tipo no-hidrostático que resuelve las ecuaciones primitivas que controlan la circulación atmosférica. El modelo representa el estado de la atmósfera en una grilla tridimensional en términos de unas diez variables fundamentales (las tres componentes de viento *u-v-w*, la temperatura, presión, humedad y varias especies microfísicas que representan las diferentes fases del agua líquida).

El modelo obtiene sus condiciones de borde de datos históricos globales del clima que son mantenidos por centros operacionales de pronóstico del tiempo. Además, en ningún momento ocupa los datos de viento de redes de observación local, por lo cual esas observaciones pueden ser utilizadas para realizar validaciones de sus resultados.

4 <http://www.wrf-model.org/index.php>

Dependiendo de la capacidad computacional y de la configuración de las simulaciones, WRF puede ser integrado para periodos de días a múltiples años, y con resoluciones de hasta unos cientos de metros. Sus resultados representan el estado de la atmósfera en cuatro dimensiones (longitud, latitud, altura y tiempo), para el periodo y dominio simulado, con una frecuencia temporal definida por el usuario (normalmente de una hora).

En la siguiente tabla se resumen algunos aspectos de las modelaciones con WRF, en su versión 3.2, aplicadas en el análisis del potencial hidroeléctrico y eólico. Los resultados de las simulaciones para este último también sirvieron en el análisis del potencial solar. Dada la mayor resolución espacial requerida para la simulación adecuada del comportamiento del viento, el periodo de simulación en la evaluación del potencial eólico se limitó a un año, versus veinte años para el caso hidroeléctrico.

Tabla 1: Características generales de las modelaciones con WRF utilizadas en la evaluación del potencial eólico e hidroeléctrico.

Aspecto de la modelación	Eólica	Hidrológica
Dominio	Regiones XV a X	Cuenca del Río Aconcagua a X Región
Resolución horizontal	1.000 m	5.000 m
Niveles verticales	41	41
Espaciamiento de niveles más superficiales	5 m el primero, 12 niveles en los primeros 250 metros	50 m el primero, luego cada 200 m hasta 4.000 m
Periodo de simulación	Enero a diciembre de 2010	Enero 1990 a diciembre 2009
Frecuencia de salida	Horaria	Horaria
Condiciones de borde	GFS, NCAR ⁵ (cada 5°)	GFS, NCAR (cada 5°)
Propiedades superficiales	MODIS ⁶	MODIS

2.4.2 Metodología de reconstrucción climatológica de viento

Si bien los resultados de WRF permiten un análisis de alta resolución espacial, la modelación desarrollada para la evaluación del potencial eólico se limitó solo al año 2010, lo que no permite un análisis de la variabilidad interanual del recurso. Para tal fin, se utilizó una técnica de reconstrucción climatológica que relaciona los resultados de alta resolución obtenidos de WRF con resultados de modelos de baja resolución disponibles para un horizonte de tiempo de varios años.

La metodología ajusta una relación estadística entre el viento simulado por WRF para el año 2010 y la base de datos generada por el proyecto Reanálisis de NCEP/NCAR⁷ para el mismo año. Luego se aplica la función obtenida a la serie completa de los datos de reanálisis desde el año 1980 en adelante, año en que se empezaron a incorporar observaciones satelitales en los análisis.

La técnica de reconstrucción implementada utiliza como predictores de la función estadística a la temperatura ambiental, la magnitud del viento, las componentes zonal y meridional del viento, la altura geo-potencial y la humedad relativa. Cada una de ellas está disponible en quince niveles de altura que se extienden desde la superficie (1.000 hPa) hasta la estratós-

⁵ Global Forecast System, National Center for Atmospheric Research (NCAR), USA.

⁶ Moderate Resolution Imaging Spectrometer, NASA, USA.

⁷ Este es un esfuerzo de análisis de datos meteorológicos históricos globales para producir registros consistentes, completos y de larga duración de los componentes del sistema climático global, incluyendo la atmósfera, océanos, y la superficie terrestre. Es un proyecto conjunto del National Centers for Environmental Prediction (NCEP) y NCAR, USA.

fera (10 hPa), lo que se traduce en noventa variables. Sus resultados corresponden a series horarias de magnitud de viento para el periodo 1980 - 2012.

2.4.3 Modelación de radiación solar

La información básica para evaluar el potencial solar corresponde a la estimación de la radiación solar obtenida de una metodología que utiliza información de satélites que cubren regularmente el país en combinación con la modelación de los procesos en los que la radiación solar es modificada en su paso por la atmósfera.

Para ello, primero se calcula la radiación solar en la superficie terrestre con cielo despejado a partir de un modelo de transferencia radiativa CLIRAD-SW⁸, desarrollado por el Laboratory for Atmospheres de la NASA, para posteriormente ajustarla por el efecto de su interacción con los distintos tipos de nubes.

Las variables de entrada al modelo son la radiación en el tope de la atmósfera medida por el radiómetro Total Irradiance Monitor a bordo del satélite SORCE de la NASA; perfiles de temperatura y humedad específica, extraídos desde los reanálisis NCEP/NCAR; perfiles de ozono y dióxido de carbono donde se utilizaron las concentraciones usadas por defecto en el código del modelo CLIRAD-SW; y el espesor óptico de los aerosoles para la parte visible del espectro, extraído de los reanálisis del proyecto MACC⁹. Así el modelo calcula la radiación solar en cielo despejado con una resolución de 1 km x 1 km.

Por su parte, se calculó la reflectividad y temperatura del tope de las nubes utilizando imágenes satelitales de GOES¹⁰. Este en los canales visible e infrarrojos, y se obtuvo el albedo superficial del territorio chileno (sin nubes) a través del subproducto de albedo MODIS, información que junto a la radiación solar en cielo despejado, alimentan un modelo empírico que calcula la radiación solar superficial considerando el efecto de la nubosidad.

Para la elaboración de este trabajo la modelación fue aplicada sobre el dominio de análisis para los años 2010 y 2011 completos, razón por la cual el análisis de potencial solar se realiza a partir del promedio de dichos años. Sin perjuicio de ello, se simuló puntos específicos dentro del dominio para el periodo 2004 - 2012 en la evaluación de la variabilidad interanual del recurso solar.

2.4.4 Modelación hidro-meteorológica

La evaluación del potencial hidroeléctrico está basada en los resultados de un sistema de modelación hidrológica que simula caudales en los cauces naturales dentro del dominio de análisis. Los componentes del sistema se muestran en la figura 4.

El módulo meteorológico (WRF, discutido previamente) genera campos horarios de resolución espacial 5 km x 5 km de las variables meteorológicas que fuerzan el sistema hidrológico (precipitación y temperatura, entre otras).

Esa información alimenta al modelo Variable Infiltration Capacity¹¹ (VIC) desarrollado y mantenido por la University of Washington, el cual ha sido aplicado a diversas cuencas hidrográficas en todo el mundo. Es un modelo hidrológico semi-distribuido que toma en cuenta la influencia

8 Chou, M., and M. Suarez, A solar radiation parameterization for atmospheric studies, NASA Tech. Memo, 104606, 40, 1999.

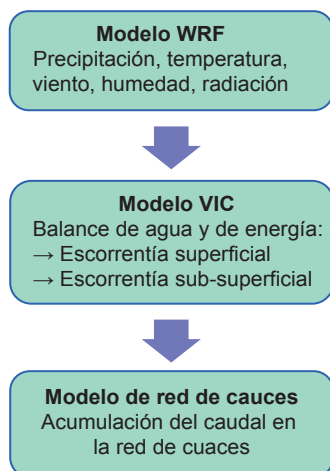
9 Monitoring Atmospheric Composition and Climate, <http://www.gmes-atmosphere.eu/>

10 Geostationary Operational Environmental Satellite, de la National Oceanic and Atmospheric Administration, USA.

11 <http://www.hydro.washington.edu/Lettenmaier/Models/VIC/>

de la heterogeneidad del terreno en la simulación de procesos hidrológicos. Está basado en la simulación de flujos entre la atmósfera y el suelo, junto con el balance de agua y de energía en la superficie. Puede alcanzar resoluciones de hasta 30", donde cada celda de grilla del dominio consiste en un trozo de suelo dividido en varias capas, definidas por el usuario, hasta una profundidad de aproximadamente 1,5 metros. VIC es capaz de representar regiones de terreno y vegetación relativamente complejas, así como simular procesos de acumulación de nieve.

Figura 4: Esquema general de modelación hidro-meteorológica.



Las salidas más relevantes del modelo VIC son el flujo base y la escorrentía superficial. Ambas son fuentes de agua que contribuyen a los caudales en la red de cauces. La escorrentía es generada cuando el contenido de agua en las capas superiores (flujo superficial) e inferiores (flujo base) del suelo se acercan a sus niveles de saturación.

La escorrentía simulada en la grilla del modelo es integrada sobre un modelo detallado de la red de drenaje, obtenido a partir del uso de métodos computacionales aplicados al modelo satelital de elevación de terreno Shuttle Radar Topography Mission de 90 metros de resolución, que da forma a cada cuenca dentro del dominio de modelación.

El sistema de modelación ha sido aplicado sobre el periodo 1990 – 2009 generando resultados a nivel de caudales diarios en todos los cauces identificados mediante el modelo de red de drenaje.

2.4.5 Modelo de análisis espacial

El Modelo de Análisis Espacial (MAE) es la herramienta que se ha utilizado para el análisis de las restricciones territoriales en la evaluación del potencial de energías renovables. Fue desarrollado por DGF por encargo de GIZ, para la evaluación de zonas con perspectivas para el desarrollo de proyectos ERNC, sobre los dominios cubiertos por el SING y SIC.

MAE es una herramienta de carácter analítico basada en la modelación cartográfica y la superposición de mapas asistida por computadoras, que incluye el uso de álgebra de mapas y operaciones específicas para el manejo de datos espaciales. Está implementado sobre un software geográfico estándar, programado específicamente para ese fin.

Usa como datos de entrada archivos cartográficos digitales de factores considerados rele-

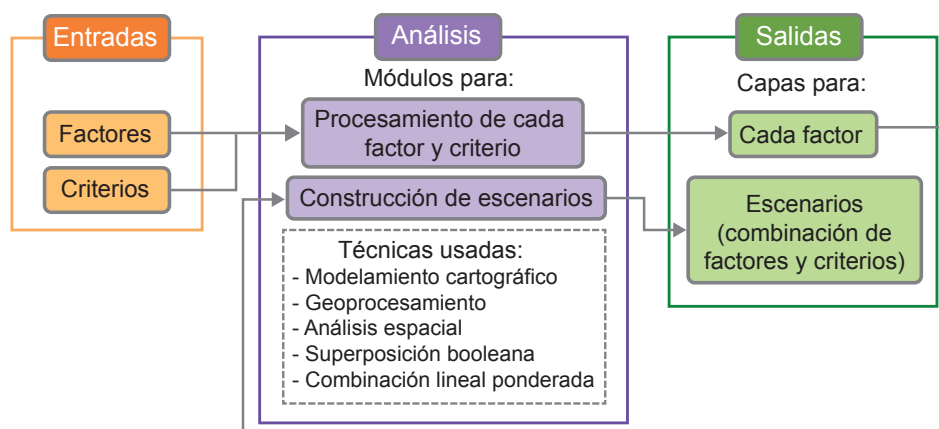
vantes al análisis que se desee desarrollar, y criterios (umbrales) para la definición de zonas de inclusión o exclusión o para definir pesos relativos, los que en conjunto definen un escenario específico de evaluación.

El MAE está concebido para operar tanto en base a la técnica de superposición booleana (binaria), como a la de combinación lineal ponderada, lo que otorga versatilidad en el tipo de evaluaciones que puede realizar, ya que a diferencia de las operaciones binarias, la combinación lineal ponderada es un método que compensa el bajo puntaje de conveniencia obtenido para un factor por un alto puntaje obtenido para otro.

La configuración de cada escenario es establecida por el usuario y sus resultados (así como los de cada factor) quedan disponibles para su visualización y post-procesamiento.

La siguiente figura muestra un diagrama resumido del MAE.

Figura 5: Diagrama general del MAE.



Por su parte, la información para generar los mapas de cada factor se obtiene de una base de datos geográfica en formato raster (también conocido como de malla o grilla), especialmente destinada para el uso en el MAE, que se caracteriza por ser espacialmente continua y por extenderse sobre las zonas cubiertas por SING y SIC con una resolución espacial horizontal de 100 m. En la base de datos se ha recopilado y estandarizado la información relevante para el modelo, por ejemplo: topográfica e hidrográfica, división político-administrativa, infraestructura vial, ferroviaria, portuaria y aeronáutica; infraestructura energética (eléctrica y de combustibles), proyectos de generación de energía sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), uso de suelo y zonas con algún grado de protección.



3

Evaluación del Potencial Eólico

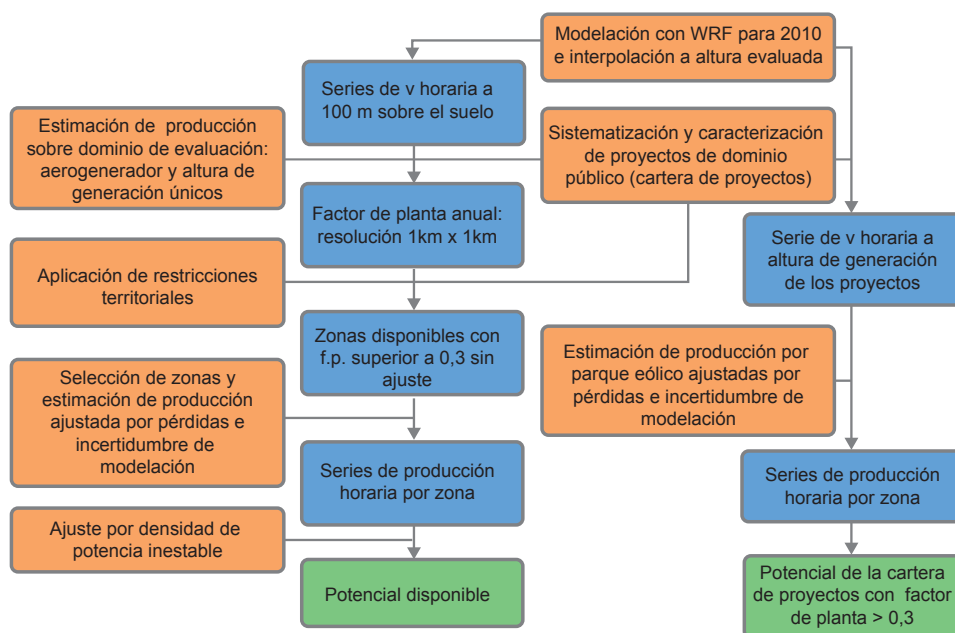
3 Evaluación del Potencial Eólico

3.1 Síntesis metodológica

La evaluación del potencial eólico aquí desarrollada se basa en campos de viento horarios sobre todo el dominio de análisis, desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, simulados con WRF para el año 2010. Esta información, junto a criterios tecnológicos y de uso del territorio, permite identificar aquellas zonas del país que cuentan con un potencial eólico significativo.

La siguiente figura describe la metodología implementada, donde los cuadros naranjos representan los procesos (cálculos e información), los azules los resultados intermedios y los verdes el resultado final.

Figura 6: Metodología de estimación del potencial eólico.



La metodología estima el potencial (capacidad instalada y producción esperada) de los parques eólicos de dominio público en el país, es decir aquellos en operación, construcción o que habían ingresado a tramitación ambiental al 31 de diciembre de 2012, a cuyo conjunto denominaremos “la cartera de proyectos”.

Para cada parque eólico de la cartera de proyectos se simuló series horarias de generación de energía y su promedio para el año 2010, expresado como factor de planta anual (f.p.). Ello a partir de las series de viento generadas por WRF y de las características de los parques que se pueden extraer de la información de dominio público, esto es: localización, tipo y altura de buje de cada aerogenerador. El análisis agregado de esta información permite estimar el potencial de la cartera como función del factor de planta simulado para el año 2010.

La caracterización de la cartera de proyectos también aporta información para la identificación de nuevas zonas con potencial eólico, en especial sobre aspectos relacionados con sus características territoriales y sobre tendencias respecto del tipo de aerogeneradores que los desarrolladores de proyectos están considerando para Chile.

Por su parte, al descontar de las zonas con elevado recurso eólico las áreas que abarca la cartera de proyectos, es posible estimar el potencial eólico que a fines del año 2012 no contaban con proyectos de dominio público, al que denominaremos “potencial disponible”.

Para el dimensionamiento del potencial disponible se procedió a estimar, sobre todo el dominio de estudio, la producción promedio anual de un aerogenerador de 3 MW instalado a una altura de buje de 100 metros, mediante las series de viento horarias obtenidas de WRF, resumiendo los resultados en una capa de información geográfica del factor de planta anual. Luego de ello se aplicaron restricciones territoriales relacionadas tanto con requisitos para la instalación de parques eólicos, como con el uso de suelo. Entre los criterios considerados están: elevación, pendiente del terreno, zonas con protección, distancia a caminos y costa y emplazamiento de la cartera de proyectos.

El resultado así obtenido permite analizar la disponibilidad de zonas en el dominio cuya extensión sea superior a un mínimo que permita la materialización de parques eólicos y que podrían tener factores de planta superiores a un determinado valor promedio anual. Una vez identificadas dichas zonas, se procedió a calcular su producción para dos aerogeneradores y tres alturas de buje, con la intención de reflejar de mejor manera la producción que podría lograrse bajo los diferentes regímenes de viento imperantes en las zonas identificadas. Los resultados así obtenidos dan cuenta del “potencial disponible”.

La producción de la cartera de proyectos y de las zonas seleccionadas asociadas al potencial disponible, se estimó con series de viento obtenidas de WRF ajustadas, de modo que diesen cuenta de las pérdidas que normalmente se generan en esos parques y de la incertidumbre de la modelación.

En los acápite siguientes se desarrollan en mayor profundidad algunos de los aspectos metodológicos, en especial los relacionados a los criterios y supuestos utilizados en el análisis.

3.2 Validación de las simulaciones con WRF y ajustes a la producción

Las simulaciones con WRF consideran 17 dominios computacionales, cada uno de resolución espacial horizontal de 1 x 1 kilómetro y de 41 niveles verticales, 12 de los cuales se encuentran dentro de los primeros 200 metros sobre el nivel del suelo, rango útil para la evaluación de proyectos de generación eólica. Estos últimos tienen un espaciamiento variable de entre 5 y 34 metros sobre el nivel de la superficie terrestre. Para los cálculos de producción de la cartera de proyectos y de las zonas con potencial disponible, en caso que los niveles verticales del modelo no coincidan con las alturas de buje de los aerogeneradores, se originaron series de magnitud de viento interpoladas linealmente a la altura de interés a partir de las series de viento obtenidas de WRF en los niveles inmediatamente inferior y superior a dicha altura.

Además, para cada punto de grilla se obtiene la densidad del aire simulada por el modelo, la que se incorporará luego a la estimación de producción mediante un ajuste de la curva de generación de los aerogeneradores evaluados.

Si bien, por ausencia de registros de viento de calidad adecuada y de acceso público, no ha sido posible la evaluación del desempeño de las simulaciones en todas las zonas cubiertas por la modelación; como se analiza más adelante, en donde ello ha sido posible los resultados del modelo han mostrado una buena correspondencia con las mediciones. Sin perjuicio

de lo anterior, los resultados obtenidos directamente de WRF no pueden necesariamente considerarse representativos de condiciones de producción eólicas. A la incertidumbre propia de las estimaciones indirectas realizadas con modelos atmosféricos, hay que sumar pérdidas de producción normales en la operación de parques eólicos.

Los parques eólicos presentan pérdidas de producción debido a diversas causas: disponibilidad técnica de los equipos, acumulación de suciedad o hielo en las aspas de los aerogeneradores, detenciones total o parcial debido a restricciones regulatorias y pérdidas por efecto estela entre aerogeneradores, por nombrar algunas. Evidentemente, esas pérdidas no son de similar magnitud entre diferentes proyectos, dependiendo tanto de las condiciones ambientales del emplazamiento, como principalmente del layout del parque. Probablemente el valor de las pérdidas totales fluctuará entre 6% en parques pequeños con micrositing adecuado hasta 20%, principalmente por efecto estela.

Los cálculos de producción realizados directamente con las series de viento modeladas mediante WRF no dan cuenta de estas pérdidas, por lo que se han ajustado las series de magnitud de viento de modo de considerarlas.

Por su parte, la incertidumbre en la estimación de la velocidad de viento por medio de WRF, inherentes a una estimación indirecta como esa, se propagará también a los cálculos de producción eólica. No necesariamente la incertidumbre será similar para todo el dominio y periodo simulados, pues dependerá de la capacidad del modelo de reproducir los diferentes regímenes de viento que se observan en las zonas con potencial eólico en el país. Las siguientes tablas permiten apreciar este aspecto.

Tabla 2: Valores registrados (80 m) y modelados por WRF (77 m) de magnitud de viento y potencia media de un aerogenerador de 3 MW (sin pérdidas), en la estación Taltal 80m.

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	1.655	1.898	0,87

En el primer caso se comparan los valores deducidos de los registros en la estación de monitoreo de MINENERGIA/GIZ en el interior de Taltal (Región de Antofagasta) con los obtenidos de los resultados del modelo WRF, para aquellos meses donde los registros son representativos del mes. En los cálculos se utilizan directamente los registros del anemómetro localizado a una altura de 80 m. Por su parte, las series de viento modeladas más próximas a esa altura se encuentran a 77 m. Se optó por no realizar ajustes a una altura común para efectos de la comparación, pues, de acuerdo a las mediciones, a dichas alturas el perfil vertical en la magnitud del viento es poco significativo¹².

¹² El exponente de la función exponencial de extrapolación vertical de la magnitud de viento deducido de los registros a 60 y 80 metros es tan sólo 0,00985.

Aun cuando para mayo de 2010 los registros son mayores que los resultados modelados, en el resto de los meses se aprecia que los resultados de WRF sobreestiman tanto la velocidad como la producción eólica, llegando este último parámetro a tener una sobre estimación de 47% (1 - 1/0,68) en agosto de 2010. Pese a ello, al considerar el periodo completo se aprecia un adecuado desempeño del modelo, con sobreestimación de 8% (1 - 1/0,93) para la velocidad y de 15% (1 - 1/0,87) para la producción del aerogenerador.

El siguiente caso compara el desempeño del modelo bajo un régimen de vientos totalmente distinto al de Taltal. Corresponde a una estación localizada en la Zona Sur del país. Los registros de viento se encuentran a 50 metros y se observa un marcado perfil vertical en la magnitud del viento, razón por la cual se ha optado por extraer los resultados de WRF a 47 y 57 metros e interpolarlos a la altura de monitoreo (50 m). Las comparaciones se realizan directamente a esa altura y no a las de generación, con la finalidad de evitar añadir incertidumbre asociada a la extrapolación vertical de los registros.

Tabla 3: Valores a 50 m registrados y estimados por WRF de magnitud de viento y potencia media (aerogenerador de 3 MW, sin pérdidas), en una localización de la Zona Sur del dominio de análisis.

Mes	v media (m/s)			P media (kW)		
	Registros 50	WRF50	Reg50/WRF50	Registros 50	WRF50	Reg50/WRF50
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

A diferencia de lo discutido para Taltal, aquí el modelo parece subestimar la velocidad media del viento y la producción eólica, con un máximo de 21% de subestimación para septiembre. Además el comportamiento es más variable, con meses modelados por sobre o debajo de los registros, lo que es razonable dado que las diferencias son también más bajas, teniendo el modelo, aparentemente, un mejor desempeño que en el caso de Taltal. La subestimación para el periodo analizado es de 5% tanto para la magnitud de viento como para la producción eólica.

Adicionalmente, se comparó el desempeño del modelo con la producción real de los parques eólicos operativos en la Región de Coquimbo, obtenida de las bases de datos de generación horaria del CDEC-SIC. Para ello se extendió a 2011 la simulación con WRF en la zona cubierta por los parques. La siguiente tabla resume los resultados del análisis.

Tabla 4: Potencia promedio (Pmed) observada y simulada en el periodo 2010 - 2011 en los parques eólicos de la Región de Coquimbo.

Parque eólico	Capacidad Instalada (MW)	Observado		Simulado		Observado / Simulado
		Pmed (MW)	Factor de planta	Pmed (MW)	Factor de planta	
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
Totoral	46	9,27	0,20	14,73	0,32	0,63
Monte Redondo	48	10,54	0,25	14,40	0,34	0,73

Aparentemente la modelación tiende a sobreestimar la producción de esos parques, en un rango entre 37% ($1 - (1/0,73)$) y 59% ($1 - (1/0,63)$) bastante superior a los casos discutidos previamente. No son evidentes las causas de esta mayor discrepancia. Podría ser que las pérdidas operacionales del periodo analizado hayan estado afectadas por ajustes operacionales de los primeros años de operación, aunque es poco probable que eso explique la magnitud de las diferencias. También puede haber un error sistemático del modelo que sobrestime la magnitud del viento en la zona analizada, o bien, que las diferencias se expliquen por una combinación de esas y otras fuentes de incertidumbre.

Un aspecto interesante de la comparación anterior es que el desempeño de la modelación es mejor para los dos parques de mayor factor de planta. Ello podría reflejar que la sobrestimación de la velocidad tiene un menor impacto en la producción para velocidades mayores, lo que parece ser consistente con las curvas de producción de los aerogeneradores. Por lo tanto, las discrepancias entre la producción modelada y la real podrían ser menores en zonas de elevado recurso eólico, que son precisamente las que la evaluación del potencial eólico pretende identificar.

Como una manera de incorporar en la evaluación del potencial eólico las pérdidas de producción y la incertidumbre de la metodología empleada, se optó por ajustar las series de magnitud de viento simuladas con WRF, de modo de obtener un 75% de la producción modelada. Es decir:

$$f.p._{\text{potencial}} = 0,75 * f.p._{\text{WRF}}$$

Para ello, se desarrolló un algoritmo que ajusta la magnitud del viento simulada que, de manera iterativa, busca un factor constante inferior a uno que, al aplicarse al viento simulado por WRF, resulte en un factor de planta anual equivalente al 75% del factor de planta obtenido sin aplicar corrección.

Asumiendo pérdidas de producción medias para los parques, por ejemplo de 15%, o un factor 0,85 sobre la producción sin pérdidas, el valor objetivo de ajuste (0,75) equivale a asumir un factor 0,88 ($0,85 * 0,88 \approx 0,75$) que se hace cargo de la incertidumbre metodológica, similar al observado en Taltal, inferior al de la estación en la Zona Sur del dominio de análisis, y cercano al observado en Monte Redondo.

3.3 Caracterización de proyectos de dominio público

La caracterización de la cartera de proyectos consideró todos los proyectos presentados a tramitación ambiental hasta el 31 de diciembre de 2012, independientemente del estado de dicha tramitación (aprobado, en calificación, desistido o no calificado), con excepción de algunos proyectos que no culminaron su tramitación ambiental. La principal fuente de información fueron los antecedentes de la tramitación ambiental de cada proyecto contenidos en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental (www.sea.gob.cl), considerando el estado más reciente del proyecto. También se contemplaron los proyectos adjudicados, o en proceso de adjudicación al 31 de diciembre de 2012, en las licitaciones de concesiones de uso de terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos eólicos emprendidas por el Ministerio de Bienes Nacionales (MBN) y MINENERGIA.

La siguiente tabla contiene los proyectos analizados.

Tabla 5: Características de la cartera de proyectos consideradas en la estimación de producción.

Nombre	Región	Sistema	Estado al 31/12/12	Capacidad (MW)	N° aerogen.	Altura buje (m)	Aerog. (MW)	Modelo aerogenerador
Punta Colorada	IV	SIC	Operativo	36	18	80	2	DeWind D82
Monte Redondo	IV	SIC	Operativo	48	24	80	2	Vestas V90
Total	IV	SIC	Operativo	46	23	80	2	Vestas V90
Canela	IV	SIC	Operativo	18,15	11	70	1,65	Vestas V82
Canela II	IV	SIC	Operativo	60	40	79	1,5	Acciona AW 82/1500
Lebu	VIII	SIC	Operativo	10,2	12	47	0,85	Gamesa G52/850
Talay (oriente 1)	IV	SIC	Construcción	90	45	80	2	Vestas V90 y V100
Ucuquer	VI	SIC	Construcción	16,2	9	80	1,8	Vestas V100
Loa	II	SING	Aprobado	528	264	90	2	Gamesa G97
Calama (CODELCO)	II	SING	Aprobado	250	125	80	2	Vestas V90
Minera Gaby	II	SING	Aprobado	40	20	80	2	Vestas V90
Quillagua	II	SING	Aprobado	100	50	80	2	Vestas V90
Valle de los Vientos	II	SING	Aprobado	99	33	105	3	Vestas V112
Calama	II	SING	Aprobado	128,8	56	100	2,3	Siemens SWT 2,3-101
Taltal	II	SIC	Aprobado	99	33	84	3	Vestas V112
Cabo Leones	III	SIC	Aprobado	170	85	90	2	Gamesa G97
Señora Rosario	III	SIC	Aprobado	84	56	65	1,5	Acciona AW 82/1500
Cabo Leones II	III	SIC	Aprobado	204	102	90	2	Gamesa G97
Talay (oriente 2)	IV	SIC	Aprobado	47	23	80-100	2-3	Vestas V90 y V112
Talay (A)	IV	SIC	Aprobado	94	43	80-100	2-3	Vestas V90 y V112
Talay (B Costa)	IV	SIC	Aprobado	98	48	80-100	2-3	Vestas V90 y V112
Talay (B Interior)	IV	SIC	Aprobado	128	63	80-100	2-3	Vestas V90 y V112
Talay (Central)	IV	SIC	Aprobado	42	21	80	2	Vestas V90
Hacienda Quijote	IV	SIC	Aprobado	26	13	80	2	Vestas V80
Monte Redondo (resto)	IV	SIC	Aprobado	26	13	80	2	Vestas V90
La Cachina	IV	SIC	Aprobado	62	31	105	2	Vestas V90
La Cebada	IV	SIC	Aprobado	48,3	21	105	2,3	Siemens SWT 2,3-101
El Pacífico	IV	SIC	Aprobado	82,8	36	105	2,3	Siemens SWT 2,3-101
La Gorgonia	IV	SIC	Aprobado	76	38	105	2	Vestas V90
El Arrayán	IV	SIC	Aprobado	115	50	80	2,3	Siemens SWT 2,3-101
Las Dichas	V	SIC	Aprobado	16	8	105	2	Vestas V90
Laguna Verde	V	SIC	Aprobado	21	14	80	1,5	Goldwind GW82/1500
Llay-Llay	V	SIC	Aprobado	56	28	100	2	Vestas V90
Punta Sierra	IV	SIC	Aprobado	108	36	100	3	Vestas V112
Arauco	VIII	SIC	Aprobado	100	50	90	2	Vestas V90
Chome	VIII	SIC	Aprobado	12	6	80	2	Vestas V80
Altos de Hualpén	VIII	SIC	Aprobado	20	10	67	2	Vestas V80
Raki	VIII	SIC	Aprobado	18	6	94	3	Vestas V112
Lebu Sur	VIII	SIC	Aprobado	108	54	90	2	Vestas V90
Lebu Sur II	VIII	SIC	Aprobado	158	79	90	2	Vestas V90
Cuel	VIII	SIC	Aprobado	34,5	23	100	1,5	Goldwind GW82/1500
Collipulli	IX	SIC	Aprobado	48	24	105	2	Vestas V90
Renaico	IX	SIC	Aprobado	101,2	44	100	2,3	Siemens SWT 2,3-101
San Pedro	X	SIC	Aprobado	36	20	80	1,8	Vestas V90

Continúa en la página siguiente...

Nombre	Región	Sistema	Estado al 31/12/12	Capacidad (MW)	N° aerogen.	Altura buje (m)	Aerog. (MW)	Modelo aerogenerador
Llanquihue	X	SIC	Aprobado	73,6	32	105	2,3	Siemens SWT 2,3-101
Ancud	X	SIC	Aprobado	81	27	120	3	Vestas V112
Cateao	X	SIC	Aprobado	100	50	80	2	Vestas V90
Calama B	II	SING	En calificación	75	25	100	3	Vestas V112
Andes Wind Park 1	II	SING	En calificación	50	25	80	2	Vestas V90
Andes Wind Park 2	II	SING	En calificación	9,35	11	68	0,85	Gamesa G52/850
Calama A	II	SING	En calificación	72	36	135	2	Vestas V90
San Juan de Chañaral	III	SIC	En calificación	248	124	100	2	Vestas V90
Sarco	III	SIC	En calificación	285	95	100	3	Vestas V112
Punta Palmeras	IV	SIC	En calificación	66	22	95	3	Vestas V112
Talinay II Etapa 1	IV	SIC	En calificación	108	36	119	3	Vestas V112
Talinay II Etapa 2	IV	SIC	En calificación	99	33	119	3	Vestas V112
Talinay II Etapa 3	IV	SIC	En calificación	105	35	119	3	Vestas V112
Talinay II Etapa 4	IV	SIC	En calificación	87	29	119	3	Vestas V112
Talinay II Etapa 5	IV	SIC	En calificación	102	34	119	3	Vestas V112
Küref	VIII	SIC	En calificación	43,2	24	80	1,8	Vestas V100
Tolpán	VIII	SIC	En calificación	306	102	119	3	Vestas V112
Pillín	XIV	SIC	En calificación	51	17	92	3	Vestas V112
Pichihue	X	SIC	En calificación	108,1	47	100	2,3	Siemens SWT 2,3-101
Ampliación San Pedro	X	SIC	En calificación	144	48	120	3	Vestas V112
Lebu Sur III	VIII	SIC	No calificado	280	140	90	2	Vestas V90
Pacífico	X	SIC	No calificado	40	20	80	2	Vestas V90
Tchamma	II	SING	Licitación MBN	90	60	60	1,5	Goldwind GW82/1500
Ckani	II	SING	Licitación MBN	150	100	75	1,5	Goldwind GW82/1500
Cerro Tigre	II	SING	Licitación MBN	138	60	80	2,3	Siemens SWT 2,3-101
Sierra Gorda Este	II	SING	Licitación MBN	100,8	56	80	1,8	Vestas V100
Sierra Gorda Oeste	II	SING	Licitación MBN	150	60	65	2,5	Nordex N90/2500
Total				6.871	3.156			

Los parámetros señalados en la tabla anterior son los usados en las simulaciones de producción y no necesariamente coincidentes con los antecedentes de la tramitación ambiental, pues estos últimos no siempre contenían la información requerida en los cálculos de producción. Fue necesario fijar aquellos parámetros definidos como genéricos u opcionales por los titulares de algunos proyectos, principalmente relacionados con el modelo y altura de buje de los aerogeneradores. Además, para algunos modelos de aerogeneradores las curvas de potencia no estaban implementadas en el modelo de cálculo de producción, en cuyo caso se seleccionaron modelos alternativos.

Dada la extensión de los proyectos Talinay y Talinay II se optó por separarlos en etapas asimilables a las declaradas en su EIA, de modo de considerar las probables diferencias de desempeños de cada etapa.

Adicionalmente, se generó una base de datos con la localización de cada uno de los aerogeneradores de los proyectos. Para ello fue necesario uniformar la localización a un sistema común de coordenadas (WGS 84), y corregir algunos errores evidentes en los antecedentes recopilados. Para algunos proyectos no fue posible obtener información sistematizada de las coordenadas de los aerogeneradores, en cuyo caso se procedió a estimarlas a partir de planos o imágenes del layout de los parques. Como resultado de este análisis se localizaron 3.156 aerogeneradores.

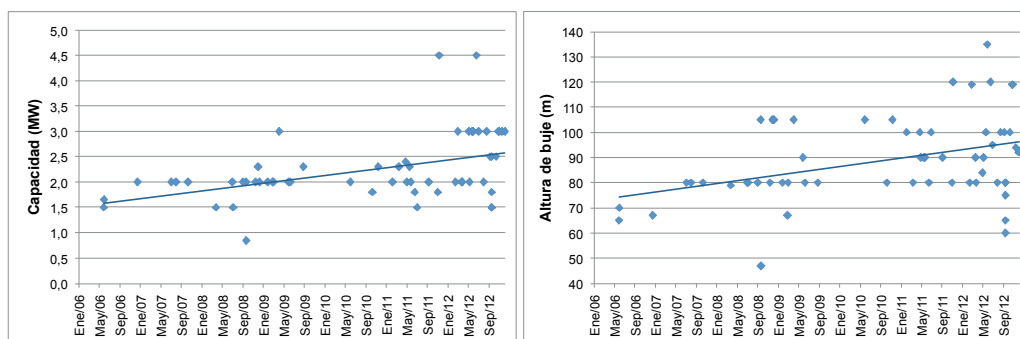
Es necesario señalar que las características de la cartera de proyectos así definida, no necesariamente coincidirá con la que llegue a concretarse. Por una parte, dentro de la cartera existen proyectos de bajo desempeño que probablemente no se materialicen. Por otra parte, tanto el micrositing como el modelo de aerogenerador puede ser modificado como resultado de un mejor conocimiento de las condiciones del régimen de viento en el emplazamiento de los proyectos o de la evolución de la oferta de aerogeneradores, siendo bastante probable que ello suceda principalmente para aquellos proyectos que ingresaron tempranamente a tramitación ambiental.

3.4 Parámetros utilizados en la evaluación

3.4.1 Selección de parámetros relacionados con la tecnología

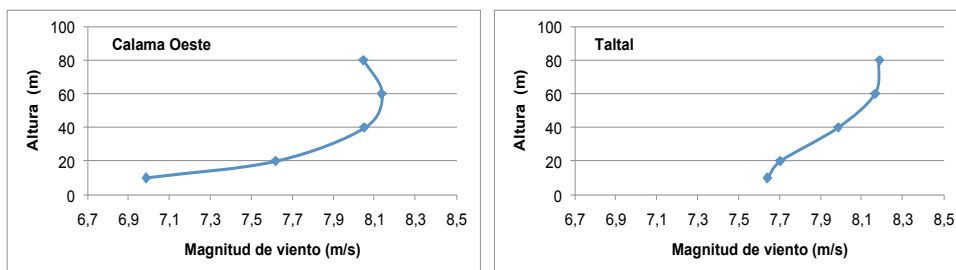
La caracterización de la cartera de proyectos permitió estimar parámetros relacionados con la instalación de parques eólicos que podrían ser representativos del tipo de proyectos que se está considerando en Chile, como la tendencia respecto del tamaño de aerogenerador y su altura de buje. La siguiente figura resume esos parámetros en función de la fecha de ingreso a tramitación ambiental de los proyectos de la cartera.

Figura 7: Tamaño de aerogenerador y altura de buje de la cartera de proyectos en función de la fecha de ingreso a tramitación ambiental.

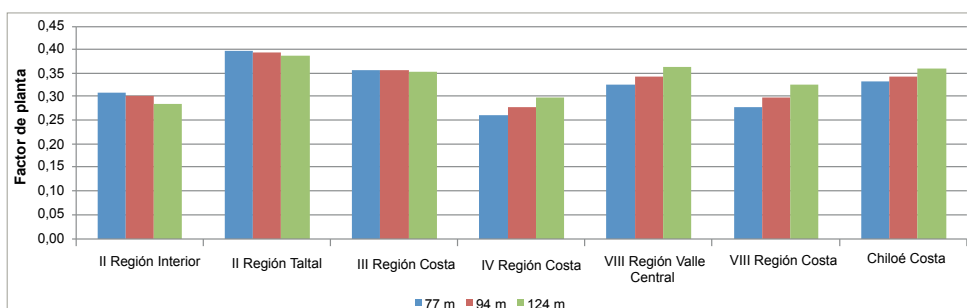


Se observa una tendencia al aumento tanto de la capacidad como de la altura de buje de los aerogeneradores, consistente con la experiencia internacional. Sin embargo, dichas características se definen de acuerdo al régimen de viento del emplazamiento de cada proyecto y a la oferta de aerogeneradores al momento de tomar la decisión de inversión.

Respecto de lo primero, al menos para algunas zonas en el desierto de Atacama, la información disponible muestra que podrían no ser convenientes alturas de buje demasiado altas, pues a partir de alturas intermedias se invierte el perfil vertical de la magnitud del viento comenzando a disminuir con la altura, o bien no se observa que aumente. La siguiente figura muestra ese tipo de comportamientos registrados en las estaciones de monitoreo de MINE-ENERGIA/GIZ al poniente de la ciudad de Calama y en la zona interior de Taltal.

Figura 8: Perfil vertical de la magnitud de viento en las estaciones Calama Oeste y Taltal.

El impacto de la altura de generación (altura de buje) en la producción de energía puede apreciarse en la siguiente figura, que resume el factor de planta de un aerogenerador de 3 MW en algunas localizaciones del dominio analizado con distinto régimen de viento. Los cálculos se hicieron a tres alturas de generación asimilables a niveles de las series de velocidad de viento generadas por WRF.

Figura 9: Efecto de la altura de buje sobre el factor de planta en una muestra de zonas. El factor de planta se estimó para un punto de la zona por medio de resultados de WRF para 2010.

No todas las zonas evaluadas tienen un comportamiento similar. Para ambas localidades de la Región de Antofagasta la producción esperada disminuiría levemente a medida que aumenta la altura de buje y en la localidad costera de la Región de Atacama aparenta una disminución a la mayor altura evaluada. En contrapartida, en el resto de las zonas se observa que la generación aumenta con la altura de buje.

Dado lo expuesto, se optó por evaluar el “potencial disponible” para dos tamaños de aerogeneradores: 1,5 MW y 3 MW de capacidad nominal. El primero, debido al menor diámetro de su rotor (en torno a 80 metros), permite ser evaluado a alturas de buje menores que el segundo, definiéndose en 60 metros dicha altura para efectos de la evaluación. El aerogenerador de 3 MW se evaluó a 80 y 100 metros de altura de buje. Es decir, para cada zona seleccionada para la estimación del potencial disponible se consideraron tres combinaciones de aerogenerador y altura de buje, seleccionándose aquella que optimizara la producción de la zona.

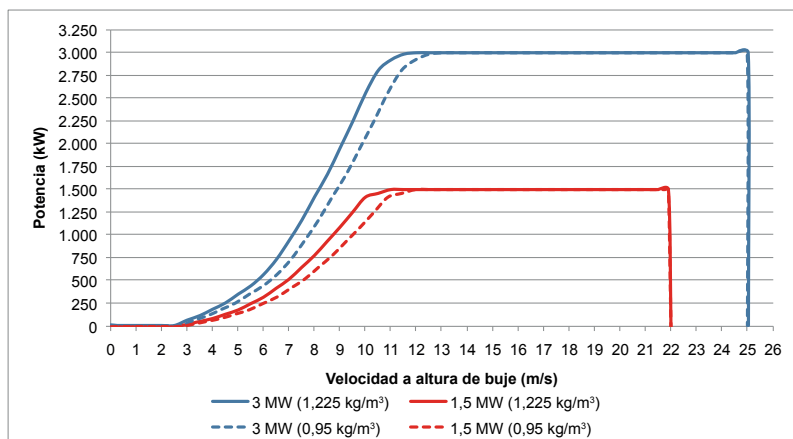
Por su parte, los cálculos de producción se realizan utilizando una curva de potencia del aerogenerador representativa de las condiciones de densidad de aire de cada zona analizada. Esto se hizo ajustando la curva representativa de condiciones de atmósfera estándar de acuerdo a la siguiente función:

$$v_a = v_r * (\rho_r / \rho_a)^{1/3}$$

Donde v_a corresponde a la velocidad de la curva de potencia ajustada, v_r a la velocidad de la curva de potencia a la densidad de aire de referencia ρ_r , y ρ_a a la densidad del aire a la cual se necesita ajustar la curva de potencia del aerogenerador.

La siguiente figura muestra las curvas de potencia utilizadas en condiciones de densidad de aire de referencia ($1,225 \text{ kg/m}^3$) y ajustada a la localización de la estación de monitoreo ubicada al interior de Taltal (2.100 metros de elevación, $0,95 \text{ kg/m}^3$ de densidad de aire).

Figura 10: Curvas de potencia utilizadas en la evaluación en condiciones de referencia ($1,225 \text{ kg/m}^3$) y ajustadas por la densidad del aire de una localización a 2.100 m de altitud.



3.4.2 Condiciones territoriales seleccionadas para la evaluación

Los aspectos de la cartera de proyectos que se evaluaron para definir criterios o restricciones territoriales para la identificación de zonas con potencial disponible son: distancia a centros poblados, pendiente del terreno para el emplazamiento de los parques y densidad de potencia instalable.

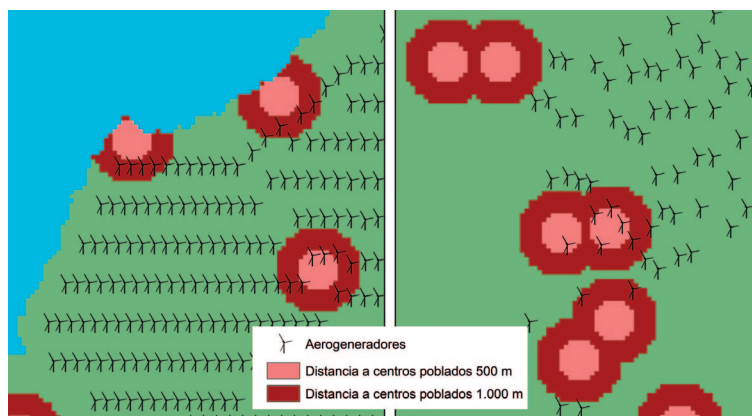
La distancia mínima a centros poblados rurales (distinto de centros urbanos) definida como restricción para las zonas con potencial disponible se obtuvo de un análisis, por medio del MAE, de algunos proyectos de la cartera. Preliminarmente se había predefinido una distancia de un kilómetro, sin embargo y a la vista de los casos analizados, se redefinió en 500 metros¹³.

La siguiente figura compara el impacto de esta restricción en dos zonas con proyectos de parques eólicos. Como se aprecia, una restricción de 1.000 metros resulta excesiva debido a que varios aerogeneradores de los proyectos en estudio estarían localizados dentro del área de restricción, situación que desaparece o se aminora con 500 metros de distancia a los centros poblados.

Además, dicho valor no es el mínimo observado en la cartera de proyectos, donde algo más del 2% de los aerogeneradores (más de 50) estaría a menos de 500 metros de alguno de los centros poblados incorporados en la base de datos de MAE.

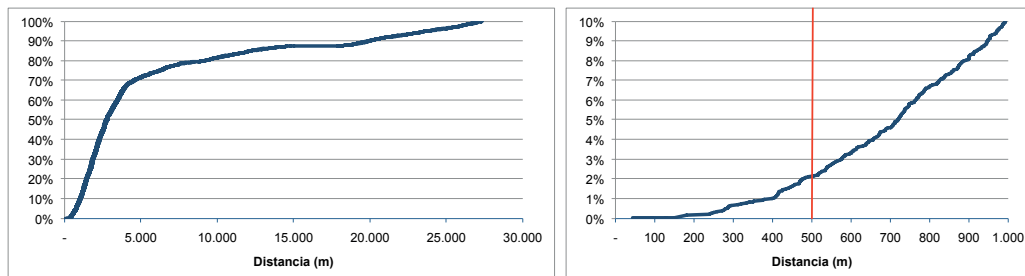
¹³ Esta distancia se utilizó sólo para efectos metodológicos del estudio, y no está relacionada con el cumplimiento de algún tipo de reglamentación.

Figura 11: Restricción de distancia mínima de 1.000 y 500 metros a centros poblados para localización de aerogeneradores. Izquierda zona de San Juan de Chañaral, derecha Talinay.



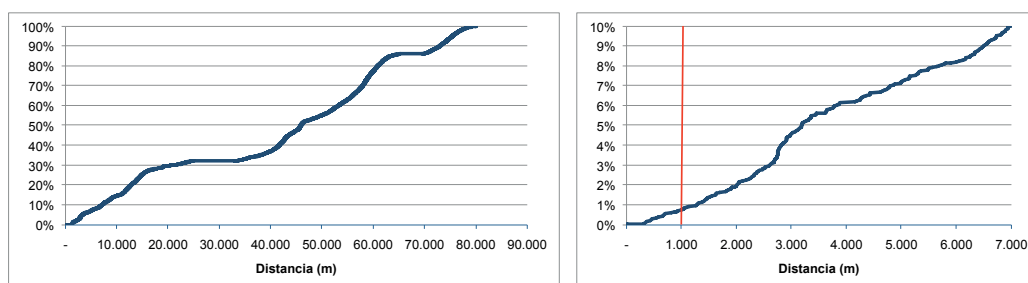
La siguiente figura muestra la distribución acumulada de aerogeneradores en función de la distancia a centros poblados.

Figura 12: Distribución acumulada de aerogeneradores en la cartera de proyectos en función de la distancia a centros poblados.



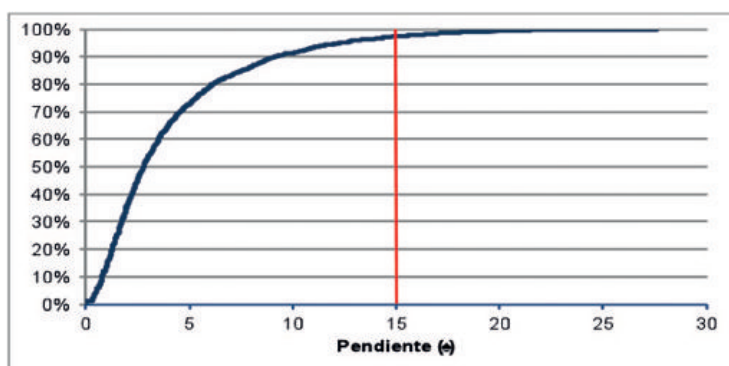
De manera similar, para la estimación del potencial disponible se consideró una distancia mínima de un kilómetro a centros urbanos para la localización de aerogeneradores. La siguiente figura muestra la distribución acumulada de aerogeneradores en la cartera de proyectos en función de la distancia a límites urbanos. Aun cuando podría asumirse que 1.000 metros es una restricción rigurosa, se aprecia que en los hechos no lo es tanto, ya que del orden del 1% de los aerogeneradores considerados en la cartera tendrían distancias inferiores a ese valor.

Figura 13: Distribución acumulada de aerogeneradores en la cartera de proyectos en función de la distancia a límites de centros urbanos.



También por medio de MAE se estimó la pendiente en el emplazamiento de cada uno de los 3.156 aerogeneradores de la base de datos levantada. La siguiente figura muestra la distribución acumulada de aerogeneradores en función de la pendiente de su localización, donde se aprecia que podría estar planificada la instalación de aerogeneradores en zonas con pendiente incluso superiores a los 25°. Sin embargo, ello puede ser un error en la localización asignada en la base de datos, producto de una inadecuada interpretación del sistema de coordenadas reportado en los antecedentes analizados; o de imprecisiones de la base topográfica utilizada en MAE. Dado ello, se optó por considerar 15° como la pendiente máxima del terreno para el emplazamiento de aerogeneradores en el análisis de las zonas con potencial disponible. Bajo dicho valor se encontrarían el 97% de los aerogeneradores de la cartera de proyectos analizada.

Figura 14: Distribución acumulada de la pendiente del terreno en la localización de los aerogeneradores de la cartera de proyectos.



Por su parte, la evaluación de la densidad de potencia instalada por superficie ocupada que se estaría considerando en los parques eólicos en Chile, resumida en la siguiente tabla, se realizó para una muestra de proyectos localizados en las principales zonas de desarrollo eólico en el país. Se observa un rango amplio entre 5,6 ha/MW y 19 ha/MW.

La menor densidad de potencia instalable por superficie (5,3 MW/km² ó 19 ha/MW) la presenta el proyecto Taltal, aunque probablemente no sea representativa de condiciones típicas para zonas desérticas¹⁴, y se encuentre influenciada por las características del proceso bajo el cual el propietario del proyecto tuvo acceso al terreno¹⁵. Pese a ello, se usará un valor similar (20 ha/MW) para la estimación del potencial disponible en la zona de Taltal, es decir, una aproximación conservadora.

Para las restantes zonas con potencial disponible se usará una densidad de potencia de 10 MW/km² (10 ha/MW), esto es igual al promedio de la muestra sin considerar el proyecto Taltal. Las excepciones son áreas donde la densidad poblacional rural dificulte la localización de proyectos y aquellas con topografía compleja que podrían dificultar la localización de aerogeneradores. Para las primeras, como puede ser el caso del valle central al oeste de Los Angeles, se utilizará 30 ha/MW para considerar la restricción impuesta por la densidad de viviendas. Para las zonas de topografía compleja se aplicará un factor similar al usado para el sector de Taltal (20 ha/MW).

¹⁴ Los proyectos Cabo Leones, San Juan de Chañaral de Aceituno, Loa y Calama A, también en áreas desérticas, presentan una densidad de potencia por superficie considerablemente superior.

¹⁵ Fue el resultado de una licitación de terrenos fiscales donde el área y la capacidad máxima del parque estaban definidas en las bases de la licitación.

Tabla 6: Densidad de potencia instalada por superficie de una muestra de parques eólicos.

Nombre	Región	Sistema	Densidad (ha/MW)	Densidad (MW/km ²)
Calama A	II	SING	9,6	10,4
Loa	II	SING	12,5	8,0
Taltal	II	SIC	19,0	5,3
San Juan de Chañaral	III	SIC	9,2	10,9
Cabo Leones	III	SIC	12,1	8,2
Punta Colorada	IV	SIC	6,7	14,9
El Pacífico	IV	SIC	6,7	14,9
Canela	IV	SIC	7,1	14,2
El Arrayán	IV	SIC	7,3	13,7
La Gorgonia	IV	SIC	9,9	10,1
Canela II	IV	SIC	10,0	10,0
Monte Redondo	IV	SIC	11,3	8,9
Punta Sierra	IV	SIC	13,6	7,3
Total	IV	SIC	14,4	6,9
Lebu Sur II	VIII	SIC	9,3	10,7
Lebu Sur	VIII	SIC	9,6	10,4
Cuel	VIII	SIC	10,2	9,8
Lebu Sur III	VIII	SIC	11,4	8,8
Renaico	IX	SIC	8,6	11,6
Pacífico	X	SIC	5,6	17,9
Ampliación San Pedro	X	SIC	10,0	10,0
		Máximo	19,0	17,9
		Mínimo	5,6	5,3
		Promedio	10,2	10,6

3.4.3 Factor de planta seleccionado

La metodología aquí implementada permite estimar el potencial eólico como la capacidad instalable (MW) que cumple el criterio de ser superior a un umbral mínimo de producción de los parques eólicos. Obviamente, a menor valor del umbral una mayor área del dominio cumplirá el criterio y el potencial disponible será superior. No es posible determinar el valor adecuado con la metodología aquí implementada, pues no incorpora la viabilidad económica del desarrollo de proyectos eólicos, la que depende no sólo de características orográficas del emplazamiento y de la infraestructura disponible, sino también de los niveles de precios de la energía en cada zona.

Sin perjuicio de lo anterior, se ha optado por expresar el potencial disponible como la capacidad instalable que cumpliría una producción mínima anual equivalente a un factor de planta igual o superior a 0,3, obtenido de la siguiente expresión:

$$f.p. = E_{\text{anual}} / (\text{Capacidad} * 8.760), \text{ donde:}$$

- f.p. corresponde al factor de planta del área o proyecto eólico analizado,
- E_{anual} corresponde a la energía que se estima producirá el parque eólico o el área evaluada (para un aerogenerador dado) en un año, en MWh, y
- Capacidad corresponde a la potencia definida para el parque eólico o a la potencia estimada como posible de instalar en un área evaluada, en MW.

El umbral anterior (0,3) se ha definido de manera arbitraria, aun cuando podría dar cuenta de proyectos con una adecuada viabilidad económica, dependiendo ello de las condiciones particulares de cada proyecto. Cabe señalar que el valor seleccionado es considerablemente superior al observado en los parques eólicos en operación en los sistemas eléctricos mayores en Chile a diciembre de 2012.

3.4.4 Resumen de restricciones territoriales

La siguiente tabla resume las restricciones territoriales que se aplicaron sobre el dominio de análisis en el proceso de identificación de zonas con potencial disponible. La herramienta utilizada para ello fue el MAE, cuya información se actualizó a agosto de 2012, en particular la relacionada con zonas bajo alguna categoría de protección oficial.

Parte importante del potencial eólico nacional se encuentra localizado en el desierto de Atacama, principalmente en la Región de Antofagasta, a elevaciones cercanas y superiores a 2.000 metros sobre el nivel del mar. La experiencia internacional de parques eólicos a esas alturas es escasa y al momento de hacer el análisis no se contó con información suficiente que permitiese confirmar la existencia de una oferta consolidada de aerogeneradores con garantías para operar a grandes elevaciones. Sin perjuicio de ello, el propietario del proyecto eólico Taltal, a 2.100 msnm, al momento de la elaboración del presente informe había confirmado su decisión de inversión, y con ello la disponibilidad de aerogeneradores. Asimismo el proyecto Valle de Los Vientos, a 2.500 msnm, ya se encontraba en construcción.

Tabla 7: Restricciones territoriales definidas para la evaluación del potencial eólico disponible.

Factores	Restricción considerada	Comentario y/o fuente de información
Factor de planta 2010 para aerogenerador de 3 MW	Inferior a 0,3	Altura de buje 100 m f.p. deducido de modelación y corregido por 0,75
Altitud	> 3.000 msnm para regiones XV a II y 2.000 msnm para el resto	Garantías de proveedores
Pendiente	>15°	Análisis de cartera de proyectos
Distancia a centros urbanos	< 1.000 m	Análisis de cartera de proyectos
Distancia a centros poblados	< 500 m	Análisis de cartera de proyectos
Distancia a ríos y esteros	< 300 m	Criterio conservador
Distancia a cuerpos de agua	< 300 m	Criterio conservador
Zonas protegidas	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención de Ramsar	Criterio conservador
Línea de costa	< 100 m	Algo superior a zona de protección costera de 80 m (DS 47 de 1992 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo)
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	< 60 m	Análisis de casos de caminos construidos más 35 metros de prohibición de construcción de edificaciones permanentes (Artículo 39, DFL N° 850 del 12/09/97)
Distancia a aerogeneradores de la cartera de proyectos	< 700 m	Análisis de cartera de proyectos

Dado lo anterior, se optó por restringir el análisis a una elevación máxima de 3.000 msnm para las regiones XV a II, y a 2.000 m en las restantes regiones dado que en ellas es menos

frecuente encontrar zonas extensas con topografía adecuada. Esta aproximación podría ser conservadora porque se descartan extensas zonas con régimen de vientos elevados, localizadas principalmente en la Región de Antofagasta.

El desarrollo de proyectos eólicos en zonas declaradas bajo protección oficial no está prohibido según la legislación vigente, en tanto las características de los proyectos sean compatibles con los recursos nacionales protegidos en dichas zonas y con las condiciones para su conservación. Pese a ello, se optó por aplicar un criterio conservador, estableciendo como restricción todas las zonas consideradas en el Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado (SNASPE), esto es, parques y reservas nacionales y monumentos naturales, además de los humedales considerados en la Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional (Convención de Ramsar).

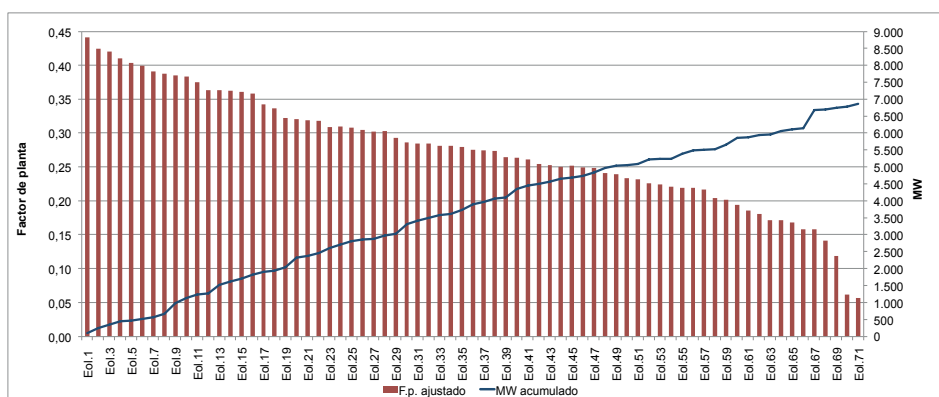
3.5 Potencial eólico estimado

3.5.1 Potencial de la cartera de proyectos

La siguiente figura contiene la distribución del factor de planta resultante de la metodología aplicada en este estudio a la cartera de proyectos (ordenada izquierda), los que se presentan de mayor a menor factor de planta. Además, se incluye la capacidad acumulada de los proyectos (MW, ordenada derecha).

Como se aprecia, aproximadamente 3.000 MW de los 6.500 MW que constituirían la cartera de proyectos podrían tener factores de planta de 0,3 o superior, bajo un régimen de viento similar al modelado para el año 2010, y 1.800 MW incluso podrían superar un factor de planta de 0,35.

Figura 15: Distribución del factor de planta y de la capacidad acumulada de la cartera de proyectos eólicos, para los resultados de la modelación de viento para el año 2010.



Estos resultados sólo pueden considerarse estimativos, debido a la incertidumbre propia de trabajar con información indirecta (modelada) y no con registros de viento, aun cuando la metodología se hace cargo de la incertidumbre mediante el ajuste de las series de viento modeladas de modo que la producción total de los parques resulte en un 75% de la obtenida sin ajustes a la serie de viento.

Sin perjuicio de lo anterior, es probable que algunos de los proyectos de la cartera que logren concretarse tengan desempeños superiores a los aquí estimados, debido a eventuales

optimizaciones tanto por la selección de aerogeneradores adecuados a cada régimen de viento, como por una relocalización de los aerogeneradores, o la no instalación de aquellos de menor desempeño en cada proyecto. Respecto de lo último, algunos de los proyectos en la cartera evaluada cubren grandes extensiones y, dependiendo de su localización geográfica, es posible encontrar variaciones muy significativas en la magnitud del viento dentro del área cubierta por el parque. Si esas optimaciones ocurren, la estimación realizada en este estudio podría considerarse una aproximación conservadora.

Por su parte la siguiente tabla resume el potencial, desagregado por región política administrativa, de la cartera de proyectos que tienen a lo menos un factor de planta 0,3. En la tabla, se ha optado por presentar de manera separada de la región en la que se encuentran la zona al interior de Taltal (Región de Antofagasta) y la Isla Grande de Chiloé debido al gran potencial de esas zonas y al hecho que en la actualidad tienen restricciones importantes para la transmisión de la energía que en ellas pudiese producirse.

Tabla 8: Potencia por región asociada a la cartera de proyectos eólicos con factor de planta igual o superior a 0,3 y factor de planta promedio.

Región o zona	Capacidad (MW)	Factor de planta
De Antofagasta (sin Taltal)	240	0,37
Taltal	99	0,41
De Atacama	533	0,34
De Coquimbo	777	0,35
De Valparaíso	21	0,40
Del Biobío	419	0,32
De La Araucanía	407	0,38
De Los Ríos	51	0,39
Isla Grande de Chiloé	428	0,39
Total	2.975	0,36

3.5.2 Potencial eólico disponible

La evaluación del potencial instalable en aquellas zonas del país cubiertas por el SING y SIC que no contaban con proyectos de dominio público a diciembre de 2012 se realizó en dos etapas.

La **primera etapa** fue la identificación de todas aquellas áreas que cumplen las restricciones territoriales resumidas en el punto 3.4.4. de este documento, incluyendo como restricción las áreas cubiertas por la cartera de proyectos. Para ello, a partir de las series horarias de viento obtenidas de la modelación con WRF para el año 2010, se estimó la producción del aerogenerador de 3 MW a una altura de buje de 100 metros sobre todo el dominio de análisis, y se generó una capa del factor de planta anual que se incorporó al análisis con MAE.

Los resultados de este análisis, desagregados por región y rango de factor de planta, se resumen en la siguiente tabla y figura. Si bien por limitaciones de capacidad computacional en esta etapa no se hicieron los ajustes a las series horarias de producción eólica por pérdidas o por posibles sobrestimaciones del modelo de viento, los rangos del factor de planta en ellas presentados consideran la multiplicación por un factor 0,75 de modo de incluir dichos aspectos en el promedio anual.

De acuerdo a estas estimaciones, las zonas disponibles que presentan un elevado recurso eólico y cumplen las restricciones territoriales aquí definidas, mayoritariamente estarían concentradas en la Región de Antofagasta, en el valle central entre las regiones del Biobío y de la Araucanía, en la Península de Arauco incluyendo su costa sur, en la cordillera de la costa de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, y en la Isla Grande de Chiloé.

Tabla 9: Superficie en el dominio de análisis por rango de factor de planta anual (3 MW a 100 m) sin restricciones territoriales (Sin RT) y luego de descontar dichas restricciones excepto el factor de planta inferior a 0,3 (Con RT).

Región	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Región	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Región	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Arica y Parinacota	0 - 0,15	1.181.219	374.006	Tarapacá	0 - 0,15	3.224.648	1.846.805	Antofagasta	0 - 0,15	4.963.354	3.897.964
	0,15 - 0,18	180.597	606		0,15 - 0,18	290.828	94.601		0,15 - 0,18	2.073.197	1.426.338
	0,18 - 0,21	115.422	123		0,18 - 0,21	189.578	26.927		0,18 - 0,21	1.517.777	859.016
	0,21 - 0,24	80.972	1		0,21 - 0,24	178.739	10.527		0,21 - 0,24	1.094.732	451.975
	0,24 - 0,27	58.198	4		0,24 - 0,27	134.084	3.220		0,24 - 0,27	743.003	256.022
	0,27 - 0,30	33.660			0,27 - 0,30	99.130	407		0,27 - 0,30	474.793	159.869
	0,30 - 0,33	10.458			0,30 - 0,33	71.718			0,30 - 0,33	378.285	113.984
	0,33 - 0,36	1.820			0,33 - 0,36	42.300			0,33 - 0,36	297.250	74.769
	0,36 - 0,39	9			0,36 - 0,39	19.510			0,36 - 0,39	295.753	77.565
	0,39 - 0,42				0,39 - 0,42	1.003			0,39 - 0,42	250.341	62.054
	0,42 - 0,45				0,42 - 0,45				0,42 - 0,45	169.168	11.149
0,45 - >			0,45 - >			0,45 - >	68.416	2.819			
Atacama	0 - 0,15	3.896.014	2.366.527	Coquimbo	0 - 0,15	2.670.301	1.020.795	Valparaíso	0 - 0,15	1.256.452	441.344
	0,15 - 0,18	394.322	72.225		0,15 - 0,18	198.691	46.927		0,15 - 0,18	80.330	19.340
	0,18 - 0,21	398.335	29.223		0,18 - 0,21	185.791	39.888		0,18 - 0,21	58.676	9.000
	0,21 - 0,24	418.521	10.280		0,21 - 0,24	191.655	35.020		0,21 - 0,24	48.938	6.892
	0,24 - 0,27	445.061	3.587		0,24 - 0,27	166.221	18.554		0,24 - 0,27	38.059	3.797
	0,27 - 0,30	450.883	2.119		0,27 - 0,30	146.572	8.144		0,27 - 0,30	30.510	2.538
	0,30 - 0,33	384.695	723		0,30 - 0,33	128.535	3.564		0,30 - 0,33	26.498	701
	0,33 - 0,36	324.767	560		0,33 - 0,36	120.033	2.932		0,33 - 0,36	23.460	533
	0,36 - 0,39	271.753	253		0,36 - 0,39	96.950	2.993		0,36 - 0,39	17.763	116
	0,39 - 0,42	197.002	35		0,39 - 0,42	68.550	1.269		0,39 - 0,42	12.576	144
	0,42 - 0,45	140.517			0,42 - 0,45	46.283	953		0,42 - 0,45	4.969	213
0,45 - >	189.051		0,45 - >	42.485	215	0,45 - >	1.919				
Metropolitana de Santiago	0 - 0,15	1.070.880	367.524	Del Libertador General Bernardo O'Higgins	0 - 0,15	1.119.670	502.216	Maule	0 - 0,15	1.575.331	758.638
	0,15 - 0,18	67.369	10.601		0,15 - 0,18	128.419	55.831		0,15 - 0,18	419.964	217.392
	0,18 - 0,21	55.042	7.327		0,18 - 0,21	98.723	42.045		0,18 - 0,21	278.673	127.555
	0,21 - 0,24	61.771	7.165		0,21 - 0,24	57.741	21.374		0,21 - 0,24	203.757	83.226
	0,24 - 0,27	53.754	1.967		0,24 - 0,27	40.570	9.594		0,24 - 0,27	140.484	46.198
	0,27 - 0,30	41.490	186		0,27 - 0,30	28.298	1.900		0,27 - 0,30	112.422	28.911
	0,30 - 0,33	33.377	33		0,30 - 0,33	26.225	773		0,30 - 0,33	75.015	5.209
	0,33 - 0,36	31.564	1		0,33 - 0,36	23.858	890		0,33 - 0,36	66.616	1.033
	0,36 - 0,39	32.767			0,36 - 0,39	22.871	307		0,36 - 0,39	52.693	459
	0,39 - 0,42	34.419			0,39 - 0,42	23.349	13		0,39 - 0,42	41.111	212
	0,42 - 0,45	24.028			0,42 - 0,45	24.369	14		0,42 - 0,45	26.419	49
0,45 - >	32.180		0,45 - >	40.132	4	0,45 - >	39.324	5			

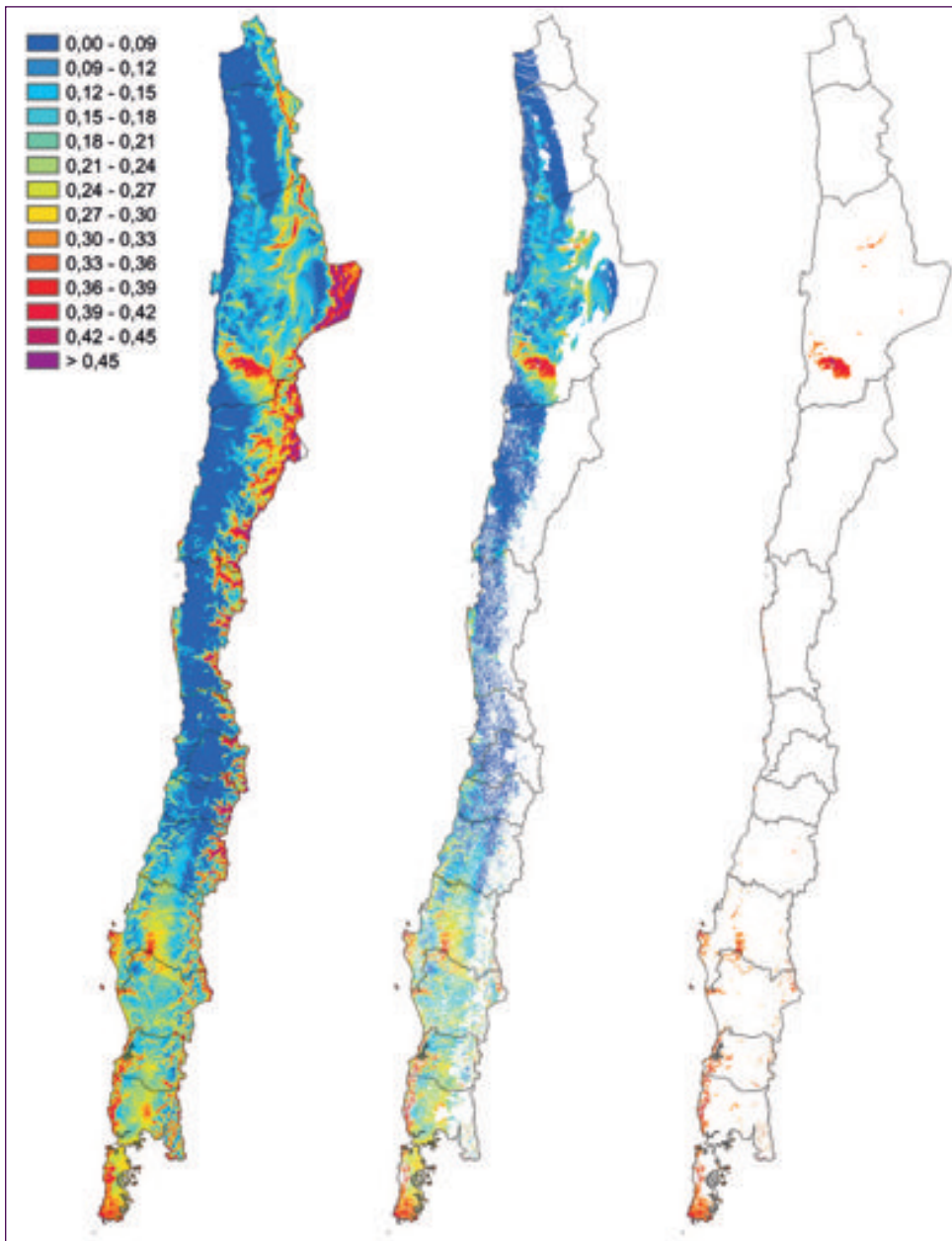
Continúa en la página siguiente...

El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Biobío	0 - 0,15	589.517	231.154	Araucanía	0 - 0,15	341.053	133.887	Los Ríos	0 - 0,15	218.288	87.848
	0,15 - 0,18	501.888	213.301		0,15 - 0,18	598.816	268.814		0,15 - 0,18	258.589	123.729
	0,18 - 0,21	632.221	285.326		0,18 - 0,21	785.523	384.426		0,18 - 0,21	328.194	162.949
	0,21 - 0,24	690.327	335.849		0,21 - 0,24	537.995	248.813		0,21 - 0,24	393.747	214.178
	0,24 - 0,27	575.496	308.411		0,24 - 0,27	354.588	144.534		0,24 - 0,27	243.408	119.803
	0,27 - 0,30	345.265	175.088		0,27 - 0,30	266.277	108.363		0,27 - 0,30	153.878	68.292
	0,30 - 0,33	197.157	94.349		0,30 - 0,33	140.671	53.451		0,30 - 0,33	97.080	40.857
	0,33 - 0,36	97.278	41.188		0,33 - 0,36	79.075	27.755		0,33 - 0,36	68.451	28.819
	0,36 - 0,39	47.360	15.622		0,36 - 0,39	41.802	11.573		0,36 - 0,39	39.583	15.760
	0,39 - 0,42	23.999	4.889		0,39 - 0,42	18.494	2.462		0,39 - 0,42	16.657	5.500
	0,42 - 0,45	7.552	1.061		0,42 - 0,45	12.373	661		0,42 - 0,45	4.119	855
0,45 ->	3.403	82	0,45 ->	6.237	16	0,45 ->	1.808	2			

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Los Lagos	0 - 0,15	253.892	52.580	Todo el dominio analizado	0 - 0,15	22.360.619	12.081.288
	0,15 - 0,18	273.980	75.746		0,15 - 0,18	5.466.991	2.625.452
	0,18 - 0,21	463.906	171.584		0,18 - 0,21	5.107.860	2.145.388
	0,21 - 0,24	757.329	343.191		0,21 - 0,24	4.716.225	1.768.491
	0,24 - 0,27	796.006	355.045		0,24 - 0,27	3.788.933	1.270.738
	0,27 - 0,30	703.422	298.761		0,27 - 0,30	2.886.601	854.578
	0,30 - 0,33	557.780	193.858		0,30 - 0,33	2.127.493	507.502
	0,33 - 0,36	415.363	150.161		0,33 - 0,36	1.591.833	328.640
	0,36 - 0,39	233.900	74.466		0,36 - 0,39	1.172.713	199.114
	0,39 - 0,42	139.637	36.870		0,39 - 0,42	827.137	113.448
	0,42 - 0,45	78.520	12.441		0,42 - 0,45	538.317	27.396
0,45 ->	46.822	2.707	0,45 ->	471.776	5.850		

Figura 16: Distribución del factor de planta anual (3 MW a 100 m) sin (izquierda) y con restricciones territoriales excepto el límite 0,3 del factor de planta (centro), y considerando dicho límite (derecha).



La siguiente tabla resume los resultados anteriores por región político administrativa del país. De acuerdo a este análisis, la superficie total en el dominio estudiado con un factor de planta igual o superior a 0,3 que cumpliría todas las restricciones impuestas superaría el millón de hectáreas.

Tabla 10: Superficie con factor de planta anual (3 MW a 100 m) igual o superior a 0,3 sin restricciones territoriales (Sin RT) y luego de aplicar dichas restricciones (Con RT).

Región	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
De Arica y Parinacota	12.287	
De Tarapacá	134.531	
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 Bernado 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
Total	6.729.271	1.181.951

Sin embargo, el resultado anterior incluye el conjunto de puntos de grilla (1km x 1km) que cumplen los criterios, independientemente del tamaño del área continua que los cumple, incluyendo algunas zonas que probablemente permiten albergar parques eólicos muy pequeños.

La **segunda etapa** consistió en la selección de subáreas que, de acuerdo a los resultados de la etapa anterior, podrían tener una extensión suficiente para instalar parques eólicos de varias decenas de MW de capacidad instalada.

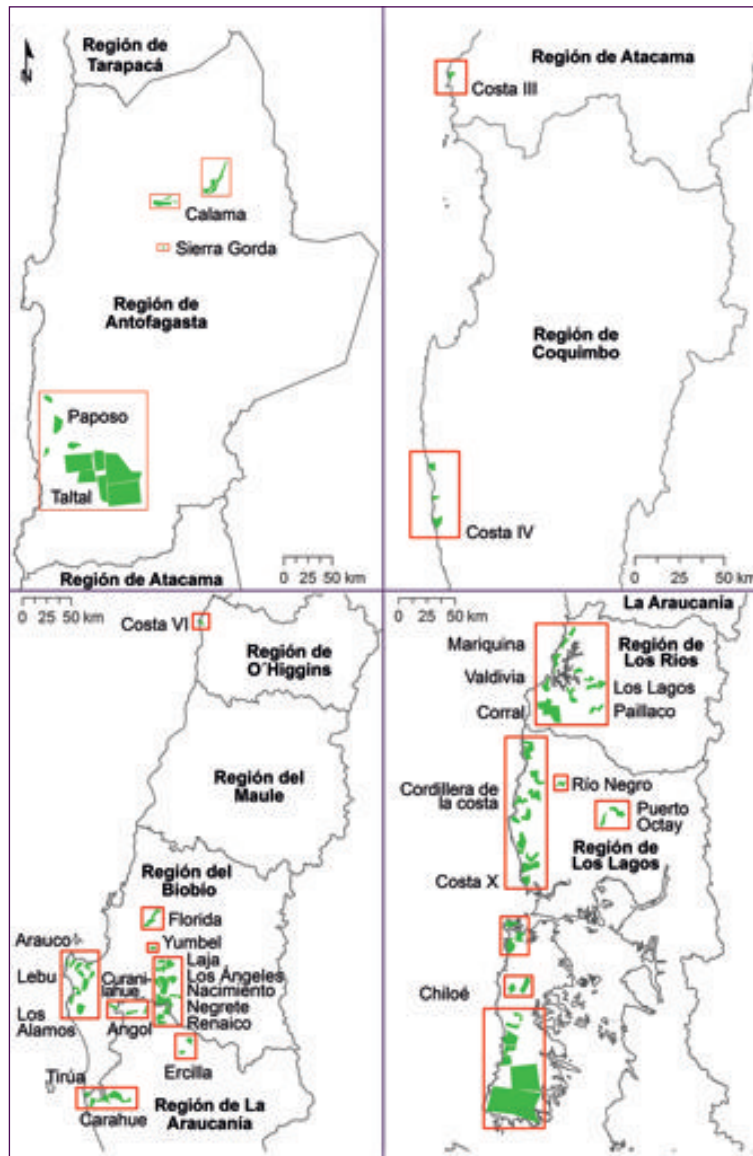
Para las subáreas seleccionadas se procedió, en cada punto de grilla de la modelación de vientos para el año 2010, a calcular la producción de las tres combinaciones de aerogeneradores y altura de generación descritas previamente en este informe (aerogenerador de 1,5 MW a 60 metros de altura de buje, y aerogenerador de 3 MW a 80 y 100 metros de altura de buje), a seleccionar la combinación que optimizaba la producción de energía¹⁶ y a estimar la fracción del área en la cual cada punto de grilla tenía un factor de planta igual o superior a 0,3.

Además, a cada subárea seleccionada se le asignó una densidad de potencia eólica instalable de 10, 20 ó 30 ha/MW, en conformidad con los criterios señalados en capítulos previos respecto de la topografía de la zona y de la densidad de viviendas rurales que contiene. Se descartaron aquellas áreas cuya potencia instalable resultante fuese inferior a 50 MW.

La siguiente figura muestra las áreas que se obtuvieron luego de la aplicación de la metodología descrita.

¹⁶ Es posible que configuraciones de parques que no optimicen la producción de energía puedan tener mejores desempeños económicos, aspecto que es parte de los estudios de factibilidad de proyectos de inversión y que se encuentra fuera de los alcances del análisis aquí realizado.

Figura 17: Zonas seleccionadas con capacidad instalable de al menos 50 MW y factor de planta mínimo de 0,3. No incluye la cartera de proyectos.



Por su parte, la próxima tabla resume los resultados para las subáreas seleccionadas de acuerdo a los criterios y metodología descritos incluyendo, para cada zona, el tamaño y la altura de buje del aerogenerador seleccionado, la densidad de potencia eólica instalable asignada, la superficie dentro de la subárea que cumple el criterio de un factor de planta estimado sobre 0,3, y el factor de planta promedio y el potencial total instalable asociados.

De esta manera, la potencia instalable así estimada para zonas en las cuales no existían proyectos eólicos de dominio público al 31 de diciembre de 2012 que podrían tener factores de planta igual o superiores a 0,3, es decir, el potencial disponible, superaría los 37.000 MW.

Tabla 11: Zonas seleccionadas con factor de planta superior a 0,3.

Nombre	Región o zona	Altura buje (m)	Tamaño aerogen. (MW)	Factor de planta	Superficie (ha)	Densidad potencia (ha/MW)	Capacidad (MW)
Calama 1	De Antofagasta	60	1,5	0,32	1.802	10	180
Calama 2	De Antofagasta	60	1,5	0,31	3.356	10	336
Calama 3	De Antofagasta	60	1,5	0,32	913	10	91
Calama 4	De Antofagasta	60	1,5	0,34	690	10	69
Calama 5	De Antofagasta	60	1,5	0,32	5.857	10	586
Sierra Gorda	De Antofagasta	60	1,5	0,33	555	10	55
Paposo 1	De Antofagasta	60	1,5	0,31	7.280	10	728
Paposo 2	De Antofagasta	60	1,5	0,34	2.058	10	206
Paposo 3	De Antofagasta	60	1,5	0,31	1.795	10	179
Paposo 4	De Antofagasta	60	1,5	0,32	1.916	10	192
Taltal 1	Taltal	60	1,5	0,37	17.165	20	858
Taltal 2	Taltal	60	1,5	0,35	39.145	20	1.957
Taltal 3	Taltal	60	1,5	0,40	16.640	20	832
Taltal 4	Taltal	60	1,5	0,37	68.804	20	3.440
Taltal 5	Taltal	60	1,5	0,35	67.931	20	3.397
Taltal 6	Taltal	60	1,5	0,35	19.886	20	994
Costa III	De Atacama	100	3	0,34	859	10	86
Costa IV 1	De Coquimbo	100	3	0,33	1.002	10	100
Costa IV 2	De Coquimbo	100	3	0,36	719	10	72
Costa IV 3	De Coquimbo	100	3	0,37	2.169	10	217
Costa VI	Del L. B. O'Higgins	100	3	0,34	1.510	20	75
Florida	Del Biobío	100	3	0,33	7.338	20	367
Yumbel	Del Biobío	100	3	0,32	1.670	10	167
Laja 1	Del Biobío	100	3	0,32	2.643	10	264
Laja 2	Del Biobío	100	3	0,31	4.969	30	166
Laja 3	Del Biobío	100	3	0,32	3.340	30	111
Laja 4	Del Biobío	100	3	0,31	1.535	10	153
Los Ángeles 1	Del Biobío	100	3	0,32	5.296	30	177
Los Ángeles 2	Del Biobío	100	3	0,32	6.232	30	208
Nacimiento	Del Biobío	100	3	0,32	3.219	30	107
Negrete 1	Del Biobío	100	3	0,35	7.690	30	256
Negrete 2	Del Biobío	100	3	0,32	2.891	30	96
Negrete 3	Del Biobío	100	3	0,36	10.757	30	359
Negrete 4	Del Biobío	100	3	0,32	1.918	30	64
Curanilahue	Del Biobío	100	3	0,31	2.190	20	110
Arauco 1	Del Biobío	100	3	0,39	1.579	20	79
Arauco 2	Del Biobío	100	3	0,38	2.962	20	148
Arauco 3	Del Biobío	100	3	0,38	3.831	20	192
Arauco 4	Del Biobío	100	3	0,33	3.250	20	163
Arauco 5	Del Biobío	100	3	0,34	3.237	20	162
Arauco 6	Del Biobío	100	3	0,31	2.850	20	142
Arauco 7	Del Biobío	100	3	0,31	6.183	20	309
Lebu 1	Del Biobío	100	3	0,33	3.505	20	175
Lebu 2	Del Biobío	100	3	0,36	3.142	20	157
Los Álamos	Del Biobío	100	3	0,32	6.437	20	322
Tirúa	Del Biobío	100	3	0,34	2.549	20	127
Renaico	De La Araucanía	100	3	0,34	4.854	30	162
Angol 1	De La Araucanía	100	3	0,33	4.482	30	149

Continúa en la página siguiente...

Evaluación del Potencial Eólico

Nombre	Región o zona	Altura buje (m)	Tamaño aerogen. (MW)	Factor de planta	Superficie (ha)	Densidad potencia (ha/MW)	Capacidad (MW)
Angol 2	De La Araucanía	100	3	0,32	2.530	30	84
Angol 3	De La Araucanía	100	3	0,32	3.316	20	166
Angol 4	De La Araucanía	100	3	0,33	1.829	20	91
Ercilla 1	De La Araucanía	100	3	0,31	1.877	10	188
Ercilla 2	De La Araucanía	100	3	0,32	1.043	10	104
Carahue 1	De La Araucanía	100	3	0,33	10.626	20	531
Carahue 2	De La Araucanía	100	3	0,35	5.366	20	268
Carahue 3	De La Araucanía	100	3	0,35	3.781	20	189
Mariquina	De Los Ríos	100	3	0,36	2.929	20	146
Valdivia 1	De Los Ríos	100	3	0,37	3.083	20	154
Valdivia 2	De Los Ríos	100	3	0,35	5.747	20	287
Valdivia 3	De Los Ríos	100	3	0,32	2.725	20	136
Los Lagos 1	De Los Ríos	100	3	0,32	2.309	20	115
Los Lagos 2	De Los Ríos	100	3	0,35	6.486	20	324
Corral 1	De Los Ríos	100	3	0,34	5.604	20	280
Corral 2	De Los Ríos	100	3	0,34	5.059	20	253
Corral 3	De Los Ríos	100	3	0,36	19.357	20	968
Paillaco	De Los Ríos	100	3	0,33	3.962	20	198
Río Negro	De Los Lagos	100	3	0,31	1.988	30	66
Cord. Costa 1	De Los Lagos	100	3	0,34	10.678	20	534
Cord. Costa 2	De Los Lagos	100	3	0,37	7.294	20	365
Cord. Costa 3	De Los Lagos	100	3	0,37	7.440	20	372
Cord. Costa 4	De Los Lagos	100	3	0,34	4.898	20	245
Cord. Costa 5	De Los Lagos	100	3	0,40	5.705	20	285
Cord. Costa 6	De Los Lagos	100	3	0,37	3.234	20	162
Cord. Costa 7	De Los Lagos	100	3	0,40	10.098	20	505
Cord. Costa 8	De Los Lagos	100	3	0,34	5.270	20	263
Puerto Octay 1	De Los Lagos	100	3	0,31	4.742	30	158
Puerto Octay 2	De Los Lagos	100	3	0,31	2.569	30	86
Costa X 1	De Los Lagos	100	3	0,33	9.843	20	492
Costa X 2	De Los Lagos	100	3	0,35	4.741	20	237
Chiloé 1	Chiloé	80	3	0,34	2.089	20	104
Chiloé 2	Chiloé	100	3	0,33	5.068	20	253
Chiloé 3	Chiloé	100	3	0,33	6.737	20	337
Chiloé 4	Chiloé	100	3	0,36	6.397	20	320
Chiloé 5	Chiloé	100	3	0,37	3.536	20	177
Chiloé 6	Chiloé	100	3	0,38	2.594	20	130
Chiloé 7	Chiloé	100	3	0,34	3.573	20	179
Chiloé 8	Chiloé	100	3	0,33	11.777	20	589
Chiloé 9	Chiloé	100	3	0,33	5.660	20	283
Chiloé 10	Chiloé	100	3	0,32	6.281	20	314
Chiloé 11	Chiloé	100	3	0,33	45.155	20	2.258
Chiloé 12	Chiloé	100	3	0,34	94.702	20	4.735
Total				0,34	732.297		37.477

Si bien el potencial disponible estimado constituye una cifra elevada en comparación con la capacidad instalada de generación eléctrica en el SIC y en el SING, parte importante de él se encuentra en zonas en las cuales existen restricciones de transmisión, entre ellas la Isla Grande de Chiloé y la zona interior de Taital. En conjunto ambas zonas constituyen del orden de 50% del potencial instalable identificado, como se puede deducir de la siguiente tabla donde se resume por región la capacidad instalable sobre 0,3 de factor de planta estimada en este análisis.

Tabla 12: Capacidad instalable por región asociada al potencial disponible y a la cartera de proyectos con factor de planta igual o superior a 0,3.

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	0,40			21	0,40
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
Total	2.975	0,36	37.477	0,34	40.452	0,35

Aun cuando este análisis de potencial eólico es representativo de las condiciones simuladas para tan solo el año 2010, se estima poco probable que un análisis de más largo plazo de cuenta de nuevas zonas de magnitud significativa que cumplan las restricciones territoriales aquí definidas. Como se analiza más adelante en el capítulo de variabilidad interanual, con la excepción de las zonas costeras del Norte Chico, el recurso eólico del año 2010 habría correspondido a una condición promedio o bajo el promedio.

Por su parte, una variación de las restricciones territoriales puede dar lugar al descarte de algunas de las zonas identificadas o a la identificación de nuevas. A modo de ejemplo, considerar restricciones de transmisión eléctrica daría lugar a lo primero, aun cuando ellas son subsanables con inversiones adicionales en infraestructura de transmisión, en particular en zonas que pueden tener elevados potenciales que las justifiquen. En contrapartida, la eliminación de restricciones en la altitud del emplazamiento de los aerogeneradores, en este análisis limitado a 3.000 msnm en el Norte Grande y 2.000 msnm en el resto del dominio analizado; daría lugar a que, por ejemplo, la zona altiplánica de la Región de Antofagasta cercana a la frontera con Argentina, se revelara como una zona con un potencial instalable del orden de los miles de MW con factores de planta 0,4 o superior.

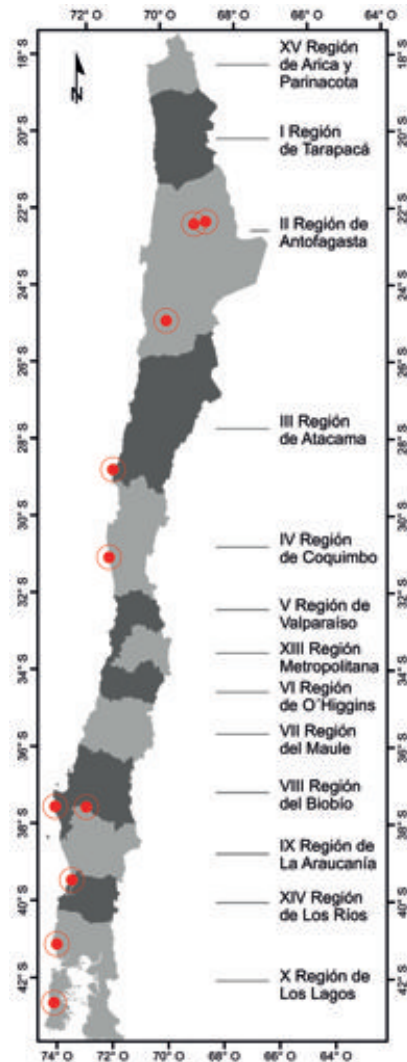
3.6 Comportamiento temporal del recurso eólico

El comportamiento temporal del recurso eólico se evalúa respecto de su ciclo diario y anual, así como de su variabilidad interanual.

La mayoría de los proyectos de la cartera de proyectos y las zonas identificadas en este estudio que presentarían factores de planta superiores a 0,3 mayoritariamente se encuentran concentrados en áreas delimitadas de la Región de Antofagasta, en dos zonas costeras del Norte Chico, en el valle central en torno al límite entre las regiones del Biobío y de la Araucanía, en la Península de Arauco incluyendo su costa sur, en la cordillera de la costa de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, y en la Isla Grande de Chiloé. Dada la similitud del régimen de viento presente dentro de cada área, el comportamiento temporal del recurso eólico se evaluó para las siguientes zonas:

- Región de Antofagasta con máximos diurnos (II Diurno): característica de fuertes vientos de valle, con una mayor intensidad de vientos valle-arriba.
- Región de Antofagasta con máximos nocturnos (II Nocturno): característica de fuertes vientos de valle, con una mayor intensidad de vientos de drenaje.
- Zona interior de Taltal (Taltal): régimen de vientos particular con elevada intensidad de vientos nocturnos, y periodos prolongados y continuos de fuertes vientos.
- Costa de la Región de Atacama (III Costa): zona de marcada influencia del ciclo anual del Anticiclón Subtropical del Pacífico Sureste y por la presencia de un chorro costero.
- Costa de la Región de Coquimbo (IV Costa): también influenciada por el anticiclón y un chorro costero.
- Costa sur de la Península de Arauco (VIII Costa): zona con influencia anticiclónica principalmente en verano, así como por el paso de sistemas frontales.
- Valle central en torno al límite de las regiones de Biobío y de la Araucanía (VIII V. Central): a similar latitud del punto anterior sin influencia costera.
- Costa de la Región de Los Ríos (XIV Costa): baja influencia anticiclónica durante los meses invernales.
- Costa de la Región de Los Lagos (X Costa): zona limítrofe de la influencia del Anticiclón Subtropical del Pacífico
- Isla Grande de Chiloé: (Chiloé): mayoritariamente influenciada por los vientos del oeste y el paso de sistemas frontales.

Figura 18: Zonas usadas en análisis temporal.

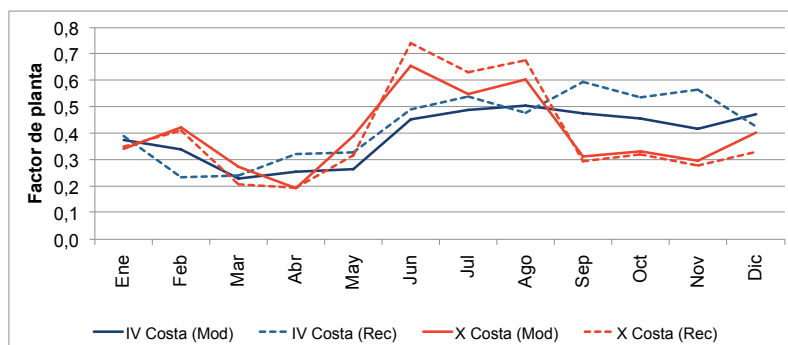


3.6.1 Ciclo diario y anual de la producción eólica

El análisis del comportamiento de la producción eólica durante el año y dentro del día se realizó a partir de los resultados de la modelación con WRF del viento para el año 2010, debido a que 2010 es el único año, a la fecha de realización de este análisis, para el cual se contaba con resultados modelados sobre todo el dominio de estudio.

Si bien mediante el procedimiento de reconstrucción temporal de variables meteorológicas, descrito en el capítulo 2, es posible simular series horarias de velocidad de viento y de producción eólica para el periodo 1980 - 2012, lo que permitiría un análisis de tipo climatológico; el análisis de sus resultados para el año 2010 sobre casos seleccionados evidenció una cierta tendencia a extremar los valores máximos y mínimos respecto de los resultados obtenidos con las modelaciones con WRF para el mismo año. La siguiente figura muestra ese efecto para el ciclo anual de dos puntos, uno localizado en la costa de la Región de Coquimbo y el otro en la costa de la Región de los Lagos.

Figura 19: Ciclo anual 2010 en un punto de la costa de las regiones de Coquimbo y de Los Lagos modelado con WRF (Mod) y estimado con técnica de reconstrucción temporal (Rec).



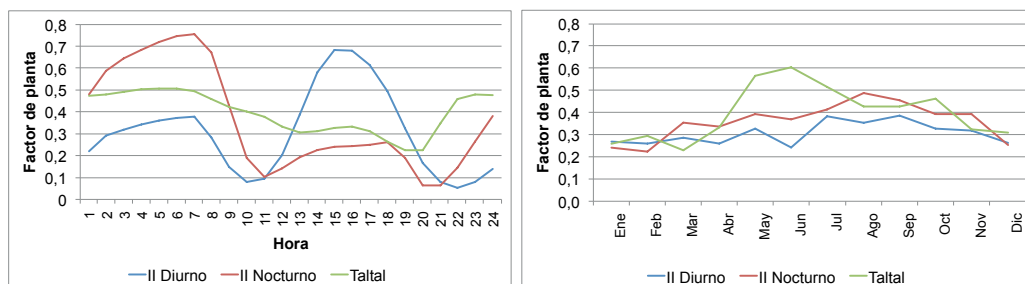
Este análisis limitado al año 2010 no necesariamente reflejará el comportamiento climatológico de los ciclos anual y diario, estimándose que las principales diferencias podrían darse en el ciclo anual, en particular en las variaciones de comportamiento entre meses contiguos. Sin perjuicio de ello, los resultados obtenidos se aprecian consistentes con lo esperable para los diferentes regímenes de viento analizados, y permiten formarse una impresión de sus ciclos temporales.

Si bien el análisis se realizó tanto para el comportamiento de la magnitud del viento como para la producción eólica, expresada como factor de planta, se resumen aquí los resultados obtenidos sólo para este último parámetro pues reviste mayor interés para los efectos de evaluar el potencial eólico. Además, para mejorar la descripción de los diferentes regímenes de viento, se complementa el análisis con resultados de magnitud de viento registrados en estaciones de prospección eólica de MINENERGIA/GIZ.

En las zonas de la Región de Antofagasta se estimó la producción de un aerogenerador de 1,5 MW con una altura de buje de 60 metros sobre el nivel del suelo, y para las restantes zonas un aerogenerador de 3 MW a 100 metros de altura de buje. La producción obtenida considera el ajuste por pérdidas típicas de producción en los parques eólicos y por eventuales sobrestimaciones de la magnitud de viento del modelo WRF.

Como era de esperar, por las distintas forzantes que regulan el comportamiento del viento, se observan marcadas diferencias en el ciclo diario entre las distintas zonas evaluadas. En la siguiente figura se presentan el ciclo diario y anual de la producción eólica simulada para el año 2010 en las zonas seleccionadas de la Región de Antofagasta.

Figura 20: Ciclo diario y anual del factor de planta simulado para 2010 (1,5 MW a 60 metros de altura de buje) en zonas seleccionadas de la Región de Antofagasta.



En el interior del Norte Grande, el ciclo diario se encuentra muy marcado en aquellas zonas donde la forzante principal aparenta ser térmica asimilable a vientos de valle, caracterizados por direcciones de viento inversas entre el día y la noche usualmente en el eje longitudinal de las depresiones en las que se encuentre la zona. En estas zonas se observan dos mínimos diarios, coincidentes con las horas de transición del régimen de vientos diurno al nocturno y viceversa. Además, la magnitud y persistencia de los vientos nocturnos se incrementa en los meses invernales y la de los diurnos en los meses estivales de manera consistente con la variación de las horas e intensidad de la insolación a lo largo del año.

La zona de Taltal presenta un régimen de vientos particular. Durante el periodo estival es posible identificar un ciclo similar al de las zonas anteriores, esto es, un máximo diurno y otro nocturno con direcciones de viento aproximadamente inversas. Sin embargo, en gran parte de los días de otoño e invierno se aprecia principalmente sólo el mínimo de la tarde en el ciclo diario, así como la presencia de fenómenos de viento intenso de varios días de duración, caracterizados por la presencia mayoritaria de vientos de componente noreste a las alturas de buje normales de emplazamiento de aerogeneradores, tal como se aprecia en las siguientes figuras.

Figura 21: Ciclo diario 2010 del factor de planta simulado en la zona de Taltal para un aerogenerador de 1,5 MW a 60 metros de altura de buje.

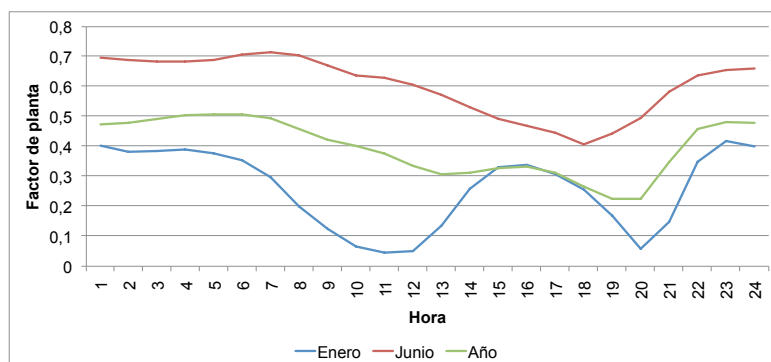
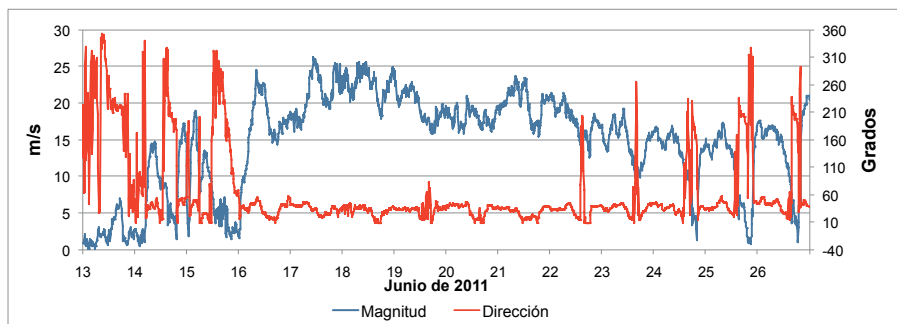


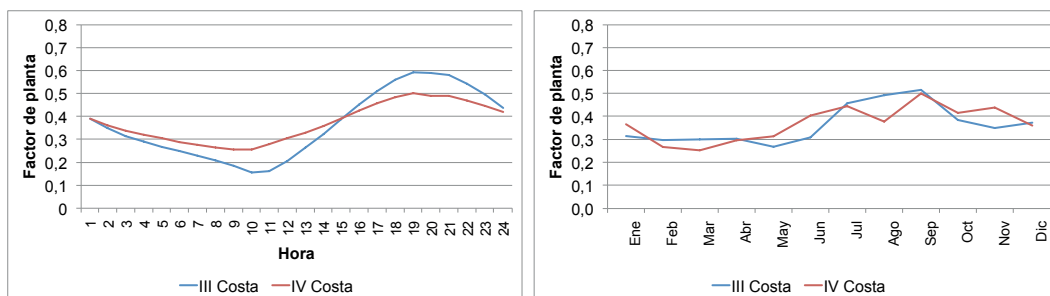
Figura 22: Dirección y magnitud de viento a 60 metros en la estación Taltal.



Por su parte, la costa del Norte Chico se encuentra durante todo el año bajo la influencia del anticiclón subtropical del Pacífico. Durante los meses de verano, el anticiclón alcanza su posición más austral (con su centro aproximadamente a 33°S) incluyendo bajo su dominio desde el norte de Chile hasta la Isla Grande de Chiloé. En invierno, se desplaza hacia el norte hasta los 27°S limitando su dominio hacia el sur hasta la Región del Maule.

Consecuentemente, el viento costero en la costa del Norte Chico sopla desde el sur la mayor parte del tiempo. Tanto el ciclo anual como el diario adicionalmente muestran una forzante térmica, con máximos durante los meses de primavera y verano al término del día, probablemente relacionada con la diferencia de calentamiento mar/terránea y su interacción con la topografía costera.

Figura 23: Ciclo diario y anual del factor de planta simulado para 2010 (3 MW a 100 metros de altura de buje) en zonas seleccionadas del Norte Chico.

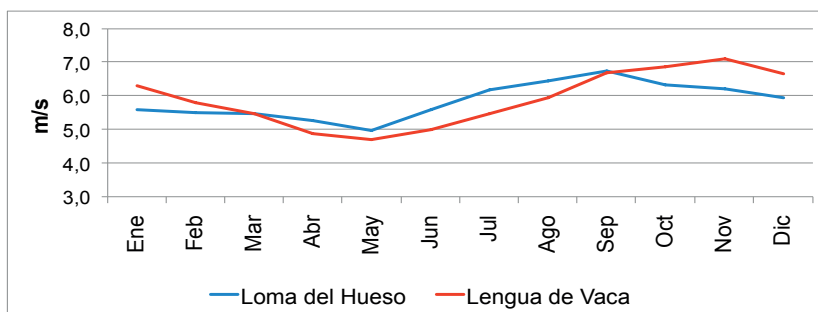


Considerando que la forzante radiativa se maximiza en general en verano, el máximo primaveral en la producción eólica que se observa en las zonas analizadas de la costa de las regiones de Atacama y de Coquimbo señala que otras forzantes también son relevantes. Los resultados de la modelación para el año 2010, arriba presentados, no ayudan a despejar cuáles serían esas forzantes, lo que podría ser una situación particular del año 2010.

Sin embargo, el promedio de más de 5 años de la magnitud de viento a 20 metros en las estaciones Loma del Hueso (costa de Región de Atacama) y Lengua de Vaca (costa de Región de Coquimbo) evidencia ciclos de viento de formas similares en ambas estaciones, pero con máximos en meses distintos: en septiembre para Loma del Hueso y en noviembre para Lengua de Vaca.

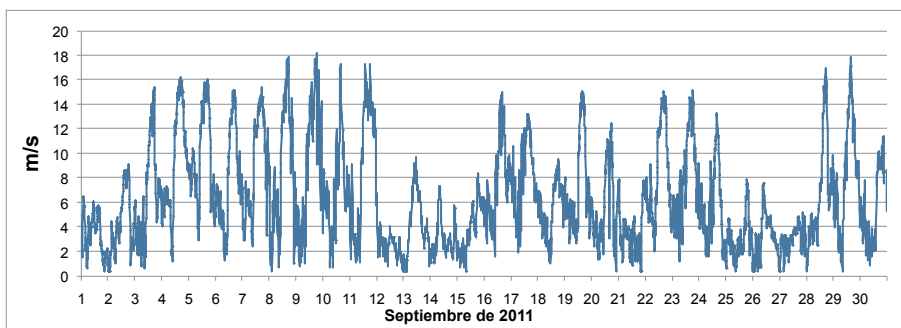
Ese comportamiento podría estar en parte relacionado con el desplazamiento de norte a sur en primavera del anticiclón subtropical del Pacífico sureste, cuyo centro alcanzaría primero la zona analizada en la Región de Atacama (latitud 28,9°S) y luego la zona costera de la Región de Coquimbo de mayor producción eólica (entre 30,5°S y 31,2°S).

Figura 24: Ciclo anual (oct06-dic11) de magnitud de viento a 20 metros en las estaciones Loma del Hueso (Región de Atacama) y Lengua de Vaca (Región de Coquimbo).



La intensidad del viento se refuerza en estas dos zonas del Norte Chico a causa de un chorro costero de sur a norte, cuyos máximos de velocidad están en el mar al norte de la punta de Lengua de Vaca (aproximadamente frente a la Bahía de Tongoy) y al norte de la Bahía Sarco ($28,84^{\circ}\text{S}$ y $71,45^{\circ}\text{O}$). Los chorros son inducidos por el paso de altas presiones migratorias más al sur, y dan lugar a periodos de mayor magnitud de viento de entre un día y algo más de una semana de duración, seguidos de cortos periodos de velocidades bajas. En la siguiente figura se puede apreciar ese comportamiento, donde destaca un evento de vientos intensos de aproximadamente 8 días de duración (3 al 11 de septiembre), registrado en la estación Lengua de Vaca.

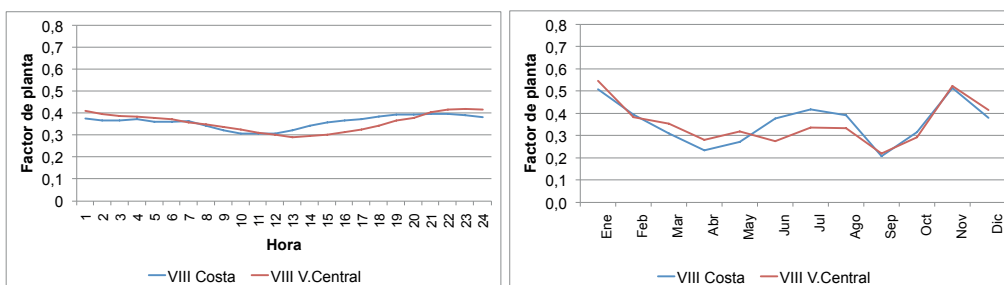
Figura 25: Magnitud de viento a 20 metros sobre la superficie en estación Lengua de Vaca.



Vientos influenciados por forzantes térmicas mar/tierra aún parecen apreciarse con cierta nitidez en la costa del Golfo de Arauco y de la Región de los Ríos, principalmente en los meses de verano. La relevancia a lo largo del año de dichas brisas es mucho menor que en la costa del Norte Chico debido a la menor influencia del anticiclón subtropical del Pacífico sureste lo que permite una mayor frecuencia de pasos de sistemas frontales caracterizados por vientos intensos con componentes norte.

El ciclo anual en las zonas seleccionadas de la Región del Biobío, y principalmente en la costa, evidencia la influencia que los sistemas frontales tienen en la producción eólica en los meses invernales, aunque, en este caso, aparentemente superpuesta a una componente del ciclo anual asociada a brisas “locales” (brisas mar/tierra o valle/montaña) que se manifiesta con máximos en primavera y verano.

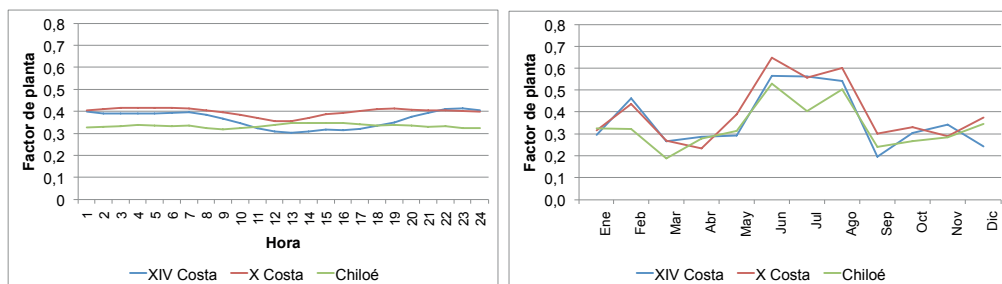
Figura 26: Ciclo diario y anual del factor de planta simulado para 2010 (3 MW a 100 metros de altura de buje) en zonas seleccionadas de la Región del Biobío.



En la cordillera de la costa de la Región de Los Lagos el ciclo diario se vuelve difuso, y en la Isla Grande de Chiloé desaparece. En estas zonas y en la cordillera de la costa de la Región

de Los Ríos, la mayor frecuencia de sistemas frontales configuraría un ciclo anual con máximos invernales, tal como se aprecia en la figura siguiente.

Figura 27: Ciclo diario y anual del factor de planta simulado para 2010 (3 MW a 100 metros de altura de buje) en zonas de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos.



Finalmente, en las siguientes figuras se resumen el ciclo anual y diario de los factores de planta en las zonas seleccionadas en este análisis.

Figura 28: Ciclo anual y diario 2010 del factor de planta estimado para zonas seleccionadas de la Región de Antofagasta.

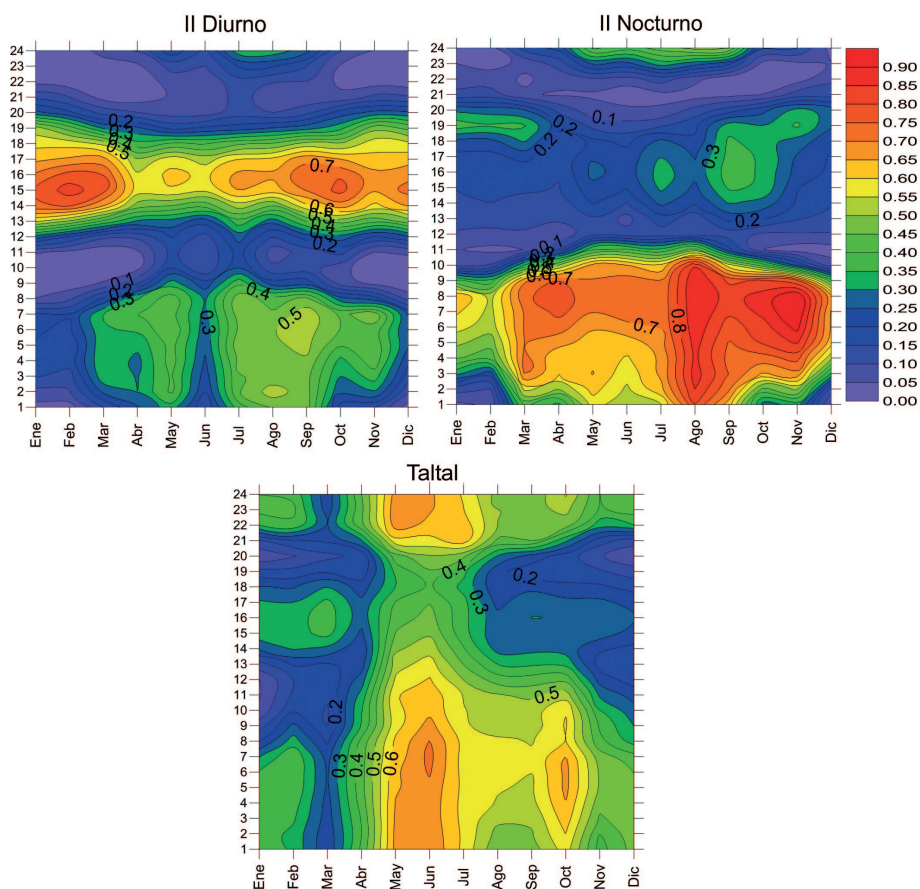


Figura 29: Ciclo anual y diario 2010 del factor de planta estimado para zonas seleccionadas en la costa del Norte Chico.

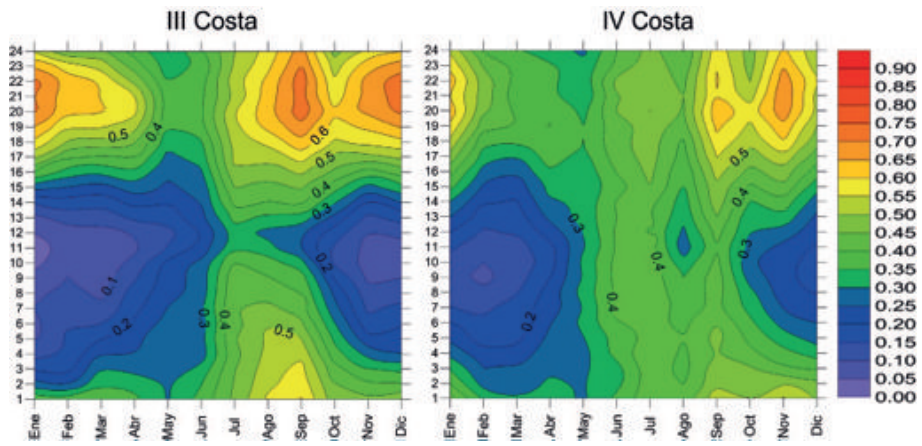


Figura 30: Ciclo anual y diario 2010 del factor de planta estimado para zonas seleccionadas en la Región del Biobío.

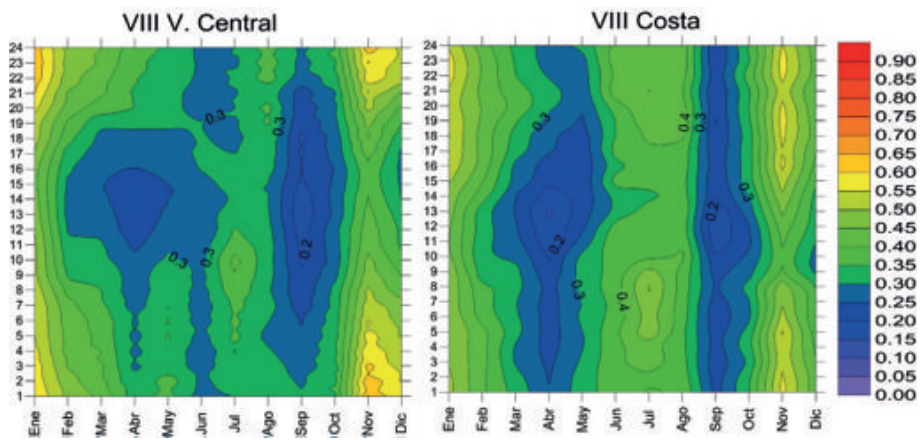
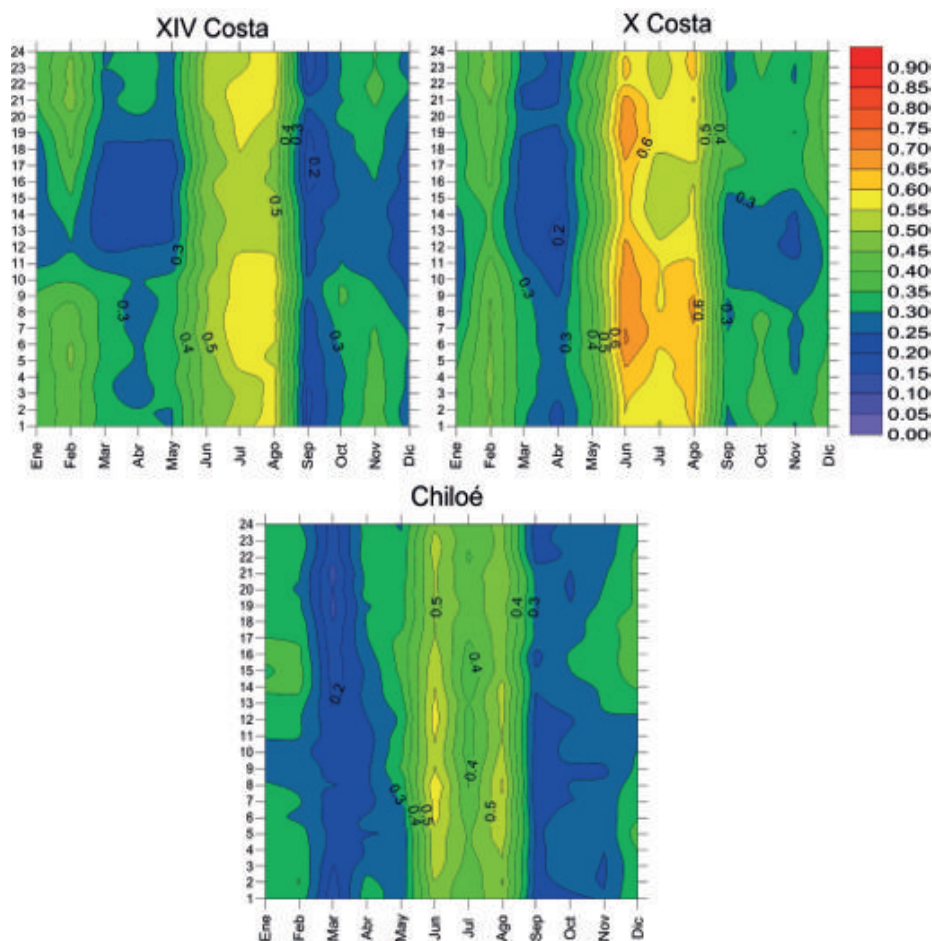


Figura 31: Ciclo anual y diario 2010 del factor de planta estimado para zonas seleccionadas en el área sur del dominio de análisis.



3.6.2 Variabilidad interanual: 1980 - 2012

La variabilidad interanual del recurso eólico se describe a partir de los resultados de la técnica de reconstrucción temporal de series de viento en puntos geográficos contenidos en las zonas para las cuales se evaluó el ciclo anual y diario, de manera similar al procedimiento normalmente usado en estudios de factibilidad de proyectos eólicos en ausencia de series observacionales de largo plazo.

La localización de los puntos geográficos analizados es la siguiente (coincide con los mostrados en la Figura 18):

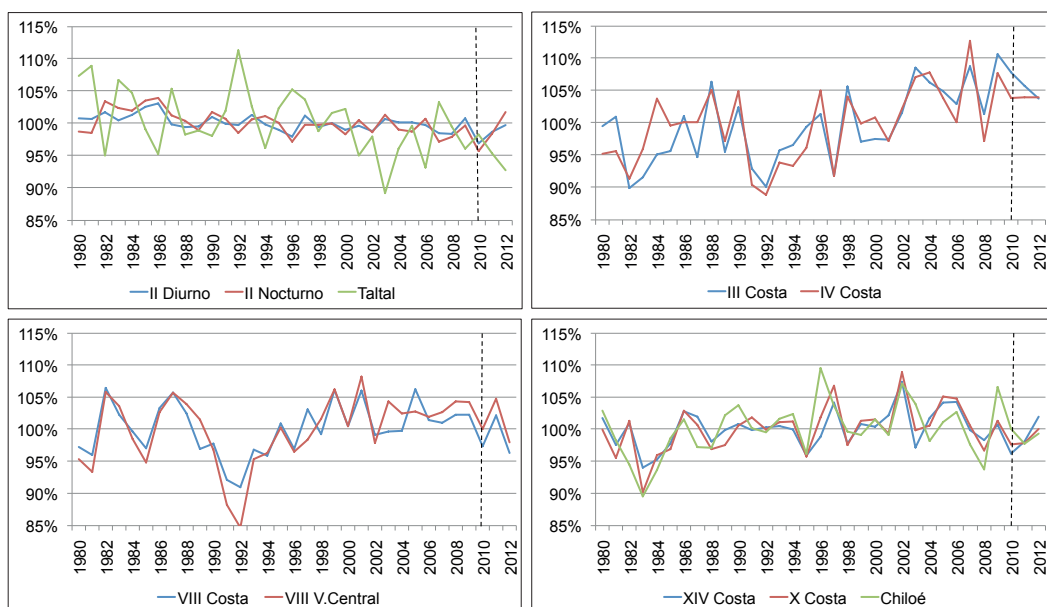
- II Diurno: 22,4° S, 68,7° O.
- II Nocturno: 22,5° S, 69,1° O.
- Taltal: 25,0° S, 69,9° O.
- III Costa: 28,9° S, 71,5° O.
- IV Costa: 31,2° S, 71,7° O.
- VIII Costa: 37,6° S, 73,6° O.
- VIII V. Central: 37,6° S, 72,6° O.
- XIV Costa: 39,5° S, 73,2° O.
- X Costa: 41,2° S, 73,8° O.
- Chiloé: 42,7° S, 74,0° O.

Como se señaló previamente, el procedimiento de reconstrucción temporal en algunas zonas analizadas tiende a extremar los valores máximos y mínimos de los ciclos diario y anual de producción eólica respecto de los resultados obtenidos con la modelación de WRF para el año 2010. Es probable que dicho comportamiento no sea extrapolable a los promedios anuales de magnitud del viento, puesto que el aumento de los valores máximos y la disminución de los mínimos tenderían a compensarse. Este aspecto puede ser distinto para el caso de producción eólica, para la cual las magnitudes de viento medias y elevadas tienen una mayor incidencia que las bajas. Como consecuencia podría ocurrir que la magnitud de la variabilidad interanual de la producción eólica estimada por medio de la técnica de reconstrucción temporal utilizada sea mayor que la real en una determinada zona.

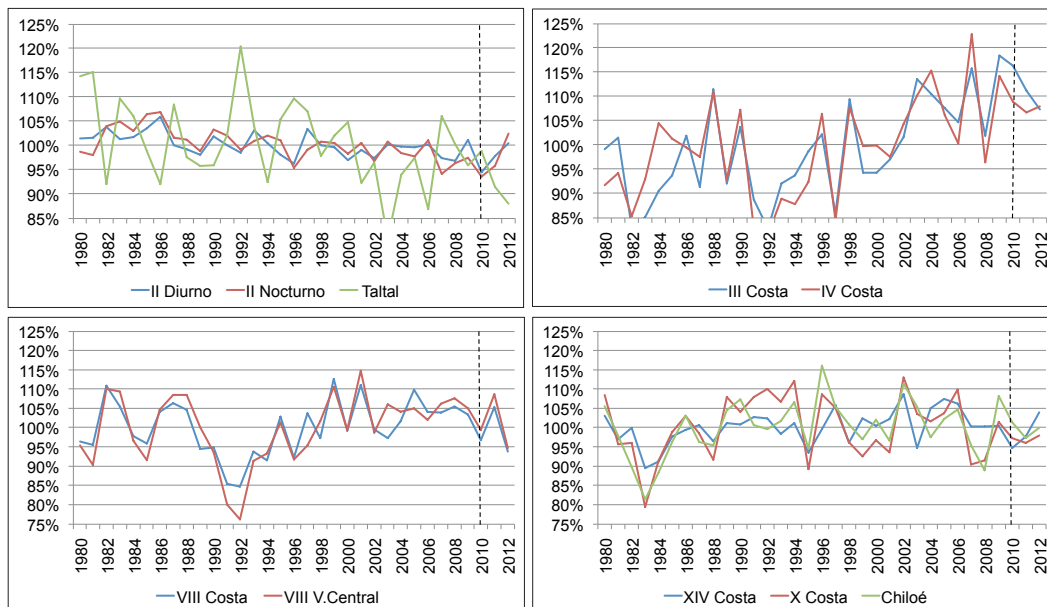
Dado lo anterior, los resultados del análisis de variabilidad se presentan tanto para el promedio anual de la magnitud del viento a la altura de generación (60 metros para los puntos de la Región de Antofagasta y 100 para los restantes puntos), como para la producción eólica, en ambos casos expresada como porcentaje respecto del promedio (100%) del periodo analizado (1980 - 2012).

La siguiente figura resume el resultado obtenido para la magnitud de viento. Como se aprecia, la variación interanual de la magnitud de viento no sería muy significativa, encontrándose, en la mayoría de los casos, dentro del rango $\pm 10\%$ respecto del promedio del periodo 1980 - 2012. Incluso en las zonas asociadas a vientos asimilables a brisas valle/montaña de la Región de Antofagasta, dicha variación sería aún menor ($\pm 4\%$), lo que podría reflejar la preponderancia de los factores radiativos en el régimen de viento los cuales a su vez presentan baja variabilidad interanual en dichas zonas.

Figura 32: Variación de la magnitud anual del viento respecto del promedio (100%, 1980 - 2012).



En la mayoría de los puntos analizados la magnitud del viento del año 2010, año utilizado en la evaluación del potencial eólico, se encontraría cercana al promedio o inferior a él, siendo la excepción la zona costera del Norte Chico. Este aspecto también se verifica para la producción eólica, según se desprende de la siguiente figura.

Figura 33: Variación del factor de planta anual respecto del promedio (1980 - 2012, 100%).

La variación interanual de la producción de energía se observa mayor a la de la magnitud de viento, en la mayoría de los casos dentro del rango $\pm 20\%$, y en las zonas ya mencionadas de la Región de Antofagasta dentro de $\pm 6\%$. Aun cuando, es esperable que la producción de energía presente una mayor variabilidad que la magnitud del viento, parte de la variación resultante en este análisis puede ser causada por la incertidumbre de la metodología de reconstrucción de series de viento, debido a las razones expuestas previamente. Si ese fuese el caso, la variabilidad interanual de la producción eólica en Chile podría ser aún inferior a la aquí estimada.

3.6.3 Complementariedad entre regímenes de viento

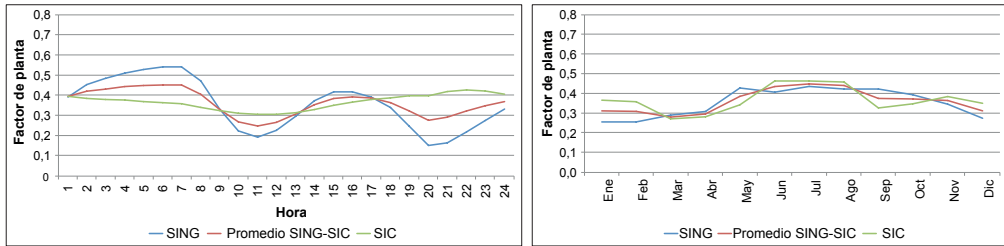
Como una manera de visualizar la complementariedad del recurso eólico que pudiese existir entre los distintos regímenes de viento que se presentan en las zonas analizadas, se calculó el comportamiento del promedio de las zonas contenidas en cada sistema eléctrico así como el promedio obtenido en ambos sistemas, asumiéndose que la zona de Taltal puede contribuir a ambos sistemas. Esto es:

- SING: promedio de II Diurno, II Nocturno y Taltal.
- SIC: promedio de III Costa, IV Costa, VIII Costa, VIII V. Central, XIV Costa, X Costa, Chiloé y Taltal.
- Ambos sistemas (SING-SIC): Promedio de SING y SIC.

Lo anterior debe considerarse como un análisis muy preliminar de la complementariedad que puede existir entre distintos regímenes de viento presentes en el país, pues asume que todas las zonas contribuyen en igual proporción a la producción de energía (con excepción de Taltal para el caso del promedio de ambos sistemas), siendo muy posible encontrar otras combinaciones que optimicen dicha complementariedad.

Sin perjuicio de lo anterior, los resultados de este simple análisis muestran grados de complementariedad significativos en el ciclo anual.

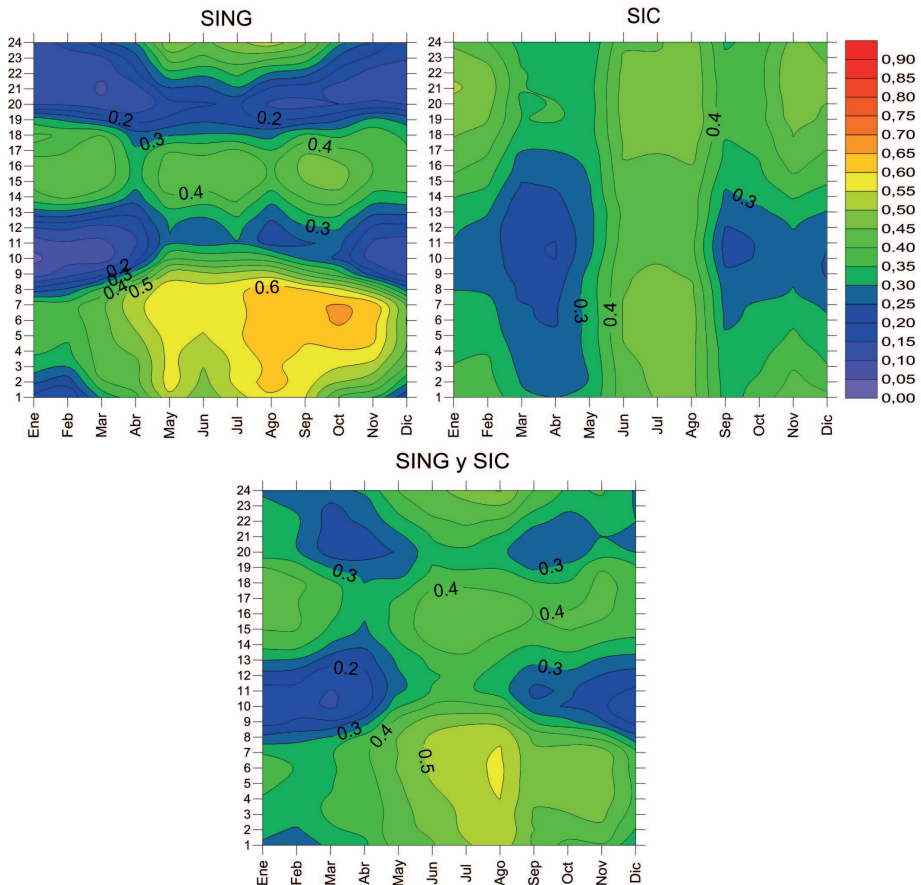
Figura 34: Ciclo diario y anual del factor de planta 2010 del conjunto de las zonas seleccionadas en el SING y en el SIC, y del promedio de SING y SIC.



La amplitud de los ciclos anuales se ve reducida en comparación con la de las zonas individuales. Este aspecto es más marcado para el SIC, sin perjuicio de lo cual en este sistema eléctrico la menor producción eólica se registraría en los meses de marzo y abril, de manera coincidente con los menores aportes hidroeléctricos.

En el caso del SING se observa una menor complementariedad que es evidente al revisar los ciclos diarios mensuales (siguiente figura), donde en las horas de transición de los regímenes de viento nocturno y diurno persisten valores del factor de planta bastante bajos, llegando a ser inferiores a 0,1 para los meses modelados del verano de 2010.

Figura 35: Ciclo anual del factor de planta 2010 del conjunto de zonas seleccionadas en el SING y en el SIC, y el promedio de SING y SIC.



La frecuencia de periodos de muy baja producción eólica conjunta se puede apreciar en la siguiente figura que presenta la distribución de las series horarias del factor de planta para la agrupación de zonas aquí realizada. Valores de ese parámetro inferiores a 0,1 se observa en el 3,3%, 2,4% y 0,9% de las horas del año 2010 para las simulaciones del SING, SIC y el promedio del SING y SIC, respectivamente.

Figura 36: Frecuencia (barra y escala izquierda) y frecuencia acumulada (línea y escala derecha) de series horarias del factor de planta 2010 del conjunto de las zonas seleccionadas en el SING y en el SIC, y del promedio de SING y SIC.

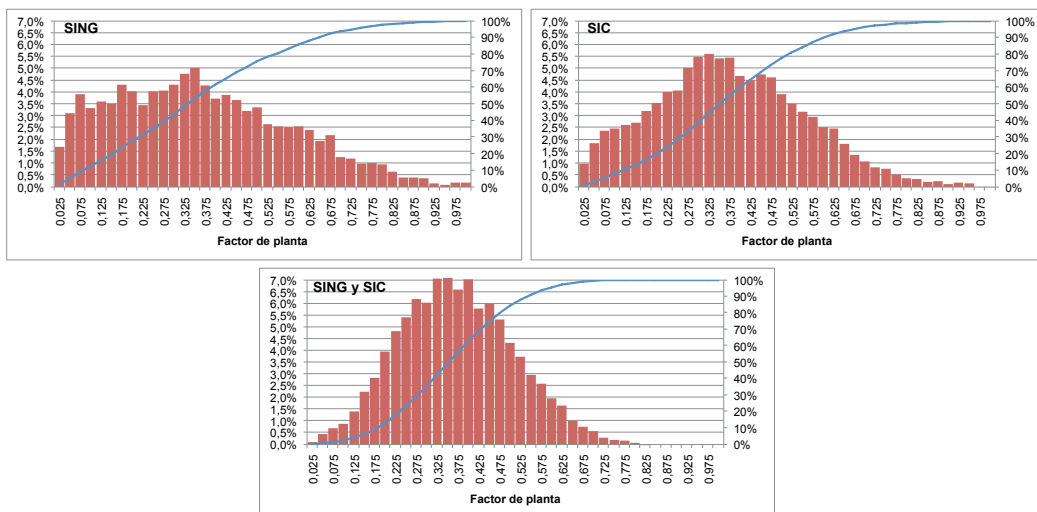
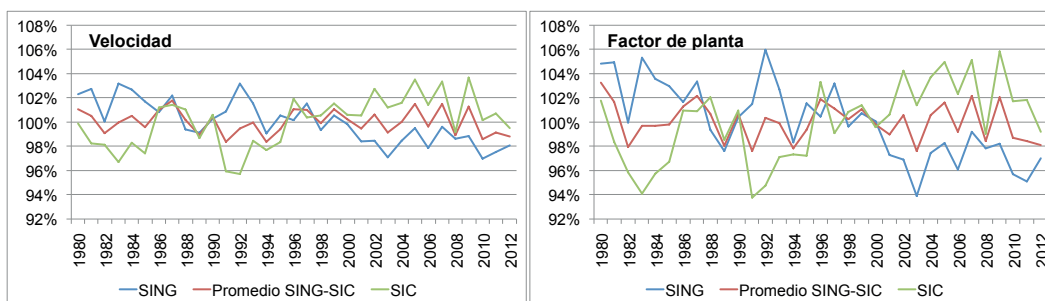


Figura 37: Variación respecto del promedio (1980 - 2012, 100%) de velocidad de viento y factor de planta anual del conjunto de puntos evaluados en SING y SIC, y del promedio de SING y SIC.



Donde resulta más destacable la complementariedad entre zonas es en la variación inter-anual (figura anterior). Aquí el rango de +/- 10% de la variación de la magnitud del viento respecto del promedio del periodo 1980 - 2012 en el cual se encontraban la mayoría de las zonas analizadas, se reduce a +/- 3,5% aproximadamente, o a +/- 1,5% si se evalúan en conjunto ambos sistemas eléctricos. Al considerar la variación de la producción eólica, dichos rangos serían +/- 6% y +/- 2% respectivamente, lo que otorgaría una elevada suficiencia al suministro de energía eólica, la que se maximizaría en un eventual caso de una interconexión entre el SING y el SIC.



4

Evaluación del Potencial Solar - PV

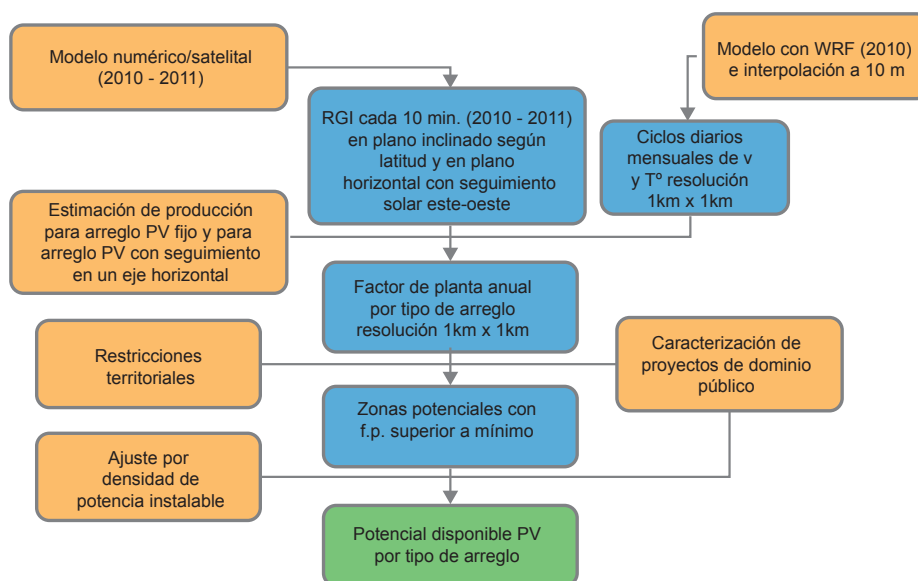
4 Evaluación del Potencial Solar - PV

4.1 Síntesis metodológica

A diferencia del caso eólico, en la metodología de evaluación del potencial de energía solar utilizando tecnología fotovoltaica, al “potencial disponible” no se le ha descontado la cartera de proyectos fotovoltaicos. A la luz de los resultados aquí obtenidos, el potencial fotovoltaico es tres órdenes de magnitud superior al de los proyectos de dominio público, entendidos como aquellos que se habían sometido a tramitación ambiental hasta el 31 de diciembre de 2012, con lo cual su diferenciación se torna irrelevante. Sin perjuicio de ello, características de esos proyectos son consideradas para efectos de definir restricciones territoriales para el emplazamiento de proyectos PV.

La siguiente figura resume la metodología implementada en la estimación del potencial asociado al aprovechamiento de la energía solar con sistemas fotovoltaicos.

Figura 38: Diagrama de flujo de metodología de estimación del potencial solar - PV.



El análisis del potencial se realizó para las dos configuraciones de proyectos PV con mayor presencia dentro del conjunto de proyectos de dominio público. Esto es, proyectos con paneles PV fijos, típicamente orientados hacia el norte con un ángulo respecto de la horizontal similar a la latitud de su localización; y proyectos con paneles PV en un plano horizontal con capacidad de seguimiento solar durante el día, es decir, este-oeste.

La información básica para estimar la producción de ambas configuraciones de proyectos corresponde a la estimación de la radiación global solar incidente (RGI) sobre el plano de los paneles PV. Ésta es deducida de información de satélites que cubren regularmente el país en combinación con la modelación de los procesos en los que la radiación solar es modificada en su paso por la atmósfera.

El dominio de estudio del potencial PV abarca desde la frontera norte del país hasta la Isla

Grande de Chiloé, incluida. Para todo ese dominio, se utilizaron series de RGI cada 10 minutos para los años 2010 y 2011, con resolución espacial de 1 km por 1 km. Además, se generó información de radiación global para el periodo 2004 – 2012 en puntos específicos dentro del dominio, con la cual se realizó el análisis del comportamiento temporal del recurso solar (ciclos anual y diario, y variabilidad interanual).

A partir de las series de RGI sobre un plano inclinado hacia el norte en un ángulo similar a la latitud y sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste, se calculó la producción, expresada como factor de planta, de ambas configuraciones de proyectos mediante una metodología que considera la eficiencia de un módulo PV típico y las pérdidas de producción que normalmente ocurren en este tipo de proyectos. Dentro de las últimas están las relacionadas con la variación de la eficiencia de conversión de energía en función de la temperatura ambiental y de la velocidad del viento, las cuales se estimaron utilizando información de esos parámetros modelada para el año 2010 por medio de WRF.

Con las series de producción así simuladas se obtuvo el promedio del periodo analizado para cada celda del dominio de análisis (1 km por 1 km), sobre el cual se estableció la condición de superar un umbral de factor de planta específico a cada una de las dos tipologías de proyectos evaluadas, así como también restricciones territoriales, algunas de las cuales fueron definidas teniendo en consideración los antecedentes de los proyectos sometidos a tramitación ambiental hasta fines de 2012. A las zonas geográficas que cumplen las condiciones impuestas se les aplicó una densidad de potencia de 5 hectáreas por cada MW PV instalado, definiendo con ello un potencial solar disponible para cada configuración de proyecto.

4.2 Validación de simulación de radiación global incidente

La validación del desempeño de la modelación de radiación global solar, se realizó mediante la comparación de sus resultados con registros de estaciones meteorológicas de las siguientes fuentes de información:

- Estaciones de MINENERGIA/GIZ, que registran radiación global horizontal (GHI) y radiación global con seguimiento este-oeste en un eje cuasi horizontal cada 10 minutos, además de otros parámetros (www.minenergia.cl).
- 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 (wrdc.mgo.rssi.ru/).
- Sistema de Información Nacional de Calidad de Aire (SINCA), con información horaria de estaciones orientadas a la vigilancia de calidad de aire, y en algunas pocas estaciones registros de GHI (<http://sinca.mma.gob.cl/>).
- Centro de Estudios Avanzados en 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 (www.ceaza.cl).
- Centro Nacional del Medio Ambiente (CENMA), que mantiene estaciones principalmente orientadas a la vigilancia de calidad de aire, adicionales a las incluidas en SINCA, con registros cada 15 minutos (<http://aire.cenma.cl/>).

Los periodos con información difieren entre las distintas fuentes y estaciones, siendo los más antiguos los de WRDC cuya información cubre hasta el año 2007 en el mejor de los casos. Además, el grado de completitud y la calidad de la información son disímiles y sólo se tuvo acceso a antecedentes sobre prácticas de mantención para las estaciones de MINENERGIA/GIZ. Dado ello, se procedió a revisar las series de datos recopiladas y a seleccionar aquellas estaciones y periodos que aparentaban tener información de mejor calidad, para los cuales, además, se descartaron registros evidentemente anómalos.

Adicionalmente, a los promedios anuales de GHI se les aplicó una corrección de manera de incorporar el impacto de acumulación de suciedad en los instrumentos de monitoreo. A partir de una revisión de las series de datos del año 2011 de las estaciones de MINENERGIA/GIZ, se estimó, a groso modo, un 3% de variación en los registros de GHI luego de las mantenciones mensuales, con excepción de Salar donde fue aproximadamente 6%. Dado ello, se asumió que en promedio las estaciones deberían estar subestimando los registros de GHI en la mitad de esos porcentajes.

Ante la ausencia de información sobre frecuencia de mantenciones, para las demás fuentes se asumió que la subestimación por acumulación de suciedad era equivalente al máximo de las estaciones de MINENERGIA/GIZ (Salar), a menos que la revisión de las series de datos evidenciara un valor superior.

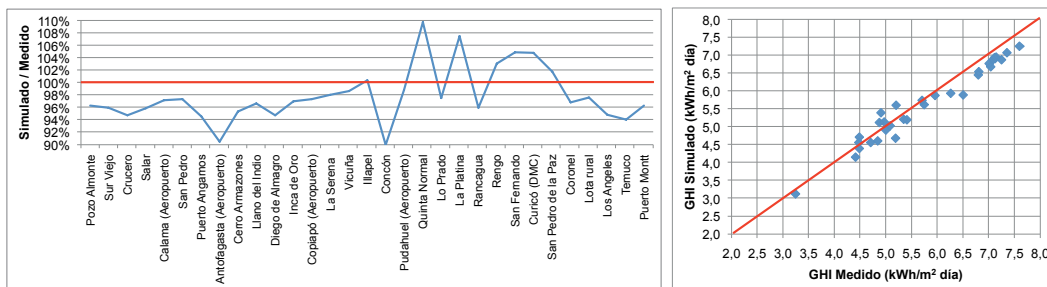
La siguiente tabla contiene los resultados de GHI promedio anual modelados con los observados corregidos por efecto de acumulación de suciedad en las estaciones seleccionadas.

Tabla 13: GHI promedio anual simulado y medido corregido por acumulación de suciedad. Periodo corresponde al año o periodo usado en la comparación.

Estación	Latitud (°S)	Longitud (°O)	Periodo	Error	GHI (kWh/m ² día)		Simulado /Medido	Fuente
					Simulado	Medido		
Pampa Camarones	18,858	70,217	2011	1,5%	6,44	6,8	94,7%	GIZ
Pozo Almonte	20,257	69,775	2011	1,5%	6,75	7,0	96,3%	GIZ
Crucero	22,276	69,566	2011	1,5%	6,87	7,2	94,7%	GIZ
Salar	22,341	68,876	2011	3,0%	7,06	7,4	95,9%	GIZ
Calama (Aeropuerto)	22,495	68,908	2005	3,0%	6,94	7,1	97,1%	WRDC
San Pedro	22,977	68,160	2011	1,5%	6,92	7,1	97,3%	GIZ
Puerto Angamos	23,074	70,385	2011	1,5%	5,92	6,3	94,5%	GIZ
Antofagasta (Aeropuerto)	23,450	70,440	2005	3,0%	5,88	6,5	90,4%	WRDC
Cerro Armazones	24,635	70,243	2011	1,5%	7,25	7,6	95,3%	GIZ
Salvador	26,313	69,750	2011	1,5%	6,89	7,1	96,7%	GIZ
Inca de Oro	26,753	69,906	2011	1,5%	6,87	7,1	97,0%	GIZ
Copiapó (Aeropuerto)	27,263	70,775	2007	3,0%	5,21	5,4	97,3%	WRDC
La Serena	29,750	71,250	2005	6,0%	4,90	5,0	98,0%	CEAZA
Vicuña	30,038	70,697	2005	3,0%	5,87	6,0	98,6%	CEAZA
Illapel	31,648	71,169	2011	5,0%	5,73	5,7	100,4%	CEAZA
Concón	32,925	71,515	2011	3,0%	4,67	5,2	90,0%	SINCA
Pudahuel (Aeropuerto)	33,395	70,794	2005	3,0%	5,02	5,1	98,8%	WRDC
Quinta Normal	33,445	70,682	2007	3,0%	5,39	4,9	109,7%	WRDC
Lo Prado	33,459	70,949	2011	3,0%	5,61	5,7	97,5%	CENMA
La Platina	33,570	70,628	2010	3,0%	5,60	5,2	107,5%	CENMA
Rancagua	34,162	70,714	2007	4,0%	5,19	5,4	96,0%	SINCA
Rengo	34,395	70,853	2008	5,0%	5,13	5,0	103,1%	SINCA
San Fernando	34,580	70,990	2008	3,0%	5,11	4,9	104,8%	SINCA
San Pedro de la Paz	36,867	73,141	2008	5,0%	4,55	4,5	101,7%	SINCA
Coronel	36,984	73,160	Jul11 - Jun12	3,0%	4,56	4,7	96,8%	SINCA
Lota rural	37,100	73,152	Jul11 - Jun12	4,0%	4,38	4,5	97,6%	SINCA
Los Ángeles	37,470	72,360	2010	3,0%	4,60	4,8	94,8%	SINCA
Temuco	38,749	72,621	2008	3,0%	4,15	4,4	94,0%	SINCA
Puerto Montt	41,433	73,098	2005	3,0%	3,12	3,2	96,3%	WRDC

Como es posible apreciar en la siguiente figura, la modelación realizada muestra una tendencia a la subestimación del promedio anual de GHI, aunque en la mayoría de los casos no supera el 5%, salvo en Antofagasta y Concón donde llega a 10%. Ambas estaciones se encuentran próximas a la costa, lo que podría reflejar una menor capacidad del modelo para capturar el efecto de la nubosidad costera en la atenuación de GHI.

Figura 39: Promedio anual de GHI simulado versus medido.



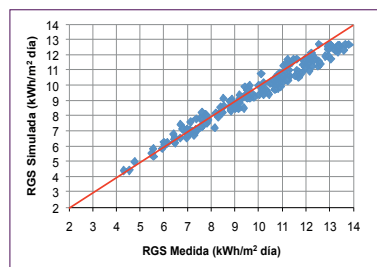
Las dos estaciones donde la simulación de GHI presenta mayor sobrestimación están localizadas dentro de la ciudad de Santiago (Quinta Normal y La Pintana), lo que contrasta con estaciones rurales cercanas, una próxima al límite de la ciudad (Pudahuel Aeropuerto) y otra en la cordillera de la costa (Lo Prado a 1.055 msnm); donde el modelo tendría un muy buen desempeño. Es probable que esta diferencia de comportamiento se deba al efecto de la distribución diurna de aerosoles vinculados a la contaminación atmosférica que afecta a la ciudad de Santiago.

Sólo para las estaciones de MINENERGIA/GIZ se contó con información de registros de radiación global solar sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste (RGS). Los resultados modelados sobre todo el dominio de análisis de este parámetro corresponden a la radiación global incidente con la que se estima la producción de proyectos con seguimiento en un eje horizontal. Estas estaciones se ubican todas en el Norte Grande, por lo que no es posible contrastar los resultados simulados con observaciones en zonas distintas al Desierto de Atacama.

Como se deduce de la siguiente figura, donde se comparan los datos observados en las estaciones de MINENERGIA/GIZ con los modelados para el periodo 2010 - 2011, la simulación de RGS presenta un desempeño similar a la modelación de GHI, con una leve tendencia a la subestimación.

Figura 40: Radiación global sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste simulado y medido: promedio 2010 - 2011 (tabla) y promedios mensuales (figura).

Estación	RGS Medida (kWh/m ² día)	RGS Simulada (kWh/m ² 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%



En consecuencia, se ha considerado que los resultados de las modelaciones de radiación solar global son lo suficientemente precisos como para ser usados en la estimación del potencial de proyectos PV, en particular en el Norte Grande donde el recurso de energía solar es mejor.

4.3 Metodología de cálculo de producción

4.3.1 Descripción de la metodología y ajustes a la producción simulada

La producción de un proyecto fotovoltaico depende de múltiples variables adicionales a la radiación solar: meteorológicas, principalmente temperatura y magnitud del viento; condiciones topográficas y ambientales del emplazamiento, como presencia de polvo en suspensión y de sombras; y características técnicas del proyecto, esto es, tipo de arreglo (nivel de inclinación y tipo de seguimiento) y eficiencia de los distintos componentes (paneles, inversores, transformadores, etc.).

Un análisis detallado de la producción fotovoltaica que tome en consideración todas o la mayoría de las variables señaladas es complejo de hacer sobre un dominio territorial amplio, y probablemente no tenga sentido en un análisis global del potencial solar nacional. Por tal razón, en la estimación del potencial fotovoltaico se utilizó una metodología simplificada correspondiente a una adaptación de la utilizada por el software System Advisor Model (SAM)¹⁷ en su aplicación PV Simple Efficiency Module Model.

La producción fotovoltaica es calculada a partir de la radiación global incidente sobre el plano del panel fotovoltaico, ajustada por una eficiencia de conversión de energía y por factores de pérdida normales en proyectos PV. Para cada hora la energía generada por un sistema PV es definida por la siguiente expresión:

$$E_h \text{ (kWh)} = RGI_h \text{ (W/m}^2\text{)} * A * \eta_h * FT_h * FP_h * 1 \text{ (h)} / 1.000$$

Donde RGI_h es la radiación global incidente sobre el plano de los paneles fotovoltaicos en la hora h , A el área del conjunto de paneles PV que constituyen el sistema PV, η_h la eficiencia del tipo de módulo considerado en el sistema PV a la hora h sin considerar el efecto de la temperatura, FT_h el factor de variación de eficiencia del módulo PV por efecto de la temperatura del módulo a la hora evaluada y FP_h un factor que considera otras pérdidas que normalmente ocurren en este tipo de sistemas.

η_h , FT_h , y FP_h dependen de las condiciones ambientales y operacionales presentes en la hora evaluada y de las características del sistema PV. Sin embargo, una simplificación aceptable es considerar un promedio anual para las pérdidas, esto es, FP_h igual a un valor constante (FP). Además, si se considera el efecto de la temperatura por separado, η_h dependerá de la RGI_h y se podría expresar como el producto entre un factor de corrección horario (FN_h) y una eficiencia de referencia de los módulos η_{ref} , correspondiente a su eficiencia medida en condiciones normalizadas. Con ello:

$$\eta_h = \eta_{ref} * FN_h, \text{ donde } FN_h \text{ es una función sólo de } RGI_h.$$

Por lo tanto la energía anual generada por el sistema PV será:

$$E_{anual} \text{ (kWh)} = A * FP * \eta_{ref} * \sum_{h=1}^{8760} (RGI_h * NF_h) / 1.000$$

17 SAM es un modelo desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL) del U.S. Department of Energy, Sandia National Laboratories, the University of Wisconsin, y otras organizaciones. Permite simular la producción y el desempeño económico de proyectos de energías renovables. (<https://sam.nrel.gov/>).

Por su parte, la potencia peak de los módulos PV normalmente se relaciona con la eficiencia medida a 1.000 W/m² y 25 °C de temperatura de celda. El producto entre dicha eficiencia y el área del módulo define su potencia peak, o la potencia de un sistema PV si consideramos el área total de los módulos que lo componen (A).

Si η_{ref} es la eficiencia que define la potencia peak, el factor de planta por unidad de área de un sistema dado queda expresado por:

$$f.p. = E_{anual} / [8.760 (h) * \eta_{ref} * A (m^2) * 1 (kW/m^2)], \text{ esto es,}$$

$$f.p. = FP * \sum_{h=1}^{8760} (RGI_h * FN_h * FT_h) / (1000 * 8.760), \text{ con } RGI \text{ en } W/m^2.$$

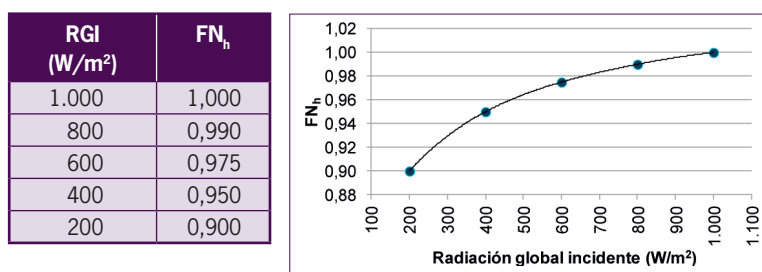
La expresión anterior se aplica a cualquier tipo de proyecto PV. Las diferencias entre los tipos de arreglo, en nuestro caso fijo inclinado y con seguimiento en un eje horizontal, radican en la estimación de la radiación global incidente horaria sobre el plano de los paneles fotovoltaicos.

Cada factor de la expresión anterior se trató de acuerdo a lo siguiente:

Factor de ajuste de la eficiencia (FN_h)

La eficiencia de los módulos PV en función de RGI_h utilizada en los cálculos de producción PV se muestra en la siguiente tabla y figura, y se derivó de una revisión no exhaustiva de la eficiencia declarada por los fabricantes para modelos de paneles PV operando a 25°C de temperatura de celda.

Tabla 14: Eficiencia del módulo fotovoltaico en función de RGI utilizada en los cálculos.



Factor de pérdidas del sistema (FP)

Entre las pérdidas eléctricas de sistemas PV se encuentran las producidas en inversores, transformadores, cableado, diodos y conexiones, por diferencia de potencia entre módulos, por suciedad y por disponibilidad del sistema. Como es de suponer, este conjunto de pérdidas puede variar significativamente entre proyectos dependiendo de su configuración y mantención.

Para la configuración de un proyecto con seguimiento en un eje horizontal, se utilizó un valor 0,85 para dar cuenta de las pérdidas anuales de los proyectos, algo superior al promedio reportado por NREL¹⁸ para proyectos fotovoltaicos (0,8), de modo de corregir por este medio la aparente tendencia a la subestimación que estaría presentando la modelación de radiación global utilizada en los cálculos del potencial solar.

18 "Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems", NREL, 2005.

Factor de corrección por efecto de la temperatura ambiental (FT_h)

La eficiencia de los módulos PV es afectada por las condiciones ambientales, en especial por la temperatura, la magnitud del viento y su dirección. Existen fórmulas empíricas para estimar dicha dependencia. Salvo para proyectos PV con particulares condiciones de instalación, la dirección del viento se suele omitir, más aún si se trata de proyectos montados directamente sobre el suelo y adecuadamente ventilados.

El algoritmo utilizado para calcular el factor de corrección por temperatura para cada hora es el desarrollado por Sandia National Laboratories¹⁹:

$$FT_h = 1 + \gamma * (T_{cel_h} - T_{ref})$$

Donde T_{ref} es la temperatura de referencia bajo la cual se estimó la eficiencia peak del módulo (25°C), γ es el coeficiente de variación de la temperatura a potencia peak que es un valor característico de cada módulo PV (constante) y T_{cel_h} es la temperatura al interior de la celda PV a la hora h. Esta última se obtiene de la expresión:

$$T_{cel_h} = RGI_h * e^{(\alpha + b * v)} + T_{amb} + RGI_h / RGI_{ref} * dT$$

Donde RGI_h es la radiación global incidente a la hora h sobre la superficie del módulo en W/m^2 , RGI_{ref} es la radiación de referencia para la potencia peak, es decir, $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$; T_{amb} es la temperatura ambiental en $^{\circ}\text{C}$, v es la velocidad del viento a 10 m sobre el nivel del suelo en m/s , y a, b y dT son factores empíricos que dependen del módulo PV.

La temperatura ambiental y la magnitud de viento se obtuvieron de los ciclos diarios de cada mes de 2010 resultantes de las modelaciones con WRF realizadas para el cálculo del potencial eólico. Dichos ciclos diarios se aplicaron de manera homogénea a todo el periodo de evaluación del potencial PV. Sin bien ello corresponde a una simplificación importante, de acuerdo a la evaluación de algunos casos seleccionados, es bajo el nivel de incertidumbre adicional que genera a los resultados de producción PV.

Finalmente, se asumieron los siguientes valores para las constantes de las ecuaciones anteriores, característicos de módulos de silicio policristalinos, con cubierta de vidrio y base de polímeros, y montados en racks que permiten una adecuada ventilación²⁰:

- $\gamma = -0,0049 \text{ (1/}^{\circ}\text{C)}$
- $a = -3,56$
- $b = -0,075$
- $dT = +3 \text{ (}^{\circ}\text{C)}$

4.3.2 Comparación de producción simulada y derivada de registros

La evaluación del desempeño de la metodología en la estimación de la producción se realizó contrastando sus resultados con los deducidos de los registros meteorológicos de las estaciones Crucero y Salvador, distantes una de otra a 450 km, y ubicadas en zonas que concentran proyectos PV en evaluación en el SING y SIC, respectivamente.

La producción simulada se obtuvo con los valores modelados de radiación solar, temperatura y velocidad de viento y con la metodología descrita en el subcapítulo anterior. En cambio,

19 "Sandia Report-Photovoltaic Array Performance Model", Sandia National Laboratories, 2004.

20 Valores extraídos del reporte de Sandia National Laboratories antes citado.

para estimar la producción deducida de los registros meteorológicos se utilizó un software comercial especializado en la evaluación de proyectos PV. Con este último, para cada localización, se evaluó un proyecto PV fijo inclinado en el mismo ángulo de la latitud de la localización y uno con seguimiento solar (en el rango $\pm 60^\circ$) en un eje horizontal norte-sur, en ambos casos con módulos fotovoltaicos de curva de eficiencia similar a la incorporada a la metodología usada para los resultados modelados.

Los resultados obtenidos en ambas localizaciones, y para las dos configuraciones de proyectos muestran buena correspondencia, aun cuando existiría una leve sobrestimación de la producción modelada para la configuración con seguimiento, posiblemente causada porque el seguimiento solar que realiza la modelación no está limitado a $\pm 60^\circ$ como sí lo está el calculado a partir de los registros.

Tabla 15: Factor de planta simulado con la metodología de estimación de potencial PV y calculado con software especializado a partir de registros meteorológicos.

Estación	Fijo inclinado en latitud		Seguimiento en 1 eje horizontal	
	f.p. registros	f.p. simulado	f.p. registros	f.p. simulado
Crucero	0,230	0,232	0,301	0,307
Salvador	0,244	0,246	0,311	0,323

4.4 Parámetros utilizados en la evaluación

4.4.1 Configuraciones de proyectos evaluadas

Los proyectos PV pueden tener varias configuraciones las que influyen sus niveles de producción y sus costos de inversión y operación. Las variantes principales se relacionan con el tipo de seguimiento solar de las estructuras soportantes de los paneles PV.

La producción de energía se maximiza en tanto la superficie de los paneles fotovoltaicos se encuentre perpendicular a la radiación solar, es decir en aquellas configuraciones que tengan la capacidad de seguir las variaciones a lo largo del día y estacionales de la orientación del sol.

Los proyectos más simples y de menores costos corresponden a aquellos sin capacidad de seguimiento, es decir montados sobre estructuras fijas, que suelen instalarse con un ángulo de inclinación respecto de la horizontal igual a la latitud del lugar, lo que en principio permite optimizar la producción anual; aunque ello dependerá en cada localización, entre otras cosas, de la diferencia estacional entre la radiación solar observada y la teórica con cielo despejado. Sin embargo, este tipo de proyecto tienen los menores rendimientos en generación eléctrica por potencia instalada.

Paneles montados sobre estructuras con capacidad de seguimiento solar en un eje este-oeste pueden hacer seguimiento de las variaciones diarias de la localización del sol, la más relevante para la producción PV. En cambio aquellos con seguimiento en dos ejes también pueden hacer el seguimiento estacional, siendo los que permiten maximizar la generación de electricidad, aunque también son los que, en general, demandan mayor superficie, inversión y costos operacionales por capacidad instalada.

Como se aprecia en la siguiente tabla, no existe uniformidad en el tipo de configuración dentro de la cartera de proyectos en evaluación en Chile. Dada la dificultad de analizar todas las alternativas de configuraciones, la evaluación del potencial PV se realizó para las dos de mayor presencia entre los proyectos ingresados a tramitación ambiental hasta fines del año

2012, esto es: con arreglos de paneles fijos, para los que se asumió una inclinación hacia el norte en un ángulo respecto de la horizontal igual a su latitud; y con arreglos de paneles con seguimiento solar en un eje horizontal orientado norte-sur.

Tabla 16: Tipos de configuración de los arreglos de paneles PV considerados en los proyectos ingresados al SEIA hasta fines del año 2012.

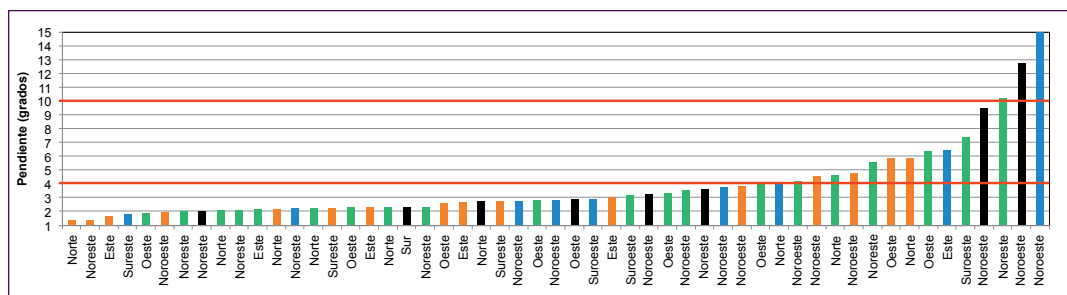
Configuración	Proyectos	Potencia (MW)
Fijo	21	2.168
1 eje horizontal	16	778
1 eje inclinado	11	759
2 ejes	7	376
Fijo y 2 ejes	1	193
Total	56	4.273

4.4.2 Condiciones territoriales seleccionadas para la evaluación

Los aspectos de los 56 proyectos ingresados al SEIA a diciembre de 2012 que se consideraron en la definición de criterios o restricciones territoriales para la identificación de zonas con potencial disponible son: pendiente del terreno para el emplazamiento de los proyectos y densidad de potencia instalable.

Con ese objetivo, se procedió a georeferenciar la superficie cubierta por cada proyecto y a analizar sus características mediante un sistema de información geográfico. La siguiente figura resume la pendiente máxima en los emplazamientos de 51 proyectos. La información de los cinco restantes se descartó por considerar anómalos los resultados entregados por el sistema de información geográfico. Además, la figura relaciona dicha pendiente con su orientación y el tipo de configuración de los proyectos. La orientación norte corresponde al rango $-22,5^\circ$ a $22,5^\circ$, la noreste al rango $22,5^\circ$ a $67,5^\circ$ y así sucesivamente.

Figura 41: Pendiente máxima y su orientación en el emplazamiento de proyectos PV en SEIA.



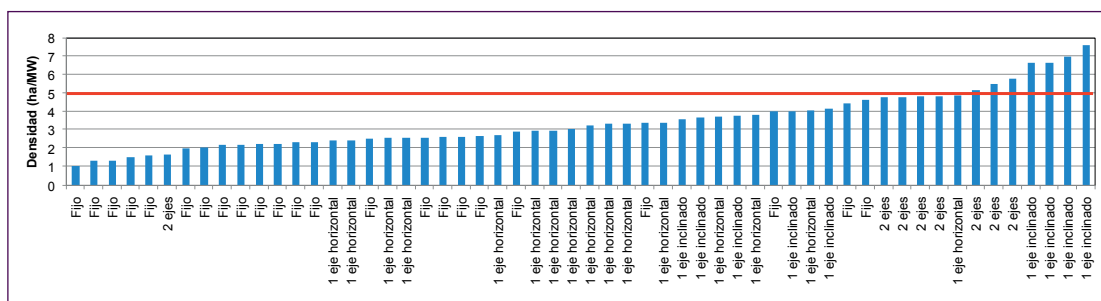
Nota: Barras verdes son proyectos fijos, naranjas con seguimiento en un eje horizontal, azules con seguimiento en un eje inclinado y negras con seguimiento en dos ejes.

La mayoría de las pendientes máximas en los sitios proyectados son bajas, en especial para aquellas cuya orientación no es noroeste, norte o noreste.

En consideración a los resultados anteriores y asumiendo un criterio conservador, para el análisis del potencial PV se fijó como restricción que el terreno no puede superar una pendiente de 10° cuando ella tenga una orientación hacia el norte, y de 4° para las restantes orientaciones.

Por su parte, en el cálculo del potencial PV se asumió una densidad de potencia por superficie de 5 ha/MW de potencia peak instalada (equivalente a 20 MW/km²). De acuerdo al análisis de los proyectos sometidos al SEIA, resumido en la figura de abajo, claramente dicho valor se encuentra sobredimensionado para configuraciones de proyectos sin seguimiento solar, la mayoría de ellos con densidad de potencia inferior a 3,5 ha/MW, y es similar al máximo valor deducido para los proyectos con seguimiento en un eje horizontal, la otra categoría para la cual se evalúa el potencial PV. Por tal razón, esta condición también debería traducirse en una aproximación conservadora al potencial PV.

Figura 42: Densidad de potencia por unidad de superficie de proyectos PV ingresados al SEIA hasta fines de 2012, según tipo de configuración.



4.4.3 Factores de planta seleccionados

Para proyectos PV con arreglos fijos el potencial PV se ha estimado para las zonas del dominio de análisis que superan un factor de planta de 0,24, y para proyectos con capacidad de seguimiento solar, en las zonas con factor de planta superior a 0,3. Estos valores han sido definidos de modo que den cuenta de zonas de elevada radiación solar, y con un probable desempeño económico parecido al establecido para el caso eólico.

De acuerdo a los antecedentes reportados al SEIA, los titulares de los proyectos PV con seguimiento solar en un eje horizontal estimaban niveles de inversión unitarios similares a los proyectos eólicos, razón por la cual en este análisis a ambas categorías de proyectos se les establece como condición el mismo umbral de factor de planta (0,3).

Por su parte, los proyectos PV con arreglos fijos tienen costos operacionales e inversiones unitarias inferiores a aquellos con capacidad de seguimiento. En promedio, los niveles de inversión considerados por los titulares de los proyectos son aproximadamente un 20% inferiores. Dado que, junto a los niveles de producción y el precio de venta de la energía, la principal variable que determina el desempeño económico de los proyectos PV es la inversión inicial, el umbral de factor de planta para proyectos PV fijos se definió como un 20% (0,24) inferior al establecido para aquellos con capacidad de seguimiento solar (0,3).

4.4.4 Resumen de restricciones territoriales

Si bien, en principio no existirían restricciones a priori para el emplazamiento de proyectos PV en zonas agrícolas, pudiendo incluso ser complementarios y beneficiosos para la actividad agrícola; se excluyeron del análisis aquellas ubicadas entre la región de Arica y Parinacota y la de Coquimbo, ambas incluidas, en atención al hecho que este análisis de potencial se orienta preferentemente a granjas PV de gran tamaño que no tiene sentido compitan por terrenos con aptitud agrícola en regiones donde son escasos. Un criterio similar se tuvo en consideración para excluir los centros urbanos y los centros poblados. Evidentemente, esta condición se traduce en una subestimación del potencial PV, al no considerar proyectos de menor envergadura factibles de instalar en zonas agrícolas o urbanas.

La siguiente tabla resume las restricciones territoriales que se aplicaron sobre el dominio de análisis en la estimación del potencial solar asociado a proyectos fotovoltaicos.

Finalmente, se aplica una restricción de continuidad de la superficie que cumple los criterios anteriores, de modo de seleccionar sólo aquellas áreas que permitan acoger un proyecto de a lo menos 3 MW de capacidad instalada, es decir, 15 hectáreas. Si bien, prácticamente no existe un límite inferior de tamaño para proyectos PV²¹, arbitrariamente se ha considerado ese valor para definir proyectos tipo granjas PV, el que coincide con el tamaño sobre el cual los proyectos de generación de energía deben someterse al SEIA.

Tabla 17: Restricciones territoriales definidas para el análisis de zonas con potencial FV.

Factores	Restricción considerada	Comentario y/o fuente de información
Factor de planta anual: seguimiento en un eje	< 0,3	
Factor de planta anual: arreglo fijo	< 0,24	
Pendiente	> 10° para exposición norte y > 4° para el resto	Análisis de proyectos en SEIA al 31 de diciembre de 2012 (criterio conservador)
Distancia a centros urbanos y a centros poblados	< 500 m	Por incertidumbre en la extensión de los centros incorporada al sistema de información geográfica
Distancia a ríos, esteros y cuerpos de agua	< 300 m	Criterio conservador
Zonas protegidas	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención de Ramsar	Criterio conservador
Línea de costa	< 100 m	Algo superior a zona de protección costera de 80 m (DS 47 de 1992 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo)
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	< 60 m	Análisis de casos de caminos construidos más 35 metros de prohibición de construcción de edificaciones permanentes (Artículo 39, DFL N° 850 del 12/09/97)
Zonas agrícolas de las regiones XV a la IV	Existencia de zonas de esas características	Información de CONAF complementada con análisis de imágenes satelitales
Zonas reservadas para proyectos eólicos	Existencia de zona reservada	Reservadas por MBN para licitaciones de concesiones de uso oneroso para el desarrollo de proyectos eólicos
Área mínima continua que cumple los demás factores	15 ha	Extensión estimada para proyecto de mínimo 3 MW

4.5 Potencial solar - PV disponible

El potencial solar - PV disponible aquí estimado da cuenta de aquellas zonas que, cumpliendo las restricciones territoriales impuestas, presentan un factor de planta modelado superior a 0,24 para la configuración de arreglos PV fijos inclinados hacia el norte en un ángulo similar a su latitud, o 0,3 para el caso de arreglos con seguimiento en un eje horizontal.

Al respecto, los resultados que se presentan más adelante están condicionados tanto por las restricciones territoriales aplicadas, como por la metodología de cálculo de producción PV utilizada. En lo último tiene un rol preponderante la función de la eficiencia de los módulos PV con la radiación global incidente, por lo cual la producción estimada con otras funciones

21 De hecho las primeras granjas PV instaladas en Chile se encuentran en torno a 1 MW.

de eficiencia de módulos variará respecto de la aquí simulada. Consecuentemente, las zonas con potencial disponible identificadas deben considerarse sólo referenciales, dado que la consideración de módulos PV de otras características podría adicionar otras zonas, en especial aquellas que en el análisis aquí hecho resultan con factores de planta cercanos a los límites asumidos como restricción del potencial disponible.

Las siguientes tablas contienen el número de hectáreas por región según rango de factor de planta para ambos tipos de configuraciones PV. En las tablas se presentan los resultados antes y después de la aplicación de restricciones territoriales, las que corresponden a las descritas en el capítulo anterior, con las excepciones de la condición de superficie continua mínima de 15 hectáreas para las zonas seleccionadas y del factor de planta inferior a 0,24 o 0,3, según corresponda a proyectos sin o con seguimiento solar.

Por su parte, las figuras que siguen a las tablas presentan la evolución del análisis realizado, esto es, desde la estimación de la producción, hasta la delimitación de aquellas zonas que cumplen todas las restricciones territoriales impuestas, incluidos los límites de factor de planta definidos y la condición de superficie continua mínima.

Tabla 18: Superficie por rango de factor de planta anual: configuración PV fija sin restricciones territoriales (Sin RT) y luego de descontar dichas restricciones excepto el límite de factor de planta y la condición de superficie continua mínima (Con RT).

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Arica y Parinacota	< 0,16	764	5	Tarapacá	< 0,16			Antofagasta	< 0,16	16.404	1.522
	0,16 - 0,17	1.860	74		0,16 - 0,17	353	162		0,16 - 0,17	9.556	643
	0,17 - 0,18	6.919	2.777		0,17 - 0,18	6.139	1.009		0,17 - 0,18	18.456	1.456
	0,18 - 0,19	25.420	11.312		0,18 - 0,19	13.760	1.480		0,18 - 0,19	46.709	4.350
	0,19 - 0,20	32.499	15.094		0,19 - 0,20	22.802	6.334		0,19 - 0,20	49.067	6.782
	0,20 - 0,21	53.917	28.294		0,20 - 0,21	31.599	10.528		0,20 - 0,21	71.390	15.429
	0,21 - 0,22	84.691	49.428		0,21 - 0,22	59.178	26.208		0,21 - 0,22	158.105	80.766
	0,22 - 0,23	164.374	92.052		0,22 - 0,23	1.019.081	754.650		0,22 - 0,23	135.219	50.853
	0,23 - 0,24	390.614	112.745		0,23 - 0,24	1.271.531	794.904		0,23 - 0,24	1.456.250	1.182.875
	0,24 - 0,25	583.810	106.498		0,24 - 0,25	545.408	88.085		0,24 - 0,25	2.676.237	2.070.903
0,25 - 0,26	315.312	36.829	0,25 - 0,26	723.612	155.884	0,25 - 0,26	2.798.586	1.864.385			
0,26 ->	2.314	348	0,26 ->	556.965	183.651	0,26 ->	5.162.579	2.425.856			

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Atacama	< 0,16	32.904	15.129	Coquimbo	< 0,16	45.497	18.309	Valparaíso	< 0,16	363	1
	0,16 - 0,17	106.482	51.705		0,16 - 0,17	72.781	25.500		0,16 - 0,17	10.651	993
	0,17 - 0,18	165.067	100.973		0,17 - 0,18	91.192	28.378		0,17 - 0,18	68.788	13.362
	0,18 - 0,19	287.983	187.237		0,18 - 0,19	136.069	47.446		0,18 - 0,19	235.101	54.669
	0,19 - 0,20	238.152	128.766		0,19 - 0,20	230.888	34.291		0,19 - 0,20	369.370	63.659
	0,20 - 0,21	232.863	77.660		0,20 - 0,21	342.456	35.365		0,20 - 0,21	203.678	17.409
	0,21 - 0,22	256.972	65.953		0,21 - 0,22	458.803	28.938		0,21 - 0,22	261.358	31.933
	0,22 - 0,23	359.141	81.349		0,22 - 0,23	732.911	39.067		0,22 - 0,23	297.882	13.341
	0,23 - 0,24	844.463	278.149		0,23 - 0,24	880.207	40.646		0,23 - 0,24	129.627	3.396
	0,24 - 0,25	1.076.781	290.592		0,24 - 0,25	591.122	24.408		0,24 - 0,25	22.601	514
0,25 - 0,26	1.185.500	236.785	0,25 - 0,26	309.659	7.666	0,25 - 0,26	484				
0,26 ->	2.773.208	525.245	0,26 ->	170.016	4.545	0,26 ->					

Continúa en la página siguiente...

Evaluación del Potencial Solar - PV

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Metropolitana de Santiago	< 0,16	5.354	37	Del Libertador General Bernardo O'Higgins	< 0,16	31.294	320	Maule	< 0,16	89.205	3.381
	0,16 - 0,17	47.906	588		0,16 - 0,17	64.350	837		0,16 - 0,17	168.858	7.545
	0,17 - 0,18	99.949	1.514		0,17 - 0,18	76.373	1.180		0,17 - 0,18	330.009	75.832
	0,18 - 0,19	116.955	2.128		0,18 - 0,19	183.655	34.069		0,18 - 0,19	1.256.447	445.803
	0,19 - 0, 20	291.912	72.049		0,19 - 0, 20	848.260	283.883		0,19 - 0, 20	1.015.598	224.335
	0,20 - 0,21	478.598	99.743		0,20 - 0,21	332.046	47.855		0,20 - 0,21	159.159	7.427
	0,21 - 0,22	389.762	67.857		0,21 - 0,22	91.547	2.343		0,21 - 0,22	11.348	235
	0,22 - 0,23	100.607	3.775		0,22 - 0,23	5.111	34		0,22 - 0,23	363	6
	0,23 - 0,24	6.107	132		0,23 - 0,24	572			0,23 - 0,24		
	0,24 - 0,25	353			0,24 - 0,25				0,24 - 0,25		
	0,25 - 0,26				0,25 - 0,26				0,25 - 0,26		
	0,26 ->				0,26 ->				0,26 ->		

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Biobío	< 0,16	244.555	7.633	Araucanía	< 0,16	1.932.568	451.299	Los Ríos	< 0,16	1.822.965	433.060
	0,16 - 0,17	533.122	47.363		0,16 - 0,17	858.296	187.453		0,16 - 0,17	121	
	0,17 - 0,18	1.274.970	306.296		0,17 - 0,18	347.644	74.419		0,17 - 0,18		
	0,18 - 0,19	1.472.795	603.713		0,18 - 0,19	41.996	5.629		0,18 - 0,19		
	0,19 - 0, 20	183.415	40.042		0,19 - 0, 20				0,19 - 0, 20		
	0,20 - 0,21	2.024	52		0,20 - 0,21				0,20 - 0,21		
	0,21 - 0,22				0,21 - 0,22				0,21 - 0,22		
	0,22 - 0,23				0,22 - 0,23				0,22 - 0,23		
	0,23 - 0,24				0,23 - 0,24				0,23 - 0,24		
	0,24 - 0,25				0,24 - 0,25				0,24 - 0,25		
	0,25 - 0,26				0,25 - 0,26				0,25 - 0,26		
	0,26 ->				0,26 ->				0,26 ->		

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Los Lagos	< 0,16	4.680.044	1.631.631	Todo el dominio analizado	< 0,16	8.901.917	2.562.327
	0,16 - 0,17				0,16 - 0,17	1.874.336	322.904
	0,17 - 0,18				0,17 - 0,18	2.485.506	607.217
	0,18 - 0,19				0,18 - 0,19	3.816.890	1.397.925
	0,19 - 0, 20				0,19 - 0, 20	3.281.963	875.256
	0,20 - 0,21				0,20 - 0,21	1.907.730	339.782
	0,21 - 0,22				0,21 - 0,22	1.771.764	353.675
	0,22 - 0,23				0,22 - 0,23	2.814.689	1.035.137
	0,23 - 0,24				0,23 - 0,24	4.979.371	2.412.878
	0,24 - 0,25				0,24 - 0,25	5.496.312	2.581.012
	0,25 - 0,26				0,25 - 0,26	5.333.153	2.301.557
	0,26 ->				0,26 ->	8.665.082	3.139.651

Tabla 19: Superficie por rango de factor de planta anual: configuración PV con seguimiento sin restricciones territoriales (Sin RT) y luego de descontar dichas restricciones excepto el límite de factor de planta y la condición de superficie continua mínima (Con RT).

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Arica y Parímacota	< 0,16			Tarapacá	< 0,16			Antofagasta	< 0,16		
	0,16 - 0,18				0,16 - 0,18				0,16 - 0,18	77	
	0,18 - 0,20	132			0,18 - 0,20				0,18 - 0,20	1.175	444
	0,20 - 0,22	121			0,20 - 0,22				0,20 - 0,22	3.167	817
	0,22 - 0,24	14.111	7.543		0,22 - 0,24	1.507	698		0,22 - 0,24	20.842	3.273
	0,24 - 0,26	44.443	21.001		0,24 - 0,26	8.170	5.080		0,24 - 0,26	50.586	12.224
	0,26 - 0,28	93.693	52.361		0,26 - 0,28	41.213	16.464		0,26 - 0,28	178.359	86.364
	0,28 - 0,30	179.862	99.389		0,28 - 0,30	1.009.456	706.298		0,28 - 0,30	224.002	89.335
	0,30 - 0,32	398.987	125.484		0,30 - 0,32	1.464.865	891.216		0,30 - 0,32	2.491.498	1.950.482
	0,32 - 0,34	778.599	141.655		0,32 - 0,34	657.030	111.885		0,32 - 0,34	3.193.868	2.383.285
	0,34 - 0,36	139.511	5.928		0,34 - 0,36	919.042	242.795		0,34 - 0,36	3.729.089	2.093.625
0,36 ->			0,36 ->	142.081	47.056	0,36 ->	2.690.529	1.083.621			

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Atacama	< 0,16			Coquimbo	< 0,16			Valparaíso	< 0,16		
	0,16 - 0,18				0,16 - 0,18	862	477		0,16 - 0,18		
	0,18 - 0,20	14.455	9.628		0,18 - 0,20	30.150	20.161		0,18 - 0,20		
	0,20 - 0,22	131.792	83.798		0,20 - 0,22	83.928	27.866		0,20 - 0,22	31.501	11.401
	0,22 - 0,24	392.297	251.490		0,22 - 0,24	180.922	67.342		0,22 - 0,24	338.064	85.249
	0,24 - 0,26	382.070	169.335		0,24 - 0,26	399.809	61.920		0,24 - 0,26	370.346	50.556
	0,26 - 0,28	390.529	104.485		0,26 - 0,28	527.200	39.378		0,26 - 0,28	403.662	37.250
	0,28 - 0,30	580.818	175.605		0,28 - 0,30	1.059.636	58.548		0,28 - 0,30	371.977	12.691
	0,30 - 0,32	1.073.960	350.289		0,30 - 0,32	959.534	38.579		0,30 - 0,32	77.496	1.709
	0,32 - 0,34	1.252.786	263.228		0,32 - 0,34	539.280	12.696		0,32 - 0,34	2.962	
	0,34 - 0,36	1.674.070	254.384		0,34 - 0,36	249.510	5.713		0,34 - 0,36		
0,36 ->	1.657.010	375.213	0,36 ->	19.263	382	0,36 ->					

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Metropolitana de Santiago	< 0,16			Del Libertador General Bernardo O'Higgins	< 0,16			Maule	< 0,16		
	0,16 - 0,18				0,16 - 0,18				0,16 - 0,18	2.694	19
	0,18 - 0,20	615	10		0,18 - 0,20	3.094	26		0,18 - 0,20	19.075	309
	0,20 - 0,22	22.735	479		0,20 - 0,22	47.914	672		0,20 - 0,22	152.538	5.683
	0,22 - 0,24	177.551	24.886		0,22 - 0,24	369.217	84.058		0,22 - 0,24	1.775.980	594.112
	0,24 - 0,26	566.744	130.767		0,24 - 0,26	961.522	277.714		0,24 - 0,26	970.153	159.205
	0,26 - 0,28	639.475	88.163		0,26 - 0,28	232.694	7.654		0,26 - 0,28	103.626	4.268
	0,28 - 0,30	124.687	3.515		0,28 - 0,30	15.923	182		0,28 - 0,30	2.261	11
	0,30 - 0,32	2.102			0,30 - 0,32	398			0,30 - 0,32		
	0,32 - 0,34				0,32 - 0,34				0,32 - 0,34		
	0,34 - 0,36				0,34 - 0,36				0,34 - 0,36		
0,36 ->			0,36 ->			0,36 ->					

Continúa en la página siguiente...

Evaluación del Potencial Solar - PV

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Biobío	< 0,16	6.539	72	Araucanía	< 0,16	33.529	228	Los Ríos	< 0,16	376.319	151.028
	0,16 - 0,18	32.369	1.145		0,16 - 0,18	123.567	10.288		0,16 - 0,18	1.217.250	257.956
	0,18 - 0,20	185.061	16.342		0,18 - 0,20	1.930.860	515.319		0,18 - 0,20	222.694	22.815
	0,20 - 0,22	1.275.585	230.578		0,20 - 0,22	935.126	174.945		0,20 - 0,22	561	
	0,22 - 0,24	2.098.104	745.893		0,22 - 0,24	156.051	17.807		0,22 - 0,24		
	0,24 - 0,26	105.095	10.383		0,24 - 0,26	95			0,24 - 0,26		
	0,26 - 0,28	598			0,26 - 0,28				0,26 - 0,28		
	0,28 - 0,30				0,28 - 0,30				0,28 - 0,30		
	0,30 - 0,32				0,30 - 0,32				0,30 - 0,32		
	0,32 - 0,34				0,32 - 0,34				0,32 - 0,34		
	0,34 - 0,36				0,34 - 0,36				0,34 - 0,36		
0,36 ->			0,36 ->			0,36 ->					

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Los Lagos	< 0,16	3.453.894	1.359.301	Todo el dominio analizado	< 0,16	3.883.915	1.510.629
	0,16 - 0,18	1.139.254	255.460		0,16 - 0,18	2.516.073	525.345
	0,18 - 0,20	31.411	709		0,18 - 0,20	2.438.722	585.763
	0,20 - 0,22				0,20 - 0,22	2.684.968	536.239
	0,22 - 0,24				0,22 - 0,24	5.524.646	1.882.351
	0,24 - 0,26				0,24 - 0,26	3.859.033	898.185
	0,26 - 0,28				0,26 - 0,28	2.611.049	436.387
	0,28 - 0,30				0,28 - 0,30	3.568.622	1.145.574
	0,30 - 0,32				0,30 - 0,32	6.468.840	3.357.759
	0,32 - 0,34				0,32 - 0,34	6.424.525	2.912.749
	0,34 - 0,36				0,34 - 0,36	6.711.222	2.602.445
0,36 ->			0,36 ->	4.508.883	1.506.272		

Figura 43: Distribución del factor de planta anual: configuración PV fija sin (izquierda) y con restricciones territoriales excepto el límite de factor de planta (0,24) y la condición de superficie continua mínima (centro), y considerando el conjunto de restricciones (derecha).

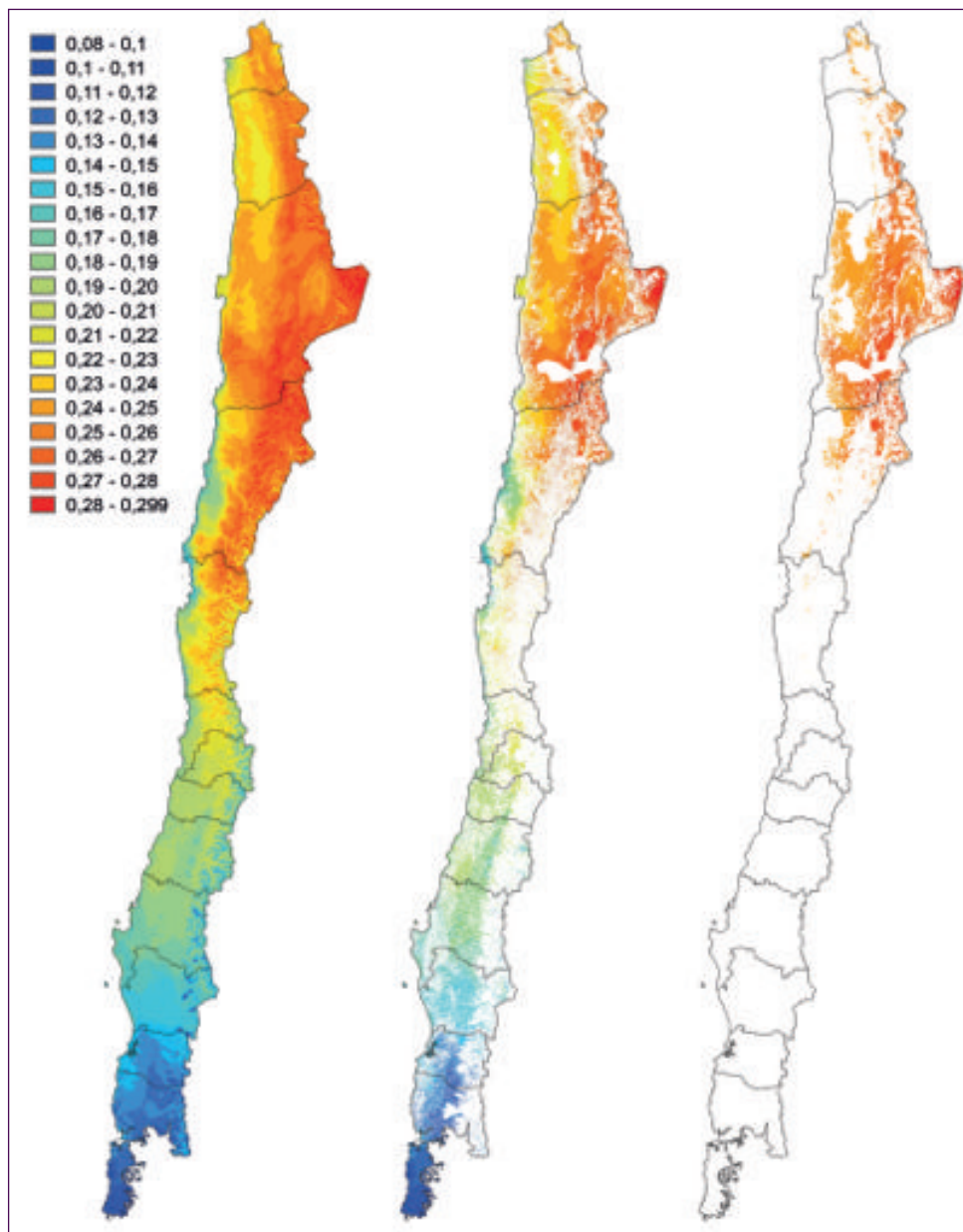
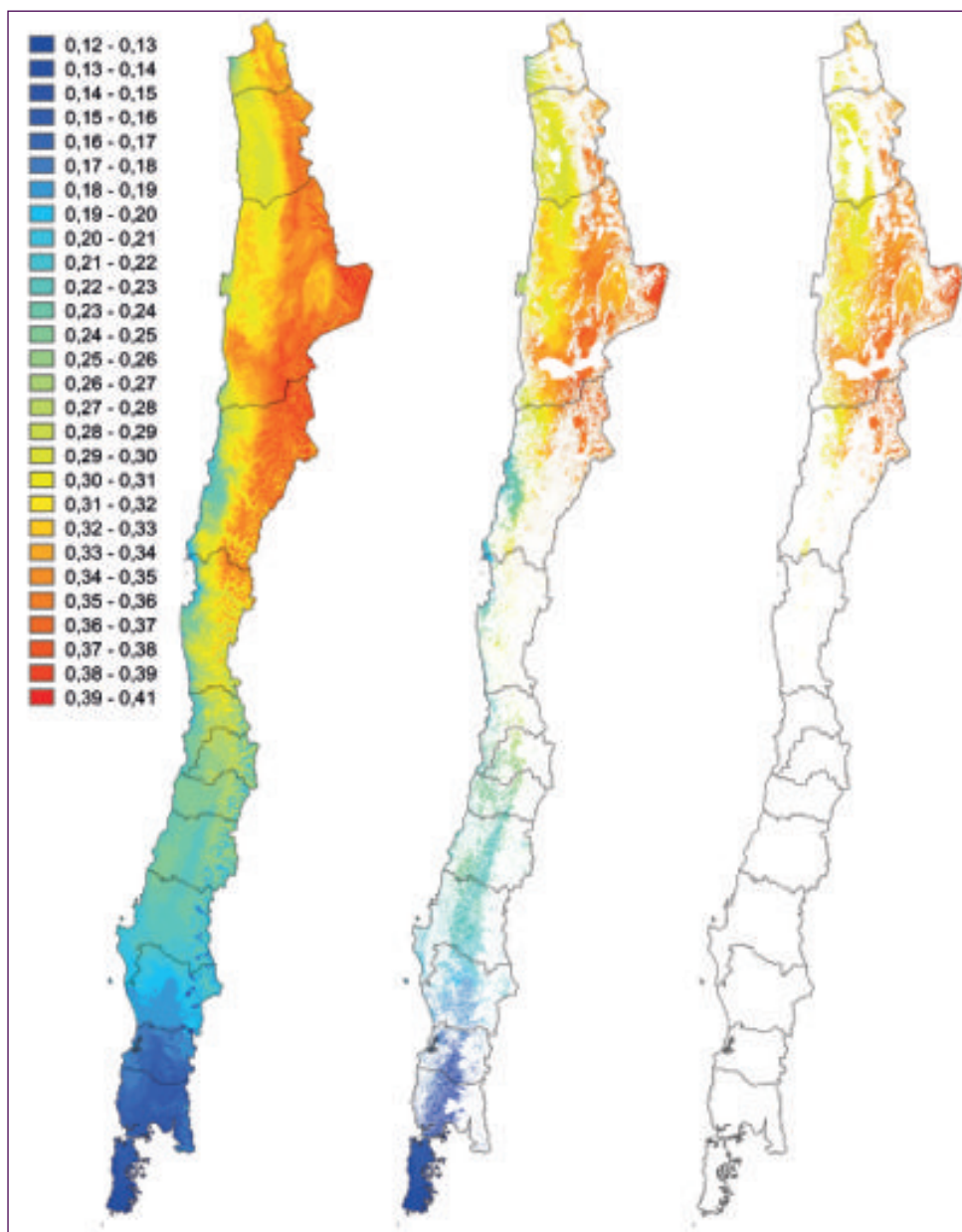


Figura 44: Distribución del factor de planta: configuración PV con seguimiento sin (izquierda) y con restricciones territoriales excepto el límite de factor de planta (0,3) y la condición de superficie continua mínima (centro), y considerando el conjunto de restricciones (derecha).



La siguiente tabla resume por región los resultados considerando sólo las zonas que cumplan el conjunto de condiciones establecidas para el potencial solar - PV. De acuerdo a ella, el potencial disponible para ambos tipos de configuraciones de proyectos PV sería superior al millón de MW de capacidad instalable, aunque, como era esperable, se encontraría concentrado en las regiones del Norte Grande.

Tabla 20: Potencial solar - PV estimado (superficie y capacidad instalable) para configuraciones PV fija (f.p. superior a 0,24) y con seguimiento en un eje (f.p. superior a 0,3).

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
Metropolitana de Santiago				
Del L. G. Bernardo O'Higgins				
Del Maule				
Del Biobío				
De la Araucanía				
De Los Ríos				
De Los Lagos				
Total	6.189.517	1.237.903	8.200.641	1.640.128

En el presente análisis no se establecieron restricciones relacionadas con la distancia a las redes de transmisión de las zonas con potencial, debido a que se ha asumido que grandes proyectos podrían solventar los costos de conexión asociados. Tampoco se ha considerado la posible competencia por el uso del territorio con otras actividades económicas, por ejemplo la minería. Sin perjuicio de ello, y a la luz de los resultados, la inclusión de restricciones de ese tipo o de otras similares no debería cambiar el hecho que el potencial disponible solar - PV se encontrará, a lo menos, en el orden de las centenas de GW instalables.

En contrapartida, la utilización de otros criterios para las restricciones, o de otros parámetros en la modelación de producción PV, podría adicionar nuevas zonas a los resultados anteriores, incluso en otras regiones del país. Por ejemplo, la selección de una función de eficiencia de los paneles PV respecto de la radiación solar global incidente con mejor desempeño en los niveles intermedios y bajos de radiación.

Además, cabe recordar que el análisis se ha concentrado en proyectos orientados a su integración al mercado eléctrico, es decir, no refleja la situación de proyectos orientados al autoconsumo, para los cuales condiciones particulares de perfiles de consumo y de precios de suministro de energía pueden hacer atractivo el emprendimiento de proyectos PV en zonas distintas a las aquí identificadas.

4.6 Comportamiento temporal del potencial solar - PV

El comportamiento temporal de la producción fotovoltaica se analiza respecto de su ciclo anual y de su variabilidad interanual, a partir de los resultados de producción simulados para el periodo 2004 – 2012 para ambas configuraciones de proyectos, esto es, con arreglos

fijos inclinados hacia el norte en un ángulo similar a su latitud y con arreglos en un plano horizontal con capacidad de seguimiento solar diurno (este-oeste).

El comportamiento temporal de la producción PV es bastante homogéneo en las zonas comprendidas dentro del potencial disponible. Dado ello, se redujo el análisis a tres localidades, coincidentes con las estaciones de MINENERGIA/GIZ: Pozo Almonte (Región de Tarapacá), Crucero (Región de Antofagasta) y Salvador (Región de Atacama). Esto permite explorar posibles diferencias de comportamiento derivadas de su distinta latitud.

4.6.1 Ciclo diario y anual de la producción PV

Como una manera de evaluar la representatividad del ciclo anual de la producción PV estimada a partir de las simulaciones, se contrastaron sus resultados, expresados como factor de planta, con los calculados a partir de los registros de radiación global con seguimiento en un eje (RGS) en las estaciones, utilizando en ambos casos la misma metodología de estimación de producción (descrita en el capítulo 4.3.1).

Las siguientes figuras muestran los resultados de ese análisis tanto a nivel de ciclo diario como anual. La comparación considera sólo el periodo con registros de RGS en cada estación. Como es posible apreciar, existe una muy buena correspondencia entre la producción estimada por las simulaciones y la deducida de los registros.

Figura 45: Ciclo diario del factor de planta PV con seguimiento en un eje modelado y calculado de los registros de las estaciones Pozo Almonte, Crucero y Salvador.

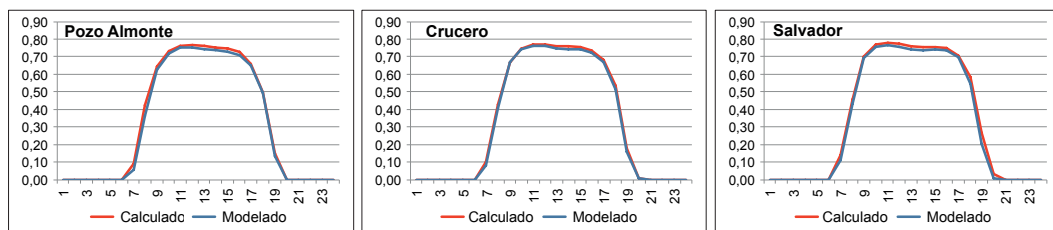
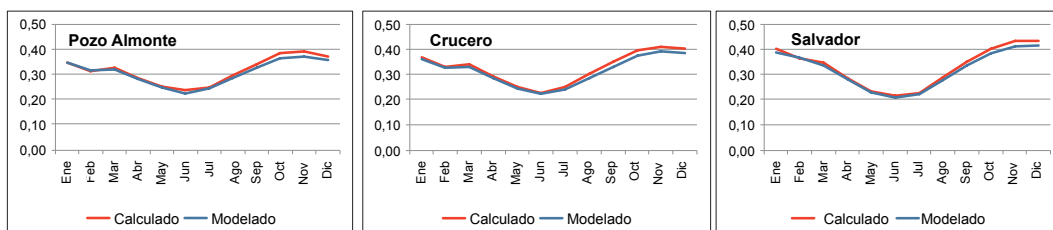


Figura 46: Ciclo anual del factor de planta PV con seguimiento en un eje modelado y calculado de los registros de las estaciones Pozo Almonte, Crucero y Salvador.



Las figuras anteriores son representativas del periodo con mediciones en las estaciones, cuyo inicio de registros varía desde agosto de 2008 (Pozo Almonte) a agosto de 2010 (Salvador), dado ello no necesariamente son representativas de condiciones climatológicas. Como una manera de aproximarse a dichas condiciones, en las siguientes figuras se resumen los ciclos diarios y anuales para el periodo enero de 2004 a diciembre de 2012 del factor de planta deducido de los resultados modelados.

Figura 47: Ciclo diario promedio 2004 - 2012 del factor de planta modelado para configuraciones PV fija y con seguimiento en un eje en Pozo Almonte, Crucero y Salvador.

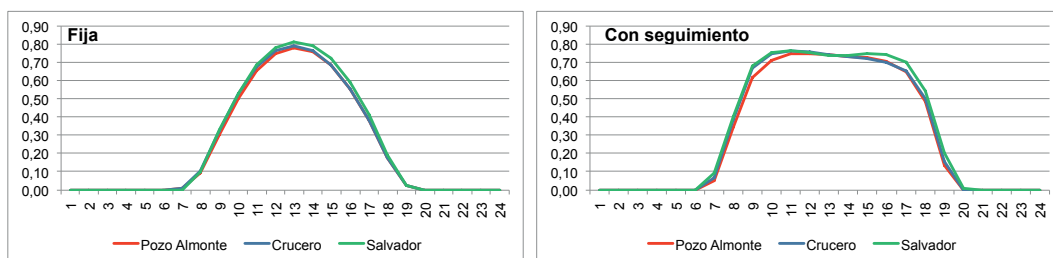
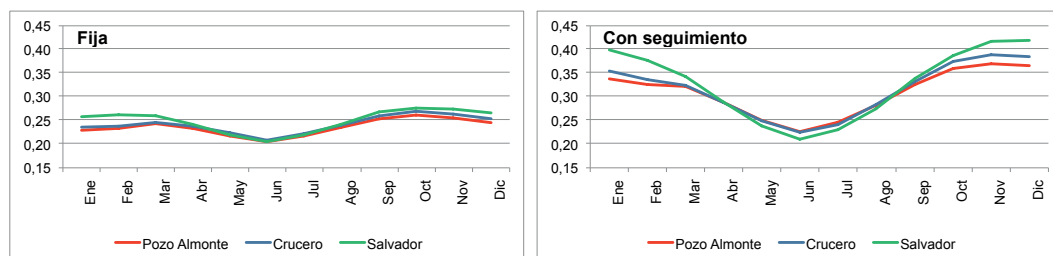


Figura 48: Ciclo anual promedio 2004 - 2012 del factor de planta modelado para configuraciones PV fija y con seguimiento en un eje en Pozo Almonte, Crucero y Salvador.



Como era de esperar, el ciclo diario no muestra diferencias significativas entre estaciones, con excepción de la mayor producción promedio que se observa en Salvador en la mañana y tarde respecto del medio día para la configuración con seguimiento en un eje (forma de joroba de camello), la cual es resultado de la mayor latitud de esta localización respecto de las otras dos (se encuentra al sur del Trópico de Capricornio).

Por su parte, para ambas configuraciones de arreglos PV la amplitud del ciclo anual aumenta en la medida que las localizaciones se alejan del Ecuador. Además, es posible apreciar el impacto de la inclinación de los arreglos en el ciclo anual, donde aquellos que tienen un ángulo similar a su latitud (configuración fija) presentan una menor amplitud que los que se encuentran en un eje horizontal (configuración con seguimiento).

Llama la atención un aparente cambio de tendencia en el mes de febrero para las localizaciones de Pozo Almonte y Crucero, el que es más notorio en las figuras que muestran el factor de planta estimado de los registros de las estaciones. Probablemente dicho comportamiento está asociado a una mayor frecuencia de nubosidad causada por el fenómeno del "invierno altiplánico".

Finalmente, en las siguientes figuras se resumen el ciclo anual y diario de los factores de planta en las localizaciones seleccionadas en este análisis, donde además se ha incluido el promedio de las tres localizaciones. Como era previsible, a diferencia del caso eólico, no se observa una complementariedad significativa entre la producción PV entre las zonas analizadas.

Figura 49: Ciclo anual y diario promedio 2004 - 2012 del factor de planta modelado para la configuración PV fija en Pozo Almonte, Crucero, Salvador y el promedio de esas localizaciones.

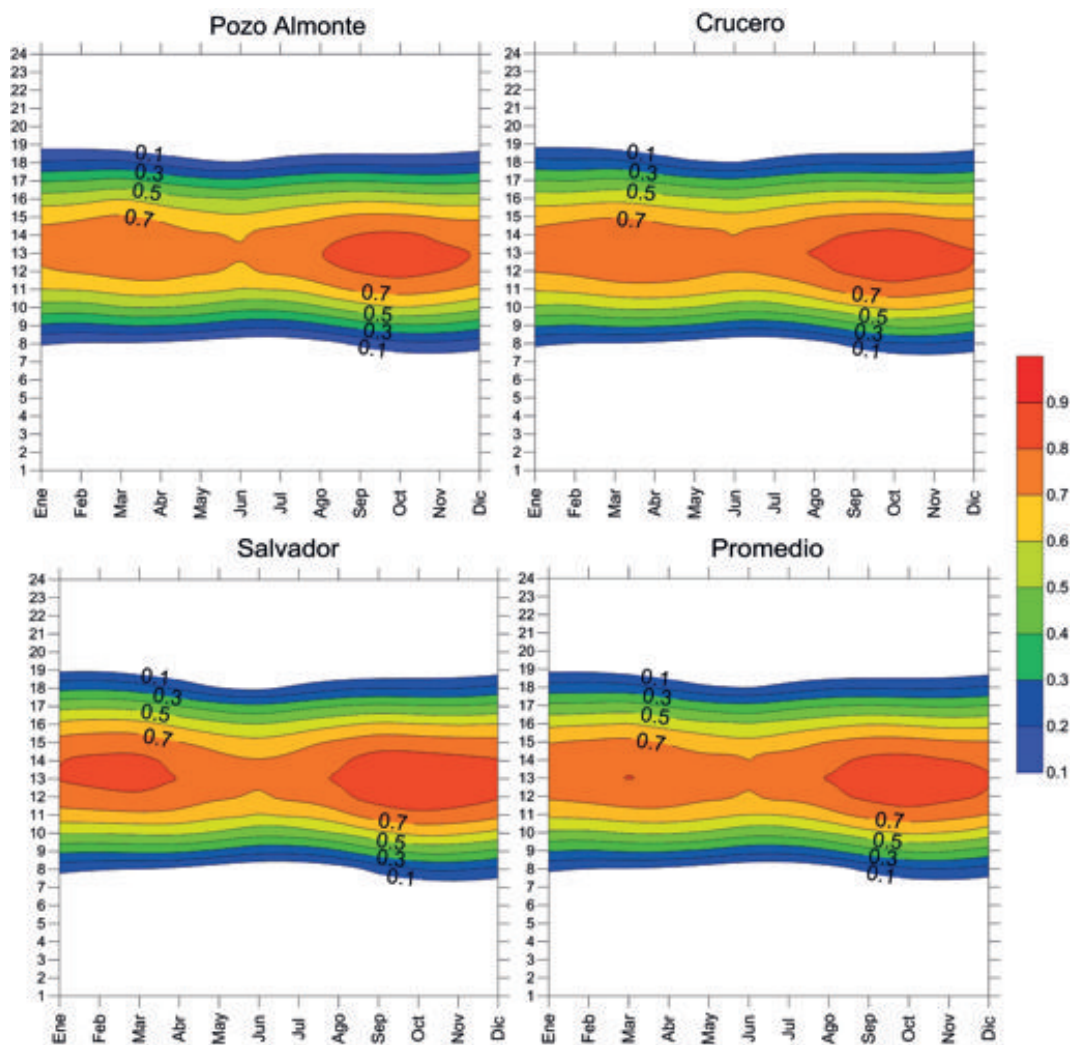
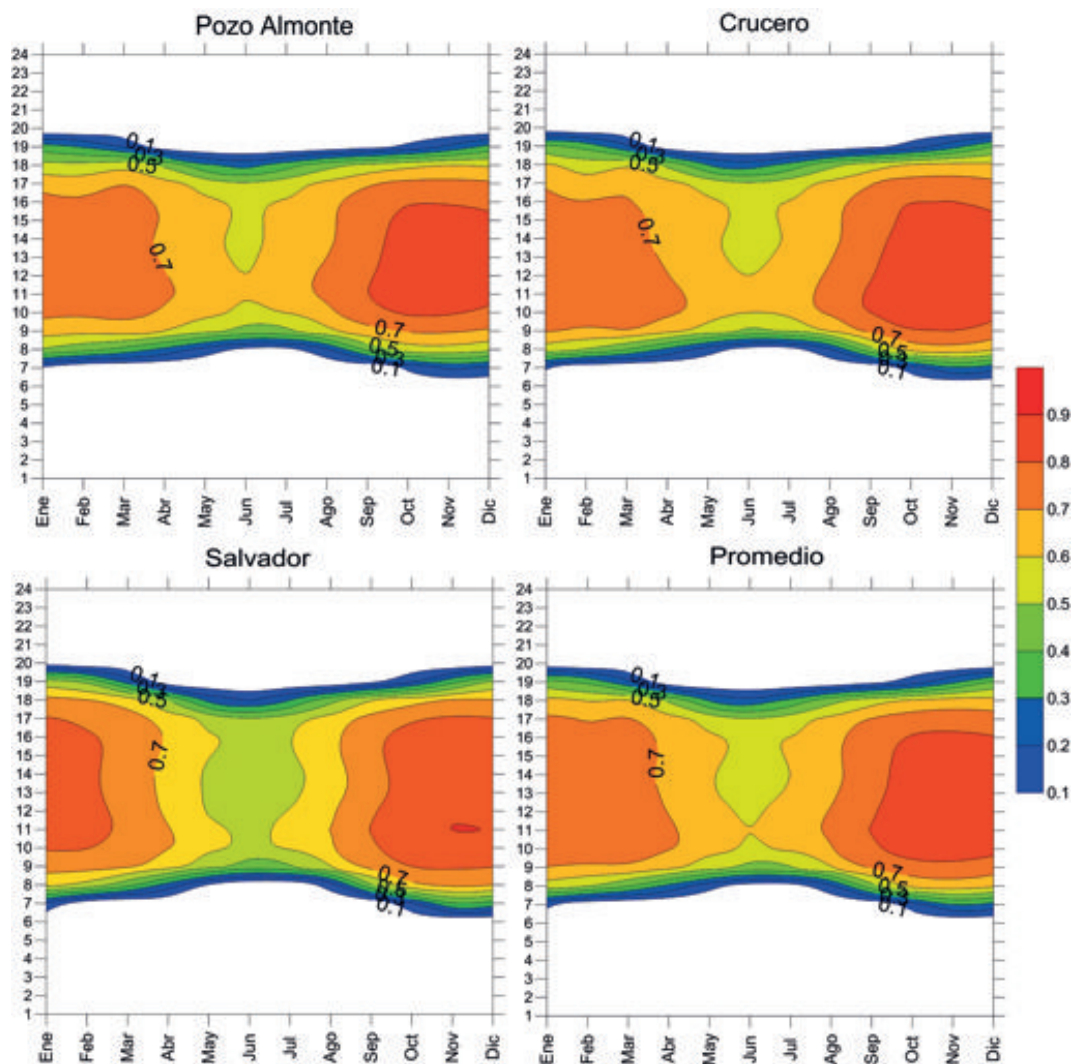


Figura 50: Ciclo anual y diario promedio 2004 - 2012 del factor de planta modelado para la configuración PV con seguimiento en un eje en Pozo Almonte, Crucero, Salvador y promedio.



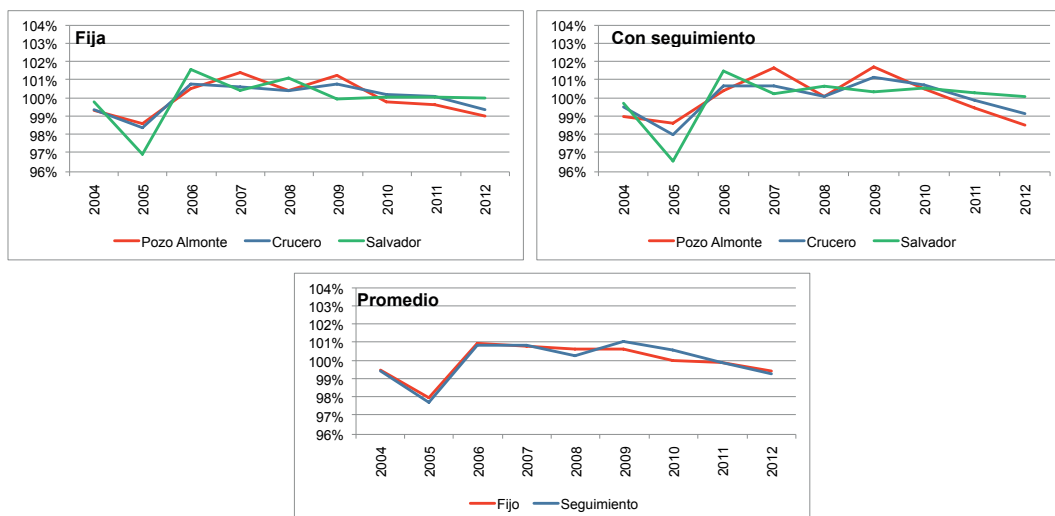
4.6.2 Variabilidad 2004 - 2012 de la producción PV

La siguiente figura resume la variabilidad interanual de la producción PV, expresada como porcentaje respecto del promedio (100%) del periodo analizado (2004 – 2012), para ambas configuraciones PV en las tres localizaciones analizadas y para el promedio de dichas localizaciones.

Como era de esperar, dada la escasa presencia de nubosidad en el desierto de Atacama, es baja la variabilidad interanual de la producción PV en las localidades analizadas, comportamiento probablemente extensible a todas aquellas zonas contenidas dentro del resultado de potencial disponible.

El mayor rango de variación se presenta en Salvador (-3% a +2%, aproximadamente), el cual es comparable a la variabilidad estimada para el agregado de zonas con potencial eólico antes evaluado, y del orden de seis veces inferior a la observada en las zonas con potencial eólico si se analizan individualmente. Como se verá más adelante, también es muy inferior a la variabilidad interanual hidroeléctrica, dado lo cual el recurso solar en las zonas con potencial disponible constituiría el más estable, en una base anual, dentro de las fuentes de energías renovables con las que cuenta el país.

Figura 51: Variación del factor de planta anual PV respecto del promedio 2004 - 2012 (100%) para configuración fija, con seguimiento y promedio de localidades.





5

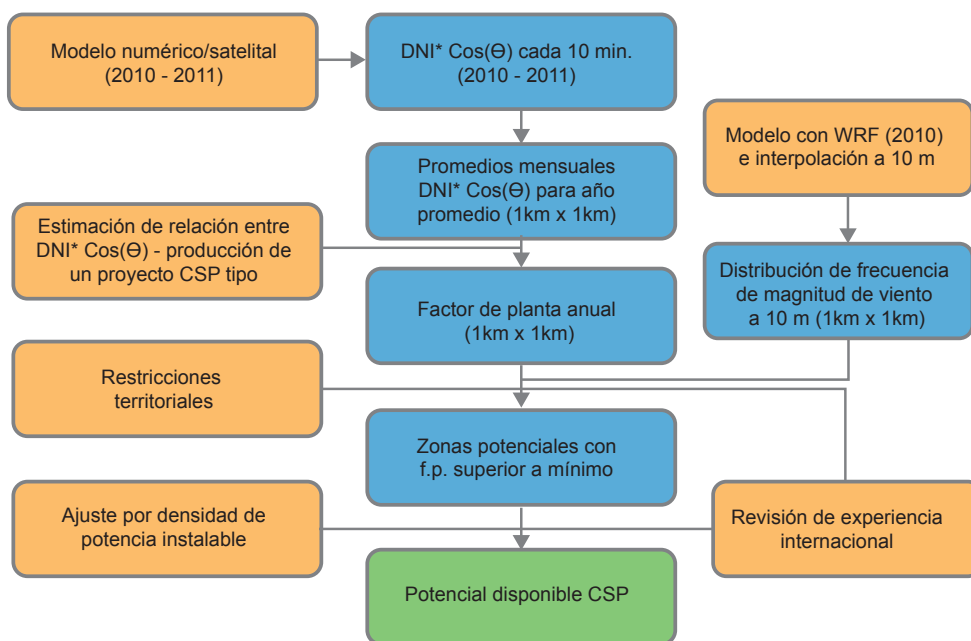
Evaluación del Potencial Solar - CSP

5 Evaluación del Potencial Solar - CSP

5.1 Síntesis metodológica

La metodología implementada para la estimación del potencial asociado al aprovechamiento de la energía solar mediante sistemas de concentración solar para generación eléctrica (CSP, por sus siglas en inglés) se resume en la siguiente figura.

Figura 52: Diagrama de flujo de metodología de estimación del potencial solar - CSP.



Dado que a la fecha de elaboración de este análisis no existían proyectos CSP operativos en el país, y que solo dos proyectos se habían sometido a tramitación ambiental hasta el año 2012, la metodología estima el potencial disponible sin descontar el asociado a eventuales proyectos de inversión.

La evaluación del potencial se realizó a partir de la producción probable de un proyecto tipo de la tecnología que a la fecha ha presentado mayor desarrollo comercial, esto es, con colectores cilíndrico parabólicos.

La información básica usada en la estimación de la producción del proyecto tipo corresponde a simulaciones de radiación solar directa normal (DNI) multiplicada por el coseno del ángulo que forma dicho parámetro con una normal al eje de los colectores solares, que corresponde a la energía factible de ser transformada por la tecnología seleccionada. La radiación solar simulada se obtuvo con el mismo modelo numérico/satelital y con idéntica cobertura espacial que para el caso de la evaluación del potencial PV, cubriendo los años 2010 y 2011.

Mediante un software especializado en la evaluación de proyectos CSP, se estimó la producción del proyecto tipo a partir de los registros de radiación solar con seguimiento en un eje horizontal obtenidos en las estaciones de prospección solar de MINENERGIA/GIZ. Los resultados de esta evaluación permitieron deducir una función para el factor de planta promedio anual del proyecto tipo basada en promedios mensuales de radiación solar, la que aplicada sobre el dominio de análisis se tradujo en estimaciones del factor de planta anual para el proyecto tipo con una resolución de 1 km x 1 km.

Por su parte, los factores asociados a restricciones territoriales se seleccionaron de una revisión de la experiencia internacional, permitiendo definir criterios para la densidad de potencia instalada por superficie, pendiente máxima del terreno de emplazamiento de los proyectos, y umbral de magnitud de viento bajo el cual opera la tecnología seleccionada. Para la aplicación de esta última restricción se generó la distribución de frecuencia de las series horarias de magnitud de viento simuladas por el modelo WRF para el año 2010 en cada punto de grilla del dominio de análisis.

Adicionalmente, se aplicó una restricción de continuidad para la superficie que cumple los criterios anteriores, de modo de seleccionar sólo aquellas áreas que permitan acoger un proyecto de a lo menos similar capacidad instalada que el proyecto tipo seleccionado para el análisis (50 MW). Otras restricciones territoriales fueron similares a las aplicadas en la evaluación del potencial PV.

La superficie de las zonas que cumplen las condiciones territoriales, multiplicada por la densidad de potencia definida para el proyecto tipo, permitió estimar el potencial CSP disponible.

5.2 Metodología de cálculo de producción CSP

5.2.1 Proyecto tipo evaluado

Los sistemas de concentración solar para generación eléctrica, también llamados solar termoelectricos, producen electricidad mediante primero la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura, teniendo la opción de almacenarla, y luego esta energía térmica en electricidad. Consecuentemente, están constituidos de dos partes, una colecta la energía solar y la convierte en calor mediante concentradores basados en espejos o lentes, y la otra transforma el calor en energía eléctrica, generalmente por medio de sistemas convencionales de generación. Opcionalmente pueden contar con sistemas de almacenamiento de energía.

En la actualidad cuatro son las tecnologías de concentración de energía solar CSP más desarrolladas: con concentradores solares cilíndrico parabólicos, con receptores centrales (o torres receptoras), con concentradores lineales de Fresnel (o reflectores) y con concentradores de discos parabólicos. En las tres primeras la conversión de energía térmica en electricidad se realiza mediante turbinas a vapor, en cambio en la última por medio de un motor Stirling.

De las tecnologías señaladas los sistemas que utilizan concentradores cilíndrico parabólicos son los que a la fecha presentan un mayor grado de desarrollo comercial y mayor capacidad operativa y en construcción a nivel internacional. Por tal razón, se optó por ese tipo de sistema en la evaluación del potencial solar para proyectos CSP, sin perjuicio de las perspectivas de las demás tecnologías.

Además, por la ventaja para la operación de los sistemas eléctricos que ello acarrea, la tecnología seleccionada se ha concebido con sistemas de acumulación de energía térmica, lo que permite generar electricidad durante la noche o en periodos de baja radiación solar.

Aun cuando se ha limitado el análisis a sólo un tipo de sistema CSP, este puede tomar diversas configuraciones, principalmente vinculadas al tamaño del campo de receptores y del sistema de acumulación de energía en relación a la potencia instalada, y con la posibilidad de utilizar combustibles auxiliares en la producción eléctrica. La configuración óptima dependerá, entre otros parámetros, de los niveles de radiación solar del emplazamiento del proyecto. Un análisis detallado tendiente a identificar la configuración óptima para los niveles de radiación solar presentes en cada celda (1 km x 1 km) del dominio de evaluación excede los alcances del análisis de potencial solar aquí desarrollado.

De manera alternativa, la evaluación de la producción CSP se realizó para un proyecto tipo de 50 MW de capacidad instalada cuya configuración daría cuenta de zonas de elevado recurso solar y con restricciones de acceso a agua para refrigeración, 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.

Las principales características de este proyecto tipo se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 21: Características del proyecto tipo de colector cilíndrico parabólico utilizado en la evaluación del potencial CSP.

Parámetro	Valor
Potencia nominal de diseño	50 MW
Campo Solar	
Área reflectiva de apertura	405.480 m ²
N° de lazos	124
N° de colectores	496
Tipo de receptor	Schott PTR70 2008
Inclinación de colectores	0° respecto de la horizontal
Orientación de colectores	Eje norte-sur
Distancia entre colectores (centro a centro)	17,2
Múltiplo solar (aproximado en zonas de elevado DNI)	2
Densidad de potencia (nominal) por área	3,4 ha/MW
Fluido de transferencia de calor	
Tipo	Therminol VP-1
Calefacción auxiliar	Sólo para evitar congelamiento
Sistema de acumulación térmico	
N° de pares de estanques	1
Fluido de transferencia de calor	Hitec Solar Salt
Horas de acumulación a plena carga	7,5
Máxima energía térmica almacenada	1.003,75 MWh _t
Esquema de despacho	Uniforme
Bloque de potencia	
Eficiencia nominal	0,3736
Condición máxima de sobre operación	115%
Condición mínima de operación	25%
Sistema de refrigeración	Por aire
Disponibilidad anual asumida	95%

5.2.2 Descripción de la metodología de cálculo de producción

La estimación de la producción asociada al potencial CSP se realizó aplicando a la radiación solar directa simulada en cada punto de grilla del dominio una función que relaciona DNI y la localización geográfica con la producción esperada del proyecto tipo descrito en el punto previo.

Dicha función se dedujo de la producción calculada con el módulo “CSP Trough Physical” del software SAM para las localizaciones de las estaciones de prospección solar de MINENERGIA/GIZ, con la excepción de la estación Salar, para la cual no fue factible preparar un archivo de datos compatible con el software.

En los cálculos se utilizaron los datos de radiación solar reprocesados por el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar de Alemania (Fraunhofer ISE)²² y otros parámetros meteorológicos directamente registrados en las estaciones, o derivados de ellos.

Los resultados obtenidos a nivel de promedios anuales se resumen en la tabla siguiente, donde se incluye la producción de energía neta anual que podría ser exportada al sistema eléctrico (descontados los consumos propios) y su correspondiente factor de planta, esto es la energía neta dividida por la potencia neta multiplicada por las horas del año; considerando una disponibilidad de la planta de 95%.

Tabla 22: Energía inyectada a la red y factor de planta anual para proyecto CSP tipo deducidos de datos reprocesados de DNI ($\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$) estimado por software SAM).

Localización de estación	DNI (kWh/m ² día)	DNI * Cos(θ) (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

Los sistemas CSP cilíndricos parabólicos realizan un seguimiento solar diurno sobre su eje longitudinal de modo que en cada instante el seguimiento solar optimice la captación de energía, esto es, que el ángulo que forma la radiación normal directa (DNI) sobre la superficie del colector sea lo más cercano posible a 90°. Así, sin considerar otras pérdidas, la energía disponible para ser captada por el colector será igual a DNI por el coseno del ángulo que forma DNI con una normal al plano receptor (θ).

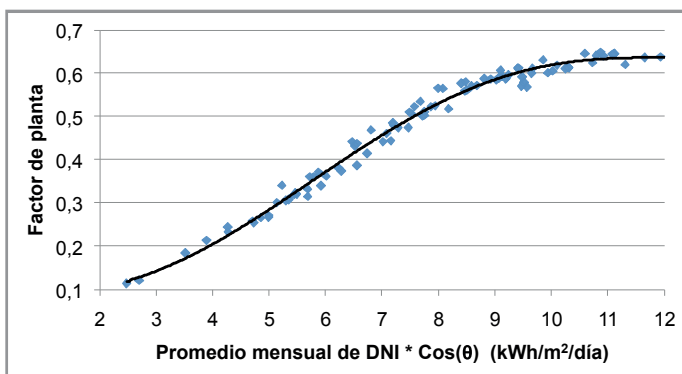
$\cos(\theta)$ varía en función de la latitud, es decir, para un mismo nivel de radiación normal directa la energía útil para un proyecto CSP cilíndrico parabólico variará en función de la latitud de su localización. Ello se puede apreciar en la tabla anterior al comparar los resultados de las estaciones Crucero y Salvador donde la segunda tiene un DNI levemente superior, pero un $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$ inferior a Crucero.

Dado lo anterior, el parámetro utilizado en la estimación del potencial solar CSP corresponde a $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$ con lo cual se incorpora el efecto de la latitud en la producción del proyecto CSP tipo.

22 La información está disponible en www.minenergia.cl.

Si bien se exploraron relaciones entre producción del proyecto tipo y promedios diarios y anuales de $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$, el mejor ajuste se obtuvo a nivel de promedios mensuales. En la siguiente figura es posible apreciar la relación entre el promedio mensual de $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$ registrado en las estaciones con la producción mensual del proyecto tipo (considerando 100% de disponibilidad anual de la planta).

Figura 53: Factor de planta de proyecto CSP tipo en función del promedio mensual de $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$.



La función así obtenida se aplicó sobre todo el dominio analizado (1 km x 1 km) a los resultados de $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$ de la modelación solar:

$$\text{f.p. (mes)} = 0,95 \cdot [a \cdot (\text{DNI} \cdot \cos(\theta))^5 + b \cdot (\text{DNI} \cdot \cos(\theta))^4 + c \cdot (\text{DNI} \cdot \cos(\theta))^3 + d \cdot (\text{DNI} \cdot \cos(\theta))^2 + e \cdot \text{DNI} \cdot \cos(\theta)]$$

Donde:

- $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$ es el promedio mensual de ese parámetro en kWh/m^2 día;
- 0,95, es la disponibilidad anual que se ha asumido para la planta;
- $a = + 0,0000167053$;
- $b = - 0,00052617$;
- $c = + 0,0050792$;
- $d = - 0,01445$; y
- $e = + 0,057716$.

Finalmente, el factor de planta anual se obtuvo como el promedio de los factores de planta mensuales ponderados por el número de días de cada mes. Esto es:

$$\text{f.p. (anual)} = \sum_{i=1}^{12} (\text{DMes}_i \cdot \text{fp}_i) / 365$$

Donde DMes_i es el número de días del mes i y fp_i el factor de planta del mes i .

5.3 Validación de simulación de $\text{DNI} \cdot \cos(\theta)$

La evaluación del desempeño de la modelación de radiación global solar se realizó mediante la comparación de sus resultados con los registros de las estaciones de MINENERGIA/GIZ, todas ellas localizadas en el Norte Grande, pues son las únicas para las cuales existía información de dominio público, al momento de realizar el análisis. Aun cuando ello imposibilita

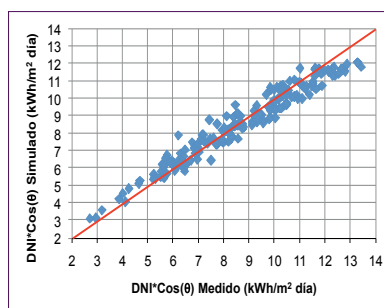
dimensionar el desempeño de la modelación sobre toda la cobertura de análisis, permite evaluarlo en la zona donde el recurso solar presentaría las mejores condiciones para la producción de proyectos CSP.

La mayoría de las estaciones de MINENERGIA/GIZ no miden DNI. Alternativamente, registran la radiación global y la radiación difusa en un eje horizontal con seguimiento solar diario (este-oeste). Sin considerar la incertidumbre propia de las mediciones, la diferencia entre ambos parámetros corresponde a la energía incidente aprovechable por la tecnología CSP cilíndrico parabólica, es decir, a $DNI \cdot \cos(\theta)$.

La siguiente tabla compara los resultados simulados para $DNI \cdot \cos(\theta)$ con los registrados en las estaciones. La radiación difusa registrada en esas estaciones con la que se estima $DNI \cdot \cos(\theta)$ fue amplificada por un factor 1,27, de modo de dar cuenta de una posible subestimación causada por el instrumental de medición²³.

Figura 54: $DNI \cdot \cos(\theta)$ medido y simulado: promedio 2010 - 2011 (tabla) y promedios mensuales (figura).

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%
Pto. 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%
Promedio			98,8%



En las estaciones analizadas las simulaciones aparentan tener un buen desempeño. En este caso, con excepción de los valores más elevados, no se aprecia una tendencia sistemática a la subestimación, la cual es más o menos evidente en los resultados de las simulaciones de radiación global incidente sobre un plano horizontal con seguimiento diario, aspecto analizado en el capítulo de potencial PV.

5.4 Parámetros utilizados en la evaluación

5.4.1 Condiciones territoriales seleccionadas para la evaluación

A diferencia de las restantes categorías de proyectos de energías renovables aquí evaluadas, los sistemas de concentración solar para generación de energía eléctrica aún no tienen presencia en Chile. Además, a diciembre de 2012 sólo dos proyectos de esas características habían sido sometidos a tramitación ambiental, uno con tecnología de concentración solar cilíndrico parabólica (proyecto Pedro de Valdivia) y el otro con receptor central (proyecto María Elena).

Dada la limitación que lo anterior impone al análisis, la definición de criterios o restricciones territoriales se apoyó en una revisión no exhaustiva de la experiencia internacional en sistemas similares al proyecto tipo seleccionado para la evaluación del potencial CSP. Los factores considerados fueron la pendiente del terreno para el emplazamiento del proyecto, la magnitud del viento y la densidad de potencia instalable.

²³ Dicho factor de corrección fue recomendado por Fraunhofer ISE en la evaluación de la información generada por las estaciones de MINENERGIA/GIZ.

La pendiente máxima y la densidad de potencia instalable se definieron tomando en consideración la información recopilada para un conjunto de proyectos cilíndrico parabólicos en operación, a los que se agregó el único proyecto de esas características ingresado al SEIA al momento de realizar el análisis. La siguiente tabla resume la información recopilada.

Tabla 23: Características de una muestra de proyectos CSP cilíndrico parabólicos.

Proyecto	País	Capacidad (MW)	Acumulación (Horas)	Pendiente (Grados)	Densidad (ha/MW)
Alvarado I	España	50	0	1,0	2,6
Ibersol Ciudad Real	España	50	0	1,8	2,7
Palma del Río II	España	50	0	0,0	3,0
Solnova 3	España	50	0	0,5	2,2
Solnova 4	España	50	0	0,5	2,2
Martin Next Generation Solar	USA	75	0	0,2	2,3
Solar Electric Generating Station VIII	USA	80	0	0,3	2,4
Solar Electric Generating Station IX	USA	80	0	0,3	2,4
Nevada Solar One	USA	72	0,5	0,6	2,0
Andasol-1	España	50	7,5	0,2	3,7
Andasol-2	España	50	7,5	0,3	3,7
La Florida	España	50	7,5	0,3	3,7
La Dehesa	España	50	7,5	1,0	3,5
Extresol	España	50	7,5	0,2	3,8
Pedro de Valdivia (no operativo)	Chile	360	11	0,2	5,5
Máximo todos				1,8	5,5
Máximo con acumulación de 7,5 horas				1,0	3,8

La pendiente máxima del terreno se fijó en 1,8°, igual al máximo valor deducido en la muestra de proyectos. La densidad de potencia instalable se fijó en 4 ha/MW (20 MW/km²), algo superior al máximo deducido de la muestra de proyectos con sistemas de acumulación de energía térmica de 7,5 horas (3,8 ha/MW) y al estimado para el proyecto tipo seleccionado para la evaluación (3,4 ha/MW)²⁴.

Por su parte, la resistencia mecánica y la precisión óptica de los colectores solares están relacionadas con los esfuerzos a los que está expuesta la estructura de los colectores, de los cuales el principal es el causado por la acción del viento. De acuerdo a la revisión bibliográfica, los sistemas cilíndricos parabólicos normalmente se diseñan para operar hasta una magnitud de viento de 14 m/s y para sobrevivir a vientos de 40 m/s²⁵. Dado ello, la ocurrencia de vientos superiores a 14 m/s se traducirá en una merma de la producción la cual, para efectos de la evaluación del potencial CSP, se fijó que no podía superar 0,5%, incorporándose como restricción en el análisis territorial una frecuencia de ocurrencia superior a ese valor de velocidades iguales o superiores a 15 m/s.

Para aplicar la restricción anterior, en cada punto de grilla del dominio de la simulación realizada por medio de WRF para el año 2010 (1 km x 1 km) se obtuvo la distribución de frecuencia de magnitud viento a una altura de 10 m sobre el nivel del suelo.

24 Si bien 4 ha/MW es una densidad de potencia inferior a la del proyecto Pedro de Valdivia, éste tiene 11 horas de acumulación en comparación con las 7,5 del proyecto tipo utilizado para el cálculo de potencial.

25 Valentina A. Salomoni, Carmelo E. Majorana, Giuseppe M. Giannuzzi, Adio Miliozzi and Daniele Nicolini (2010). "New Trends in Designing Parabolic Trough Solar Concentrators and Heat Storage Concrete Systems in Solar Power Plants", Solar Energy, Radu D Rugescu (Ed.).

5.4.2 Factor de planta seleccionado

Al igual que para los casos eólico y solar PV, la metodología implementada permite estimar el potencial sobre un umbral mínimo de producción, expresado como factor de planta. El valor adecuado de ese umbral para proyectos CSP no es evidente, menos aún con la metodología aquí implementada, pues no incorpora la viabilidad económica de los proyectos.

Sin perjuicio de ello, es probable que la inversión asociada a un proyecto tipo como el seleccionado para la evaluación del potencial CSP sea a lo menos el doble de la de proyectos eólicos y PV de similar tamaño. En consecuencia el umbral mínimo de producción exigible al potencial CSP debería ser considerablemente superior al establecido para las otras tecnologías mencionadas de modo de hacer medianamente comparables los resultados obtenidos. Arbitrariamente dicho umbral se ha establecido en un factor de planta de 0,5.

5.4.3 Resumen de restricciones territoriales

Las restricciones territoriales sobre el dominio de análisis para la estimación del potencial solar asociado a proyectos CSP se resumen en la siguiente tabla, la mayoría de las cuales son similares a las establecidas en la evaluación del potencial solar - PV.

De manera similar al caso PV, se aplicó una restricción de continuidad para la superficie que cumple los criterios, esto es, la selección de los conjuntos de celdas continuas en el dominio de análisis, que cumpliendo las restricciones impuestas, cubren una extensión mínima de 200 hectáreas, lo que permite acoger un proyecto de a lo menos 50 MW de capacidad instalada, dada la densidad de potencia asumida en la evaluación.

Tabla 24: Restricciones territoriales definidas para el análisis de zonas con potencial CSP.

Factores	Restricción considerada	Comentario y/o fuente de información
Factor de planta promedio anual	Con almacenamiento de 7,5 horas: < 0,5	Estimado de DNI promedio mensual (modelada) y relación DNI (mensual) - f.p. para proyecto tipo
Pendiente	> 1,8°	Muestra de proyectos internacionales
Frecuencia de magnitud de viento igual o mayor a 15 m/s	0,5%	Revisión bibliográfica y resultados de modelación con WRF para 2010 para datos horarios a 10 metros sobre el suelo
Distancia a centros urbanos y a centros poblados	< 500 m	Por incertidumbre en la extensión de los centros incorporada al sistema de información geográfica
Distancia a ríos, esteros y cuerpos de agua	< 300 m	Criterio conservador
Zonas protegidas	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención de Ramsar	Criterio conservador, en especial las reservas nacionales
Línea de costa	< 100 m	Algo superior a zona de protección costera de 80 m (DS 47 de 1992 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo)
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	< 60 m	Análisis de casos de caminos construidos más 35 metros de prohibición de construcción de edificaciones permanentes (Artículo 39, DFL N° 850 del 12/09/97)
Zonas agrícolas de las regiones XV a la IV	Existencia de zonas de esas características	Información de CONAF complementada con análisis de imágenes satelitales
Zonas reservadas para proyectos eólicos	Existencia de zona reservada	Reservadas por MBN para licitaciones de concesiones de uso oneroso para el desarrollo de proyectos eólicos
Área mínima continua que cumple los demás factores	200 ha	Extensión estimada para proyecto de referencia (50 MW)

5.5 Potencial solar - CSP disponible

Las siguientes tabla y figura resumen los resultados del análisis por rango de factor de planta.

En la tabla para cada región administrativa del país se presenta la superficie resultante antes y después de la aplicación de las restricciones territoriales descritas en el capítulo anterior, con la excepción de la condición de superficie continua mínima de 200 hectáreas para las zonas seleccionadas y el límite de factor de planta.

La figura, por su parte, muestra la evolución de los resultados desde la estimación de la producción, hasta la delimitación de aquellas zonas que cumplen todas las restricciones territoriales impuestas, incluidos el límite de factor de planta (0,5) y la condición de superficie continua mínima, es decir el potencial solar - CSP disponible.

Tabla 25: Superficie por rango de factor de planta anual para proyecto CSP tipo sin restricciones territoriales (Sin RT) y luego de descontar dichas restricciones excepto el límite de factor de planta y la condición de superficie continua mínima (Con RT).

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Arica y Parinacota	< 0,45	166.035	25.690	Tarapacá	< 0,45	79.633	9.146	Antofagasta	< 0,45	333.443	51.246
	0,45 - 0,46	34.425	5.519		0,45 - 0,46	25.850	2.233		0,45 - 0,46	58.060	1.945
	0,46 - 0,47	44.956	5.678		0,46 - 0,47	38.736	4.058		0,46 - 0,47	88.832	1.930
	0,47 - 0,48	81.562	9.767		0,47 - 0,48	51.430	4.500		0,47 - 0,48	117.963	2.812
	0,48 - 0, 49	115.509	10.311		0,48 - 0, 49	79.811	7.779		0,48 - 0, 49	161.412	6.615
	0,49 - 0,50	195.536	19.994		0,49 - 0,50	261.063	91.783		0,49 - 0,50	292.185	22.080
	0,50 - 0,51	231.320	20.175		0,50 - 0,51	1.088.384	452.507		0,50 - 0,51	618.574	70.986
	0,51 - 0,52	350.637	21.668		0,51 - 0,52	1.019.625	223.607		0,51 - 0,52	1.515.012	340.808
	0,52 - 0,53	299.000	9.020		0,52 - 0,53	822.331	16.589		0,52 - 0,53	2.745.923	771.377
	0,53 - 0,54	120.267	5.292		0,53 - 0,54	453.972	7.592		0,53 - 0,54	3.091.277	567.466
	0,54 - 0,55	22.808	800		0,54 - 0,55	283.329	15.153		0,54 - 0,55	3.100.002	257.707
0,55 ->	913	233	0,55 ->	48.253	5.858	0,55 ->	479.383	9.939			
Atacama	< 0,45	1.832.612	276.944	Coquimbo	< 0,45	2.556.698	66.624	Valparaíso	< 0,45	1.577.473	73.350
	0,45 - 0,46	300.854	5.765		0,45 - 0,46	466.013	3.731		0,45 - 0,46	20.635	19
	0,46 - 0,47	379.231	6.102		0,46 - 0,47	338.002	1.286		0,46 - 0,47	2.617	
	0,47 - 0,48	530.980	12.141		0,47 - 0,48	289.367	1.456		0,47 - 0,48		
	0,48 - 0, 49	730.712	18.741		0,48 - 0, 49	200.611	2.075		0,48 - 0, 49		
	0,49 - 0,50	915.819	38.856		0,49 - 0,50	138.492	339		0,49 - 0,50		
	0,50 - 0,51	1.069.064	67.741		0,50 - 0,51	69.339	117		0,50 - 0,51		
	0,51 - 0,52	1.013.771	48.623		0,51 - 0,52	4.868	3		0,51 - 0,52		
	0,52 - 0,53	557.789	10.980		0,52 - 0,53				0,52 - 0,53		
	0,53 - 0,54	218.360	1.099		0,53 - 0,54				0,53 - 0,54		
	0,54 - 0,55	14.898	1		0,54 - 0,55				0,54 - 0,55		
0,55 ->	1.044		0,55 ->			0,55 ->					

Continúa en la página siguiente..

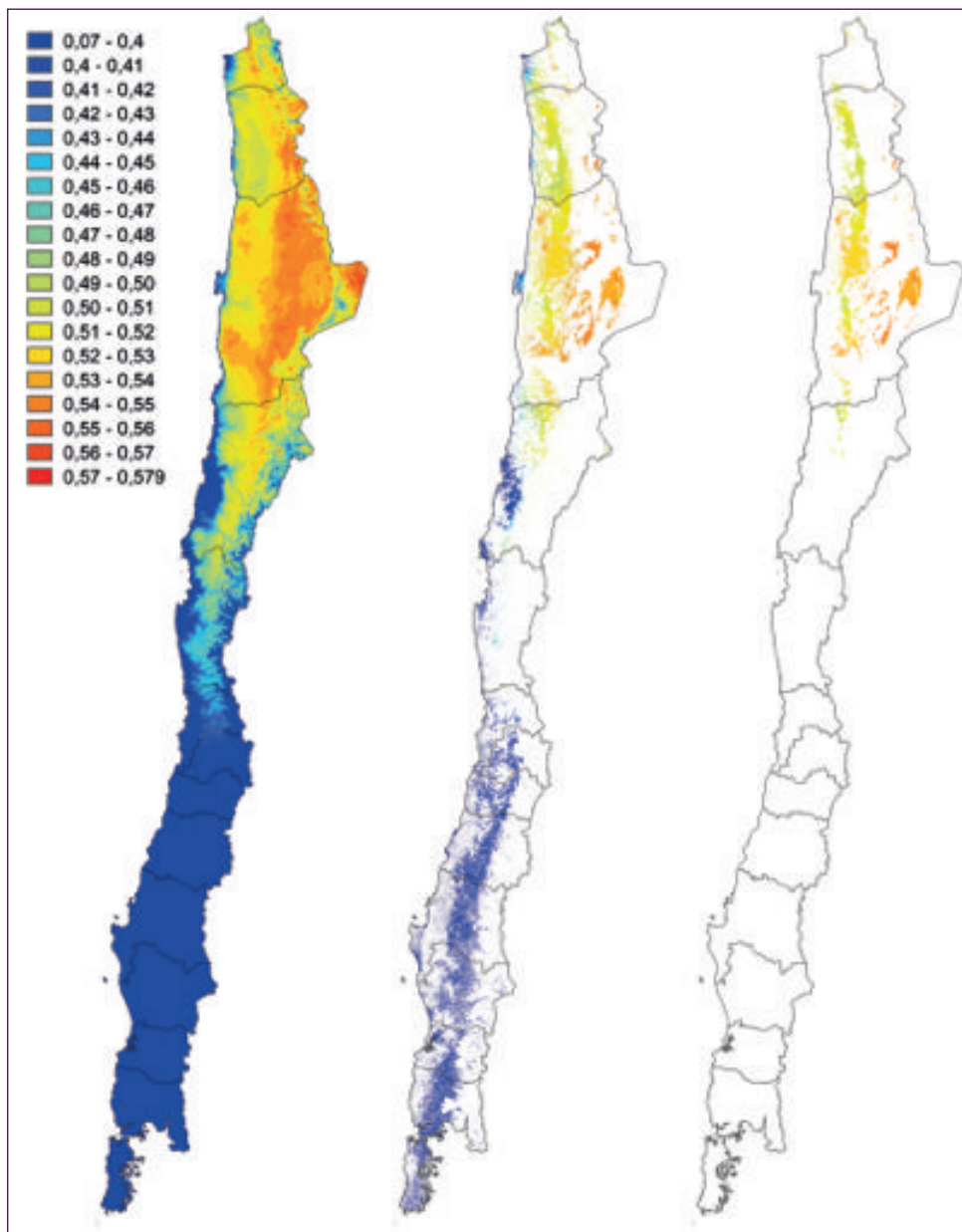
El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Metropolitana de Santiago	< 0,45	1.537.744	155.930	Del Libertador General Bernardo O'Higgins	< 0,45	1.634.415	233.888	Maule	< 0,45	3.032.367	475.021
	0,45 - 0,46	442			0,45 - 0,46	99			0,45 - 0,46		
	0,46 - 0,47	84			0,46 - 0,47				0,46 - 0,47		
	0,47 - 0,48	359			0,47 - 0,48				0,47 - 0,48		
	0,48 - 0,49	309			0,48 - 0,49				0,48 - 0,49		
	0,49 - 0,50				0,49 - 0,50				0,49 - 0,50		
	0,50 - 0,51				0,50 - 0,51				0,50 - 0,51		
	0,51 - 0,52				0,51 - 0,52				0,51 - 0,52		
	0,52 - 0,53				0,52 - 0,53				0,52 - 0,53		
	0,53 - 0,54				0,53 - 0,54				0,53 - 0,54		
0,54 - 0,55			0,54 - 0,55			0,54 - 0,55					
0,55 - >			0,55 - >			0,55 - >					

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Biobío	< 0,45	3.712.569	555.564	Araucanía	< 0,45	3.183.392	333.076	Los Ríos	< 0,45	1.824.894	203.174
	0,45 - 0,46				0,45 - 0,46				0,45 - 0,46		
	0,46 - 0,47				0,46 - 0,47				0,46 - 0,47		
	0,47 - 0,48				0,47 - 0,48				0,47 - 0,48		
	0,48 - 0,49				0,48 - 0,49				0,48 - 0,49		
	0,49 - 0,50				0,49 - 0,50				0,49 - 0,50		
	0,50 - 0,51				0,50 - 0,51				0,50 - 0,51		
	0,51 - 0,52				0,51 - 0,52				0,51 - 0,52		
	0,52 - 0,53				0,52 - 0,53				0,52 - 0,53		
	0,53 - 0,54				0,53 - 0,54				0,53 - 0,54		
0,54 - 0,55			0,54 - 0,55			0,54 - 0,55					
0,55 - >			0,55 - >			0,55 - >					

Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)	Re-gión	f.p.	Sin RT (ha)	Con RT (ha)
Los Lagos	< 0,45	4.726.857	503.221	Todo el dominio analizado	< 0,45	26.198.132	2.962.874
	0,45 - 0,46				0,45 - 0,46	906.378	19.212
	0,46 - 0,47				0,46 - 0,47	892.458	19.054
	0,47 - 0,48				0,47 - 0,48	1.071.661	30.676
	0,48 - 0,49				0,48 - 0,49	1.288.364	45.521
	0,49 - 0,50				0,49 - 0,50	1.803.095	173.052
	0,50 - 0,51				0,50 - 0,51	3.076.681	611.526
	0,51 - 0,52				0,51 - 0,52	3.903.913	634.709
	0,52 - 0,53				0,52 - 0,53	4.425.043	807.966
	0,53 - 0,54				0,53 - 0,54	3.883.876	581.449
0,54 - 0,55			0,54 - 0,55	3.421.037	273.661		
0,55 - >			0,55 - >	529.593	16.030		

Figura 55: Distribución del factor de planta anual para proyecto CSP tipo sin (izquierda) y con restricciones territoriales excepto el límite de factor de planta (0,5) y la condición de superficie continua mínima (centro), y considerando el conjunto de restricciones (derecha).



La siguiente tabla resume los resultados por región para las zonas que cumplen el conjunto de condiciones establecidas para el potencial solar - CSP, incluyendo un factor de planta mayor a 0,5 y en áreas con un mínimo de 200 hectáreas de extensión continua. El potencial disponible sería superior a 500.000 MW de capacidad instalable, concentrado en las regiones de Tarapacá y de Antofagasta.

Tabla 26: Potencial solar - CSP disponible estimado (f.p. 0,5 y 200 ha continuas como mínimo).

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
De Coquimbo		
De Valparaíso		
Metropolitana de Santiago		
Del L. G. Bernardo O'Higgins		
Del Maule		
Del Biobío		
De la Araucanía		
De Los Ríos		
De Los Lagos		
Total	2.211.480	552.871

El análisis realizado no contempla la posible competencia por el uso del territorio con otras actividades económicas, siendo en el norte del país la minería la de mayor relevancia.

Además, los resultados anteriores sólo serían representativos del tipo de proyecto seleccionado para el análisis, esto es, una planta con colectores solares del tipo cilíndricos parabólicos, con 7,5 horas de acumulación de energía y un factor 2 de campo solar; así como de las restricciones territoriales impuestas. De ellas las de mayor impacto han sido la pendiente exigida al terreno, la frecuencia de velocidades iguales o superiores a 15 m/s y el factor de planta mínimo establecido (0,5). Como se deduce de la figura anterior, un factor de planta menos restrictivo se traduciría en un incremento considerable del potencial, en particular en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Atacama.

5.6 Comportamiento temporal del potencial solar - CSP

Al igual que para el caso del potencial solar - PV, el comportamiento temporal de la producción CSP debería ser bastante homogéneo en las zonas comprendidas dentro del potencial disponible, por lo cual su evaluación se restringe a las localizaciones coincidentes con las estaciones Pozo Almonte, Crucero y Salvador de MINENERGIA/GIZ. El análisis comprende la variabilidad interanual y el ciclo anual del factor de planta deducidos de los resultados de $DNI \cdot \cos(\theta)$ simulados para el periodo 2004 a 2012.

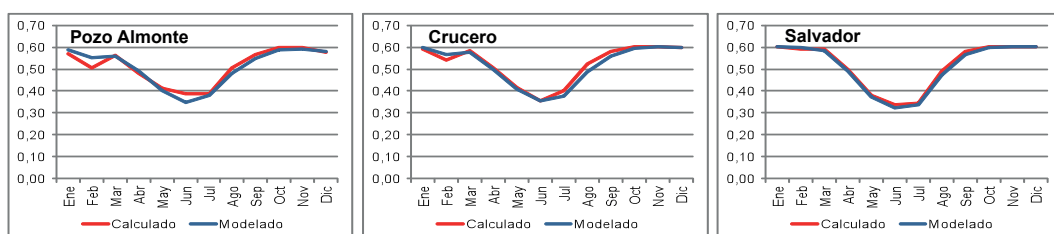
Dado que la metodología de estimación de producción se basa en promedios mensuales de $DNI \cdot \cos(\theta)$, a partir de ella no es posible realizar un análisis del ciclo diario de producción. En todo caso, la determinación de ciclos diarios puede carecer de sentido, pues el proyecto tipo evaluado considera la opción de almacenamiento de energía, con lo cual su producción a través del día estará determinada por los esquemas de despacho de la energía almacenada que rijan el proyecto.

5.6.1 Ciclo anual de la producción CSP

De manera similar al caso PV, se contrastó el ciclo anual de la producción CSP estimado de las simulaciones $DNI \cdot \cos(\theta)$, con el calculado a partir de las mediciones de las estaciones, utilizando en ambos casos la misma metodología de estimación de producción. Se consideró que la diferencia entre RGS y la radiación difusa con seguimiento en un eje (amplificada por un factor 1,27) medidas en las estaciones corresponden a las mediciones de $DNI \cdot \cos(\theta)$.

La siguiente figura muestra los resultados para el periodo con mediciones en cada estación, donde es evidente la buena correspondencia entre la producción estimada por las simulaciones y la deducida de las mediciones.

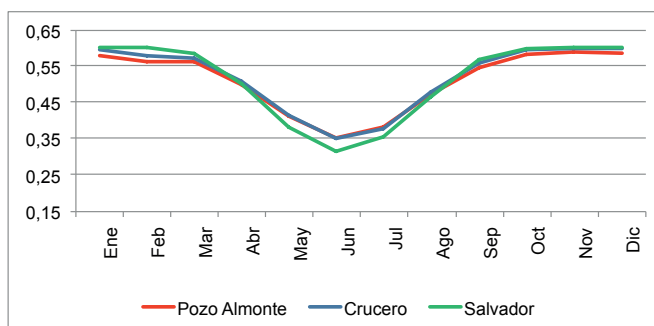
Figura 56: Ciclo anual del factor de planta de proyecto CSP tipo modelado y calculado de las mediciones en las estaciones Pozo Almonte, Crucero y Salvador.



Dado lo anterior, se ha considerado que la representación del ciclo anual como el promedio de todo el periodo con simulaciones (2004 a 2012) puede corresponder a una aproximación razonable del comportamiento climatológico de la producción del proyecto CSP asumido para el presente análisis.

El ciclo anual del factor de planta CSP simulado (siguiente figura) presenta un comportamiento parecido al de la configuración PV con seguimiento en un eje horizontal, lo cual era previsible dada la relación existente entre RGS y $DNI \cdot \cos(\theta)$. Sin embargo, para el caso del proyecto CSP analizado las diferencias entre localizaciones son menos marcadas, siendo prácticamente similar durante gran parte del año, con la excepción del periodo invernal, donde la mayor latitud de Salvador se refleja en una menor producción; y de los meses de mayor influencia del “invierno altiplánico”, que afectaría la producción en las localidades ubicadas más al norte.

Figura 57: Ciclo anual promedio 2004 a 2012 del factor de planta modelado para proyecto CSP tipo en Pozo Almonte, Crucero y Salvador.



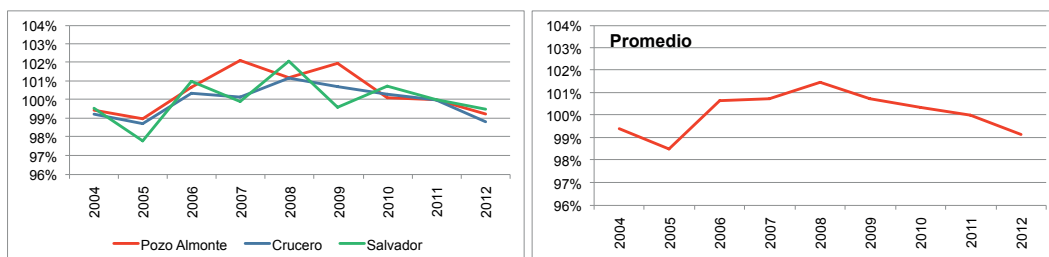
Evidentemente, el comportamiento antes descrito es representativo del proyecto tipo analizado, esto es, con colectores solares cilíndrico parabólicos, sin utilización de combustibles auxiliares para generación de energía, con un campo de colectores con múltiplo solar de 2 y con 7,5 horas de acumulación. Con otras configuraciones variarán tanto los valores mensuales del factor de planta como la amplitud de su ciclo anual.

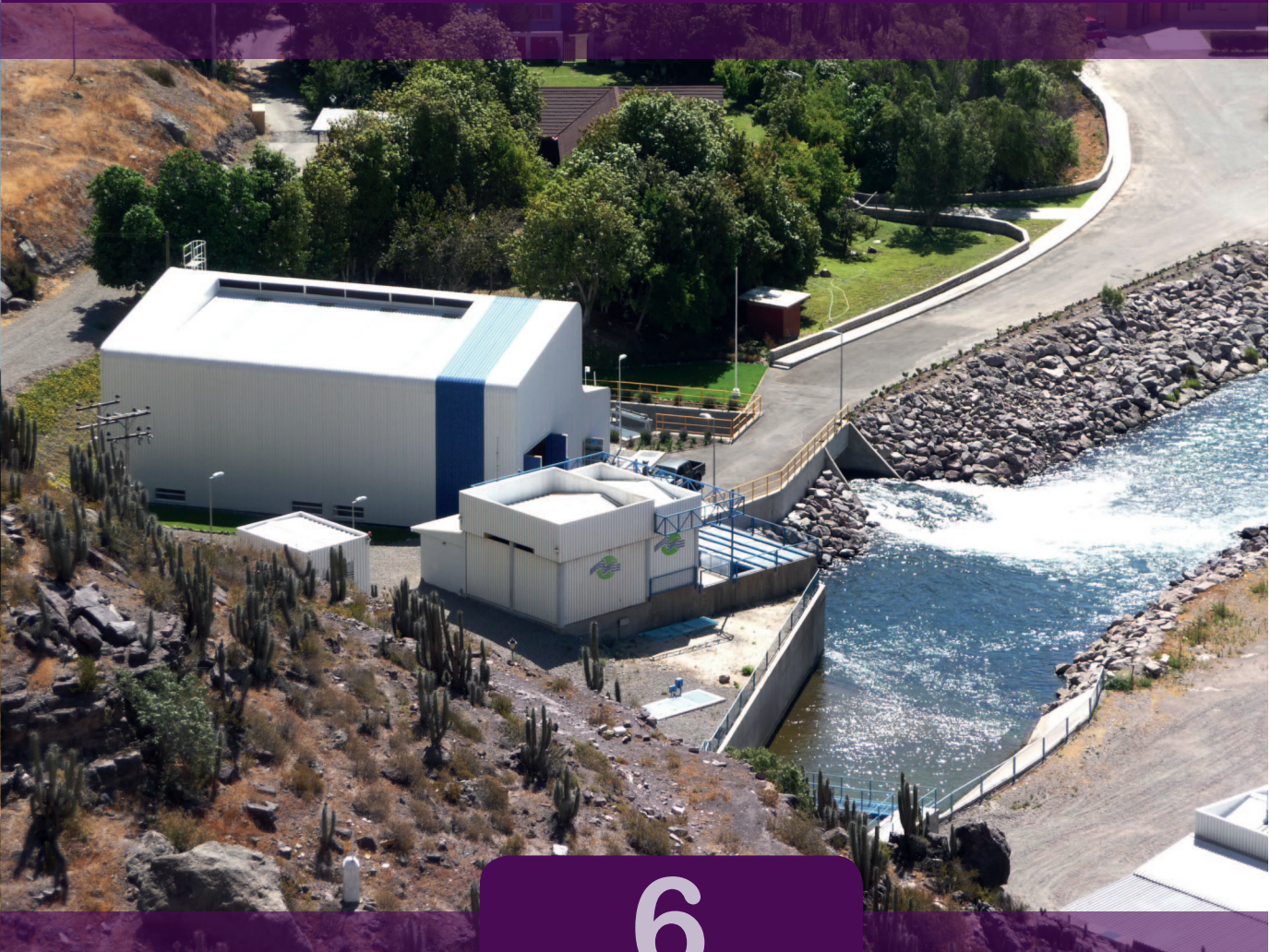
5.6.2 Variabilidad 2004 - 2012 de la producción CSP

La siguiente figura resume la variabilidad anual de la producción del proyecto CSP tipo, expresada como porcentaje respecto del promedio (100%) del periodo analizado (2004 a 2012), en las tres localizaciones analizadas y para el promedio de dichas localizaciones.

La variabilidad interanual de la producción CSP es incluso algo inferior a la observada para el caso PV, siendo la localización de Salvador la que presenta el mayor rango (+/- 2%). Por su parte, Crucero destaca por la estabilidad de la producción simulada, con una variabilidad de tan sólo 1%.

Figura 58: Variación de la producción anual CSP respecto del promedio (2004 a 2012, 100%) para las localidades analizadas y para el promedio de ellas.





6

Evaluación del Potencial Hidroeléctrico

6 Evaluación del Potencial Hidroeléctrico

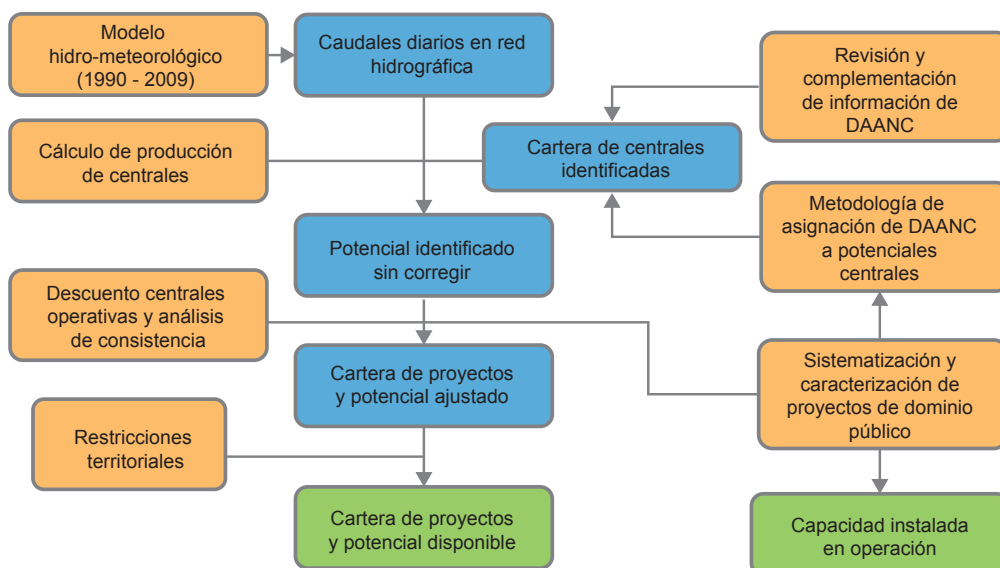
6.1 Síntesis metodológica

La metodología empleada en la estimación del potencial hidroeléctrico utiliza derechos de aprovechamiento de agua no consuntivos (DAANC) vigentes en Chile y resultados de una simulación numérica de caudales en los cauces naturales existentes entre las cuencas de los ríos Aconcagua y Puelo (extremo sur del SIC). No se evaluó la zona norte del país por no contarse con simulaciones para ella.

La metodología no incorpora el efecto de la regulación operacional de embalses asociados a centrales hidroeléctricas (existentes o potenciales), ni la posibilidad de aprovechar derechos de aprovechamiento aguas consuntivos para generación eléctrica, como los utilizados en centrales asociadas a obras de riego (canales y embalses), dado lo cual se puede considerar representativa sólo de centrales de pasada en cauces naturales.

La siguiente figura resume la metodología desarrollada para estimar el potencial hidroeléctrico.

Figura 59: Diagrama de flujo de metodología de estimación del potencial hidroeléctrico.



Los caudales han sido simulados con el modelo hidrológico VIC que es alimentado con series horarias de precipitaciones, temperatura, humedad y radiación solar estimadas con el modelo de pronóstico meteorológico WRF para una resolución espacial de 5 x 5 km. Con esa información, VIC simula la escorrentía en intervalos horarios mediante la cual se calculan series diarias de caudales en una red hidrográfica sintética definida para el dominio de análisis. El periodo modelado comprende los años 1990 a 2009, lo que permite generar series para 19 años hidrológicos (abril de 1990 a marzo de 2009).

Por su parte, la información de DAANC, actualizada al 31 de diciembre de 2012, se obtuvo de las bases de datos publicadas por la Dirección General de Aguas (DGA) en su sitio web; complementando, cuando ello fue posible, vacíos de información que reducían la cantidad

de DAANC con antecedentes suficientes para la aplicación de la metodología de estimación de potenciales.

Los DAANC fueron agrupados en función de puntos de restitución similares. Mediante una metodología desarrollada para tales efectos que se basó en un análisis de proyectos sometidos a tramitación ambiental, se asocian a cada grupo de DAANC una o más centrales hidroeléctricas teóricas, las cuales son parametrizadas respecto del caudal mensual en los puntos de captación, de su caudal máximo, de su caída, y de su potencia teórica. De esta manera se constituye una cartera preliminar total de centrales a las que se estima su producción usando los caudales modelados en la red hidrográfica sobre todo el periodo simulado. Tanto por dificultades en la asignación de DAANC a las centrales en operación de mayor antigüedad, como al hecho que el objetivo del análisis es la identificación del potencial hidroeléctrico aún sin construir, de los resultados anteriores se eliminan los DAANC vinculados a centrales operativas a fines de 2012. También se descartan aquellas centrales teóricas de tamaño menor a 0,1 MW y aquellas cuyo factor de planta sea inferior a 0,5, no sin antes haber reducido el caudal máximo que se les había asignado (y su potencia teórica) hasta un límite del 50% del original con la intención de lograr el factor de planta señalado.

Los resultados así obtenidos dan cuenta de un potencial ajustado, que, luego de la aplicación de restricciones territoriales a la localización de los puntos de captación y restitución, permite estimar el potencial hidroeléctrico “disponible”, esto es la cartera de potenciales centrales que aún no se encuentran en operación o construcción. Para cada una de las centrales de esa cartera, junto a su potencia y localización, se cuenta con estimaciones de series diarias de producción para el periodo modelado, lo que permite el análisis de la distribución geográfica y la variabilidad temporal del potencial estimado.

Cabe señalar que el potencial así calculado probablemente corresponda a una estimación conservadora, debido a que la información básica que permite evaluar la cantidad de centrales disponibles, esto es, la información de DAANC usada, es representativa sólo de la situación hasta el 31 de diciembre de 2012.

6.2 Metodología de identificación y de estimación de producción de potenciales centrales

6.2.1 Procesamiento de la información de DAANC

La información de derechos de aprovechamiento de aguas²⁶ se obtuvo de las bases de datos publicadas por la DGA en su sitio web²⁷. El análisis se concentró en aquellos que se encontraban dentro del dominio geográfico en estudio, esto es desde la cuenca del río Aconcagua a la del río Puelo, ambas incluidas; que fuesen del tipo no consuntivos, independientemente de si se tratase de permanentes o eventuales; y cuyos usos declarados son hidroelectricidad, “otros usos”, o bien no especifican el uso. Con la excepción de unos pocos DAANC para los cuales existían antecedentes que serán destinados a hidroelectricidad, usos distintos a los señalados (por ejemplo, piscicultura o industrial) no se consideraron en la estimación del potencial hidroeléctrico, aun cuando no existe limitación legal para aprovecharlos en generación eléctrica.

26 De acuerdo a la DFL 1.122 (Código de Aguas) “El derecho de aprovechamiento es un derecho real que recae sobre las aguas y consiste en el uso y goce de ellas, con los requisitos y en conformidad a las reglas que prescribe este código.es de dominio de su titular, quien podrá usar, gozar y disponer de él en conformidad a la ley (artículo 6°)”. “Los derechos de aprovechamiento son consuntivos o no consuntivos; de ejercicio permanente o eventual; continuo, discontinuo o alternado entre varias personas (artículo 12°)”. El no consuntivo “es aquel que permite emplear el agua sin consumirla y obliga a restituirla en la forma que lo determine el acto de adquisición o de constitución del derecho (artículo 14°)”. Para mayor información respecto del marco regulatorio relacionado con DAANC, se recomienda revisar el capítulo 2 del documento “CHILE - Diagnóstico de la gestión de los recursos hídricos”, Banco Mundial, 2011 (<http://documentos.dga.cl/ADM5263.pdf>).

27 <http://www.dga.cl/FNE/Paginas/default.aspx>

Los antecedentes de las bases de datos fueron revisados y complementados, mediante el cruce de varias fuentes de información. Por una parte, se estandarizaron las coordenadas de sus puntos de captación y restitución a un sistema común de coordenadas (WGS 84), y por otra se georreferenciaron puntos de captación y de restitución que previamente tenían sólo referencias indirectas.

La siguiente tabla compara la situación previa y posterior al proceso de complementación de información respecto del número de DAANC con información tanto para la captación como para la restitución, la potencia media anual agregada asociada a ellos y la relación de ésta con la potencia media agregada del conjunto de DAANC consignados en las bases de datos en el dominio geográfico analizado.

Tabla 27: Situación previa y posterior a la complementación de información de coordenadas de captación y restitución de la base de datos de DAANC.

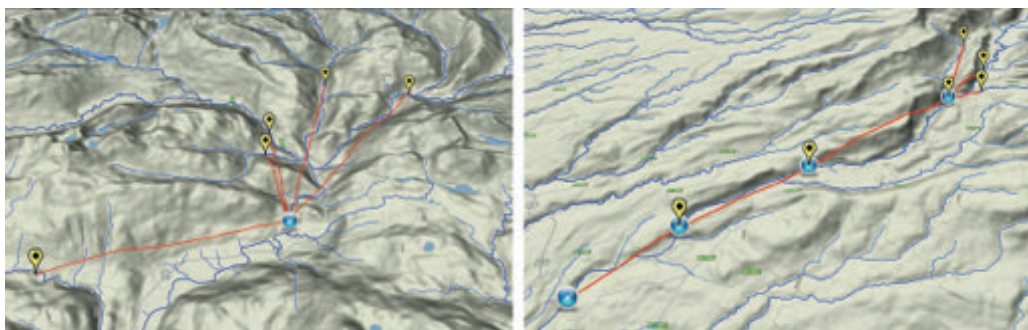
Situación	DAANC con captación y restitución		Potencia media anual asociada	
	Cantidad	% de base de datos	MW	% de base de datos
Previo a complementación	5.305	87,80%	14.422	73,29%
Luego de complementación	5.545	91,84%	19.654	99,88%

6.2.2 Metodología de asignación de DAANC a potenciales centrales hidroeléctricas

Un aspecto fundamental de la metodología desarrollada corresponde al procedimiento de asignación de DAANC a potenciales centrales y a la estimación de sus parámetros de diseño que se usarán en el cálculo de la producción probable a partir de las series simuladas de caudal. Como el objetivo es la estimación del potencial “disponible”, esto es el que no estaba siendo utilizado por las centrales en operación al 31 de diciembre de 2012; los DAANC que pudieron vincularse a dichas centrales no se consideraron en el procedimiento de asignación.

El primer paso fue identificar y agrupar los DAANC cuyos puntos de restitución no estén separados más de 400 m, distancia que toma en consideración la incertidumbre derivada del proceso de identificación y estandarización de coordenadas al sistema común. En algunos casos, este proceso vinculó 10 o más DAANC a una potencial central. En la siguiente figura se presentan un par de ejemplos de este proceso. En el primero, cinco pares de DAANC permanentes y eventuales (diez DAANC en total), cuyos puntos de captación están identificados en la imagen con globos amarillos; son asignados a una potencial central de 52 MW (círculo celeste). En el segundo, se aprecia un grupo de centrales en serie hidráulica identificadas por la metodología.

Figura 60: Ejemplos de asignación de DAANC a potenciales centrales.



Luego de lo anterior, se busca el subconjunto de DAANC de cada agrupación que se traduce en una mayor potencia teórica de la central, ya que se detectaron casos en que la consideración de todos los DAANC de una agrupación se traducían en potenciales proyectos de considerablemente menor tamaño que el obtenido de un subconjunto de DAANC, debido a las diferencias de cota entre los puntos de captación. Un caso ilustrativo de este efecto es el proyecto Los Cóndores, que de acuerdo a los antecedentes de su tramitación ambiental tendría una potencia de 150 MW, un caudal de diseño de 25 m³/s y una caída de 735 m. Si se consideran todos los DAANC del punto de restitución la metodología asociaría adecuadamente el caudal de la central (Q = 25 m³/s), pero también asocia DAANC muy pequeños con caída de sólo 100 m. Como resultado la potencia que se habría asignado sería tan sólo 20 MW, esto es casi ocho veces menor de los 154 MW que la metodología asigna al buscar la máxima potencia de un subconjunto de DAANC.

Consecuentemente con lo señalado en el párrafo anterior, la altura de caída que se establece para la potencial central es el menor valor obtenido entre las diferencia de cota de los puntos de captación y restitución del subconjunto de DAANC asignados a una central que maximiza su potencia.

Por su parte, la potencia teórica (PT) de cada central se estimó de la relación:

$$PT (MW) = \frac{Q_{\text{asignado}} \left(\frac{l}{s} \right) * \text{Desnivel} (m) * 8 \left(\frac{m}{s^2} \right) * \left(\frac{1}{1.000} \right)}{1.000}$$

Donde Q_{asignado} corresponde al caudal máximo asignado a la potencial central, estimado de la manera que se señala en el siguiente capítulo; desnivel es la altura de caída asignada y 8 (m/s²) es un factor que considera tanto la aceleración de gravedad (9,8 m/s²) como la eficiencia de la central (η, adimensional, aproximadamente 81,6%).

Si bien en la actualidad es posible desarrollar centrales cuya eficiencia supere 90%, se optó por usar en los cálculos un valor conservador de modo de incluir en él la pérdida de altura de caída efectiva de generación que se produce en los canales de las centrales entre el punto de captación y la cámara de carga, más aún si dichos canales pueden tener varios kilómetros de extensión. Además, el factor 8 es equivalente al utilizado por la DGA en el cálculo del valor de la patente anual que deben pagar los titulares por aquellos DAANC que no se encuentren en utilización.

6.2.3 Estimación del caudal asignado a las potenciales centrales hidroeléctricas

El caudal máximo asignado a cada potencial central se definió a partir de una relación entre los DAANC permanentes y los eventuales estimada de un análisis de 19 proyectos que tenían consignados sus DAANC en los antecedentes de su tramitación ambiental, para las cuales, junto a los DAANC en base mensual, se levantó la información de altura de caída, potencia y caudal de diseño.

Del análisis se infirió que el máximo mensual de la suma de todos los DAANC permanentes y de la mitad de todos los eventuales daba cuenta de una buena aproximación al caudal de diseño (Q_{asignado}) para la mayoría de los proyectos analizados. Esto se expresa de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Q_{\text{asignado}} = \text{máximo}_{\text{enero - diciembre}} \left(\sum_{i=1}^n \text{DAApermanente}_i + 0,5 * \sum_{j=1}^m \text{DAAeventual}_j \right)$$

Donde $DAA_{\text{permanente}_i}$ es el caudal (l/s) autorizado en el mes respectivo por el DAANC permanente i , y DAA_{eventual_j} el caudal (l/s) autorizado en el mes respectivo por el DAANC eventual j .

En la siguiente tabla se resume un par de los casos analizados.

Tabla 28: DAANC versus caudal de diseño (m^3/s) de proyectos El Rincón (panel superior) y Chilcoco (inferior). "Suma" corresponde a la suma de los DAANC señalados.

Mes	Permanente y continuos	Permanente y discontinuo	Eventual y continuo	Suma permanentes	Suma 100% perm. y 100% event.	Suma 100% perm. y 50% event.
Enero	9,66	7,70	10,12	17,36	27,48	22,42
Febrero	9,66	6,00	11,22	15,66	26,88	21,27
Marzo	9,66	2,60	7,62	12,26	19,88	16,07
Abril	9,66	0,00	15,12	9,66	24,78	17,22
Mayo	9,66	4,20	34,41	13,86	48,27	31,07
Junio	9,66	16,52	22,09	26,18	48,27	37,23
Julio	9,66	10,72	27,89	20,38	48,27	34,33
Agosto	9,66	12,92	25,69	22,58	48,27	35,43
Septiembre	9,66	13,22	24,39	22,88	47,27	35,08
Octubre	9,66	17,82	20,79	27,48	48,27	37,88
Noviembre	9,66	15,02	23,59	24,68	48,27	36,48
Diciembre	9,66	7,72	30,89	17,38	48,27	32,83
Máximo	9,66	17,82	34,41	27,48	48,27	37,88
Caudal de diseño considerado en antecedentes de tramitación ambiental						38

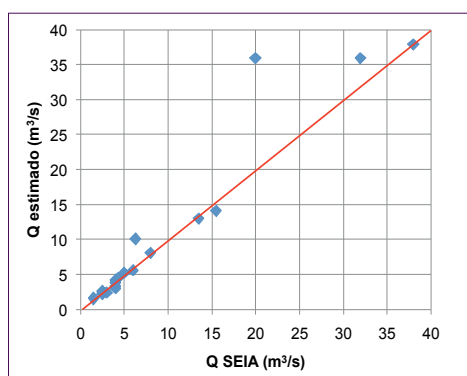
Mes	Permanente y continuo	Permanente en trámite	Eventual y continuo	Suma permanentes	Suma 100% perm. y 100% event.	Suma 100% perm. y 50% event.
Enero	1,84	10	2,07	11,84	13,91	12,88
Febrero	1,71	10	1,63	11,71	13,33	12,52
Marzo	1,75	10	1,97	11,75	13,72	12,74
Abril	1,74	10	2,60	11,74	14,34	13,04
Mayo	2,08	10	3,74	12,08	15,82	13,95
Junio	2,16	10	3,72	12,16	15,87	14,01
Julio	2,31	10	3,19	12,31	15,49	13,90
Agosto	2,30	10	3,39	12,30	15,69	13,99
Septiembre	2,14	10	2,74	12,14	14,89	13,52
Octubre	2,07	10	2,35	12,07	14,42	13,25
Noviembre	2,12	10	3,16	12,12	15,28	13,70
Diciembre	1,96	10	2,82	11,96	14,78	13,37
Máximo	2,31	10	3,74	12,31	15,87	14,01
Caudal de diseño considerado en antecedentes de tramitación ambiental						15,5

Como se aprecia de los resultados obtenidos para los 19 proyectos (siguiente tabla y figura), la relación asumida se ajusta bastante bien con el caudal de diseño declarado por los titulares del proyecto al SEIA, salvo en tres casos (Panguí, Baquedano e Itata) donde es mayor el caudal deducido de la relación.

Al respecto, el análisis de consistencia, descrito más adelante, podría detectar algunos casos donde los DAANC sean superiores al caudal simulado para los cauces, debido a que la metodología exige un factor de planta mínimo a las potenciales centrales, y en caso de no cumplirlo se les reduce el caudal máximo asignado, y con ello su potencia teórica, hasta alcanzar dicho factor de planta.

Tabla 29: Caudal (m^3/s) estimado a partir de DAANC versus el de diseño declarado al SEIA. La figura no considera el proyecto Itata.

Proyecto	Potencia (MW)	Caudal SEIA (m^3/s)	Caudal estimado (m^3/s)
El Rincón	11	38	37,9
Butamalal	12	4	3,2
Licán	15	8	8,0
Chilcoco	12	15,5	14,0
Collil	6,2	2,5	2,1
Molinos de agua	19,6	32	35,9
Mulchén	2	13,5	12,9
Nalcas	8,5	6	5,5
Pangui	9	6,3	10,0
Rio Blanco Ens. II	7	4	4,1
Tacura	5,9	4,3	4,4
Trilaleo III	2,2	3	2,3
Trilaleo II	2,4	4	2,9
El Cóndor	5,5	5	5,1
El Callao	3	1,5	1,5
Bonito 1	9	4	3,7
Bonito 2	3	2,5	2,5
Baquedano	17,8	20	35,9
Itata	20	45	130,0



En la estimación del potencial disponible no se consideraron las centrales resultantes del procedimiento de asignación cuya potencia teórica fue inferior a 0,1 MW, pues probablemente una parte importante de sus DAANC asociados no tienen por destino la generación de energía (por ejemplo aquellos con una diferencia de cotas muy pequeña entre los puntos de captación y restitución).

6.2.4 Estimación de la producción de energía de las centrales potenciales

La generación eléctrica de las centrales potenciales identificadas se estimó para la disponibilidad de caudal simulado por medio del modelo hidrológico VIC en la red hidrológica considerada en el dominio de análisis. El modelo VIC fue alimentado con parámetros meteorológicos modelados con WRF para el periodo 1990 – 2009, con una resolución de 5 x 5 kilómetros.

Para cada punto de captación de los DAANC (bocatomas teóricas) de las centrales identificadas se procedió a asociar un cauce de la red hidrográfica sintética usada por el modelo hidrológico, luego de lo cual se estimó el caudal diario sobre todo el periodo simulado. A dicho caudal se le aplicaron dos restricciones para estimar el caudal disponible para generación:

- Se descontó una aproximación al caudal ecológico. Dado que en los antecedentes utilizados en el análisis no se contaba con el detalle del caudal ecológico fijado a los DAANC, dicho parámetro se estimó de acuerdo a lo establecido en el DS N°14/2013 del Ministerio del Medio Ambiente, esto es: “El caudal equivalente al veinte por ciento del caudal medio mensual de la respectiva fuente superficial con el límite máximo del veinte por ciento del caudal medio anual establecido en el artículo 129 bis 1 del Código de Aguas”.
- El nuevo caudal se contrastó con los otorgados por los derechos de aprovechamiento de aguas para cada mes, limitándolo a un valor máximo equivalente a la suma de los derechos permanentes y eventuales asociados con el punto de captación.

La potencia media diaria generada por cada central potencial para todo el periodo de análisis se estimó mediante la siguiente expresión:

$$PMd_i (MW) = \text{mínimo} \left(PT, \frac{Qd_i \left(\frac{1}{s} \right)}{1.000} * \text{Desnivel} (m) * 8 \left(\frac{m}{s^2} \right) * \left(\frac{1}{1.000} \right) \right)$$

Donde PMd_i es la potencia media generada el día i , PT es la potencia teórica de la central, Qd_i es la suma de los caudales del día i de los DAANC vinculados a la central potencial y $Desnivel$ es la diferencia de cotas de los DAANC que maximiza PT .

Con las series diarias de producción es posible estimar la producción promedio anual y su factor de planta, calculado como la razón entre la producción media anual y PT .

El resultado obtenido es sometido a un análisis de consistencia donde se verifica que las centrales potenciales se encuentren sobre un umbral de factor de planta, bajo el supuesto que valores muy bajos no harían económicamente viables las centrales, o porque pueden ser el resultado de la incertidumbre de la metodología empleada.

Aquellas centrales donde el factor de planta fue inferior a 0,3 se eliminaron del análisis. A aquellas con factor de planta superior a 0,3 e inferior a 0,5 se les redujo el caudal máximo asignado, y en consecuencia el tamaño de la central, hasta alcanzar un factor de planta de 0,5, eso sí, reduciendo como máximo el caudal a la mitad de su valor original. Las estimaciones definitivas de potencia teórica y de producción para estas centrales se realizan, entonces, con este nuevo caudal máximo asignado. Las centrales que luego del ajuste mantuvieron un factor de planta bajo 0,5 no se consideraron en el cálculo del potencial definitivo.

6.3 Validación de la metodología

6.3.1 Validación de la producción estimada con caudales modelados

La evaluación del desempeño de la metodología de estimación de la producción de las centrales, basada en resultados de la modelación meteorológica/hidrológica, se realizó mediante la comparación de sus resultados con series de generación observada en centrales hidroeléctricas en operación, para las cuales fue posible identificar suficientes DAANC desde la base de datos de DGA que explican como mínimo el caudal de diseño de las centrales.

En la siguiente tabla se resumen las centrales seleccionadas y los parámetros usados en la modelación.

Tabla 30: Centrales hidroeléctricas usadas en la validación de la metodología.

Central	P (MW)	Qd (m ³ /s)	Caída (m)	Tipo	DAANC-P (m ³ /s)	DAANC-E (m ³ /s)	Región	Comentario
Alfalfal	178	30	721	Pasada	30,5	0,0	R.M.	
Sauzal	76	80	118	Pasada	85,0	0,0	VI	
Currillínque	92	84	114	Embalse	84,0	3,0	VII	Embalse: Laguna Invernada
Peuchén	81	45	237	Pasada	26,6	21,8	VIII	
Mampil	49	45	124	Pasada	26,6	21,8	VIII	En serie hidráulica con Peuchén
Pullínque	51	120	48	Pasada	120,0	0,0	XIV	Descarga de Lago Pullínque / Lago Calafquén
Pilmaiquén	41	150	32	Pasada	150,0	18,6	XIV	Descarga Lago Puyehue
Capullo	12	8	150	Pasada	8,0	0,0	X	

“P” es la potencia de la central, “Qd” es el caudal de diseño, “DAANC-P” el máximo mensual de los derechos de agua permanentes y “DAANC-E” el de los eventuales.

La siguiente tabla permite apreciar que el modelo simula relativamente bien la producción de las centrales de pasada aun cuando tiende a subestimarla en la mayoría de ellas.

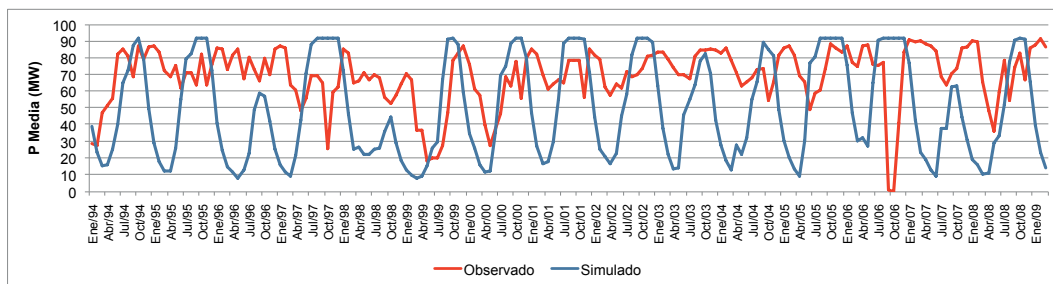
Tabla 31: Factor de planta promedio modelado y observado: periodo abril 2000 a marzo 2009.

Central	Periodo	Potencia (MW)	f.p. observado	f.p. simulado	Simulado/Observado
Alfalfal	Ene92 - Mar09	178	0,55	0,45	82%
Sauzal	Ene99 - Mar09	81	0,70	0,62	89%
Curillinque	Ene94 - Mar99	92	0,75	0,54	73%
Peuchén	Feb00 - Mar09	81	0,35	0,37	106%
Mampil	Abr00 - Mar09	45	0,43	0,50	116%
Pullinque	Ene92 - Mar09	51	0,50	0,47	94%
Pilmaiquén	Ene92 - Mar09	41	0,68	0,62	91%
Capullo	Abr01 - Mar09	12	0,69	0,72	104%
Promedio			0,58	0,54	94%
Promedio sin Currillinque			0,56	0,54	97%

Sin embargo, para la central Currillinque la modelación aparenta un pobre desempeño. Como se señaló antes, la metodología ha sido elaborada para estimar la potencia generable por centrales de pasada, no incorporando elementos que puedan modelar la regulación operacional que se realiza en el SIC con las centrales vinculadas a algún embalse (en este caso Laguna Invernada).

En la siguiente figura se compara la potencia mensual simulada con la observada en la central Currillinque, donde es posible apreciar tanto que la generación modelada sigue el ciclo anual esperado de caudales, como el efecto de la regulación operacional en la generación observada.

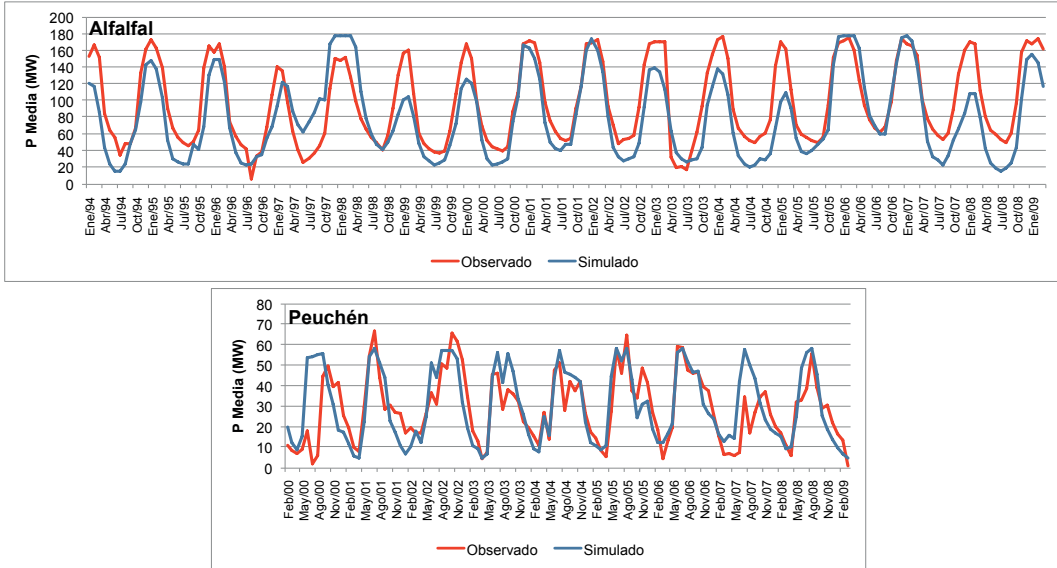
Figura 61: Potencia media mensual simulada y observada en la central Currillinque.



Para el resto de las centrales se aprecia un adecuado desempeño de la modelación. En general los ciclos estacionales están bien simulados, así como la variabilidad interanual en las centrales al sur del dominio de simulación, aun cuando se aprecia cierta tendencia a la subestimación principalmente en los meses cálidos. Si se consideran solamente las centrales de pasada analizadas, la diferencia entre lo observado y modelado varía entre un

16% de sobrestimación, en Peuchén, y un 18% de subestimación, en Alfalfal, con un 3% de subestimación promedio.

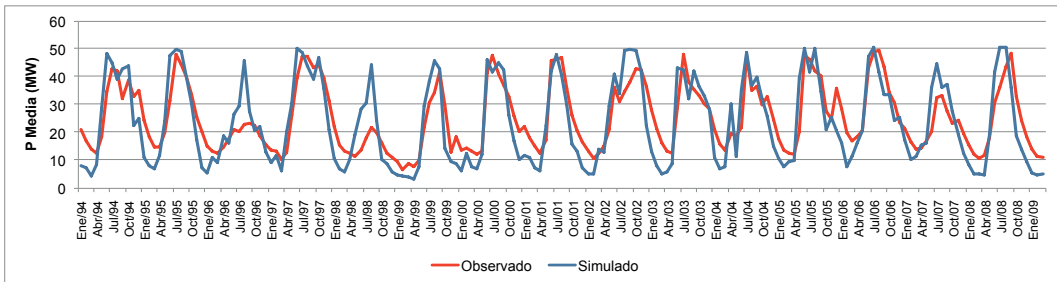
Figura 62: Potencia media mensual simulada y observada en las centrales Alfalfal y Peuchén.



Varias pueden ser las causas de las diferencias entre lo observado y lo simulado, las que además podrían no ser las mismas para las distintas centrales. Por una parte, el modelo no estaría capturando completamente los procesos de acumulación de nieve y de deshielos, lo que podría explicar tanto una mayor amplitud del ciclo anual simulado respecto del observado, por ejemplo Peuchén y Mampil; como una aparente exageración de la variabilidad inter-anual en la zona más al norte del dominio de evaluación (Alfalfal y Sauzal).

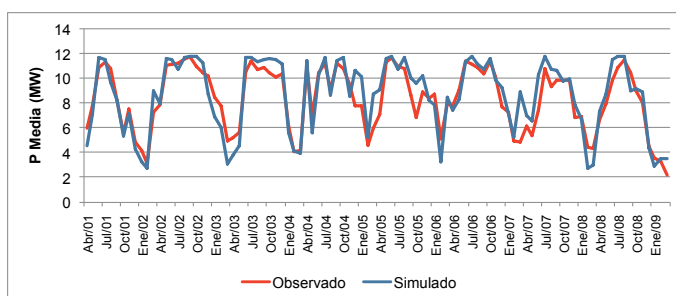
Por su parte, los ríos Los Nadis y Pilmaiquén cuyos caudales abastecen a las centrales Pullinque y Pilmaiquén, respectivamente, están alimentados por descargas de lagos (Pullinque y Calafquén para el primero y Puyehue para el segundo), lo que podría generar un efecto de compensación natural respecto de caudales regulados exclusivamente por precipitaciones. A modo de ejemplo, en la siguiente figura se compara la potencia media mensual simulada y observada en la central Pullinque, donde se aprecia que en el periodo de menores precipitaciones la generación observada es superior a la modelada.

Figura 63: Potencia media mensual simulada y observada en la central Pullinque.



El fenómeno anterior también es evidente en la central Pilmaiquén, no así en Capullo, aun cuando dada su cercanía (29 km), las localizaciones de ambas centrales deberían tener un régimen pluviométrico similar. Capullo no está directamente influenciada por lagos y para ella la generación simulada se aprecia muy consistente con la observada, según es posible inferir de la siguiente figura, aun cuando la primera se encuentra basada en precipitaciones obtenidas del modelo WRF y no por observaciones.

Figura 64: Potencia media mensual simulada y observada en la central Capullo.



Dado lo expuesto, se ha considerado que los resultados obtenidos con la metodología son satisfactorios para efectos de una estimación general de la producción de energía de centrales de pasada en el dominio de análisis, en especial para la Zona Sur donde la influencia de los deshielos en el régimen hidrológico es menor. Dado que el modelo hidrológico solamente simula escorrentía, la producción en las centrales que se encuentren influenciadas por embalses (existentes o proyectados) no será bien representada, más aún si la capacidad de regulación de los embalses es significativa.

Más antecedentes respecto de la capacidad de la modelación de reproducir el ciclo anual y la variabilidad interanual se encuentran en el capítulo 6.7.

6.3.2 Validación de la metodología de identificación de centrales potenciales

Como una manera de verificar la habilidad de la metodología desarrollada en la identificación de proyectos hidroeléctricos vinculados a DAANC, se procedió a asociar potenciales centrales identificadas con las centrales hidroeléctricas sometidas a tramitación ambiental que aún no entran en operación al 31 de diciembre de 2012, que se encontraban en el dominio de análisis y que no estaban asociadas a obras de riego.

Las siguientes tablas resumen los resultados de la comparación para las centrales mayores a 20 MW y menores a 20 MW, respectivamente. De ellas se deduce que, aun cuando en algunos casos existen diferencias significativas, la potencia agregada del conjunto de centrales analizadas tiene una buena correspondencia entre la deducida del SEIA con la estimada por la metodología aquí desarrollada.

Las diferencias observadas en las tablas pueden deberse a múltiples causas, algunas de las cuales están vinculadas a la metodología, por ejemplo, a la incertidumbre en la estimación del caudal modelado o a la asociación de más de una central a un mismo proyecto en el SEIA y viceversa. Este último comportamiento se aprecia en las tablas para algunos proyectos del SEIA que tienen asociadas dos centrales potenciales.

Sin perjuicio de lo anterior, llama la atención la buena correspondencia lograda para las centrales menores a 20 MW. Luego de descontar aquellos casos con información inconsistente de DAANC o para los cuales existía información de ajustes en el diseño de la central posteriores a la tramitación ambiental, la diferencia es mínima entre la potencia agregada del conjunto de centrales que se modeló con la deducida de la información del SEIA.

Tabla 32: Centrales menores a 20 MW identificadas versus centrales ingresadas a tramitación ambiental no operativas al 31/12/2012.

Central	SEIA			Metodología DAANC		Dif * (MW)	Dif DAANC ** (MW)
	Potencia (MW)	Q diseño (m ³ /s)	Caída (m)	Q asign. (m ³ /s)	Caída (m)		
Alto Cautín	6,0	24,0	34,0	42,0	39,1	7,1	
Añihuarraqui	9,0	2,5	459,0	2,7	450,0	-2,8	-2,8
Baquedano	17,8	20,0	100,0	55,0	105,0	28,6	
Bonito 1	9,0	4,0	235,0	2,2	229,0	-5,0	-5,0
Bonito 2	3,0	3,0	154,0	1,7	150,0	-1,0	-1,0
Butamalal	9,0	4,0	251,5	7,2	300,0	8,3	
Carilafquén	11,6	3,4	426,0	6,8	340,0	0,5	0,5
Malalcahuello	6,4	2,4	330,0				
Cayucupil	6,0	3,5	239,0	5,0	260,0	4,4	4,4
Chanleufú	8,0	8,0	118,5	4,0	110,0	-4,5	
Chilcoco	12,0	15,5	84,5	43,4	80,0	15,8	
Collil	6,2	2,5	s/í	2,2	298,0	-1,0	-1,0
Correntoso	3,0	1,5	250,0	0,3	200,0	-2,6	-2,6
Palmar	10,0	3,7	220,0	5,2	205,0	-1,5	-1,5
Don Walterio	2,0	3,0	90,0	5,0	100,0	2,0	2,0
El Canelo San José	16,1	42,0	48,0	54,0	40,0	1,2	1,2
El Cóndor	5,5	5,0	133,0	4,9	131,0	-0,4	-0,4
El Pinar	11,5		190,5	6,5	100,0	-1,2	-1,2
				6,4	100,0		
El Rincón	11,0	38,0	34,0	55,0	50,0	11,0	
Florín I	9,0	8,0	120,0	5,0	125,0	-4,0	
Florín II	12,7	8,7	175,0	6,6	160,0	-4,3	-4,3
Florín III	3,8	5,5	85,0	4,5	143,0	1,3	1,3
Huentelaufú	6,7	5,0	163,7	5,1	180,0	0,6	0,6
Las Lagunas	4,0	0,7	773,0	0,7	780,0	0,5	0,5
Las Nieves	6,0	1,9	401,5			6	
Mapocho	4,2	4,8	s/í	20,0	50,0	3,8	
Melo	2,4	13,2	24,0			-2,4	
Molinos de Agua 1	15,5	32,0	57,3	35,9	80,0	3,4	3,4
Molinos de Agua 2	4,1	32,0	14,9				
Mulchén	2,0	13,5	17,9	12,9	25,0	0,6	0,6
Pangui	9,0	6,3	169,8	12,7	200,0	11,3	
Piriquina	7,6	32,0	27,0	32,0	26,3	-0,9	-0,9
Pulelfú	9,0	9,0	109,0	10,0	113,0	0,0	0,0
Río Blanco Ensenada II	7,0	4,0	218,0	4,1	218,0	0,2	0,2
Río Blanco Hornopirén	18,0	40,0	52,0	67,0	45,0	6,1	6,1
Río Blanco Rupanco	5,5	1,5	440,0	1,5	250,0	-2,5	-2,5
Río Isla	4,0	1,8	s/í	2,6	125,0	-1,4	-1,4
Río Negro	8,0	6,0	132,0	1,8	92,0	-0,9	-0,9
				3,8	190,0		
Río Picoiquén	19,2	5,0	460,0	5,6	450,0	0,9	0,9
Tacura	5,9	4,3	163,0	3,7	175,0	-0,7	-0,7
Trilaleo II	2,2	3,0	90,7	2,3	100,0	-0,4	-0,4
Trilaleo III	2,2	4,0	69,2	2,9	75,0	-0,5	-0,5
Suma (MW)	331,1	428,1		550,1		75,8	-5,3
Modelado v/s SEIA				129%		23%	-1,6%

* "Dif" corresponde a la diferencia de potencia entra las centrales identificadas y las del SEIA.

** "DAANC consistentes" se refiere a los casos donde los DAANC de las bases de datos utilizadas son relacionables con los antecedentes del SEIA. Los casos inconsistentes probablemente están vinculados a DAANC en tramitación.

Para las centrales mayores a 20 MW aparenta haber una tendencia a la subestimación, que en todo caso no es muy significativa (10% agregado). Entre otras causas, la subestimación puede deberse a que los DAANC de estos proyectos podrían estar mejor definidos que los de centrales menores – más frecuentemente asociados a cauces más pequeños que generalmente cuentan con peor información de caudales - en particular respecto de puntos de captación y restitución que optimicen la producción, con lo cual ponderar por un factor 8 en la fórmula de cálculo de potencia teórica de diseño puede resultar conservador.

Tabla 33: Centrales mayores a 20 MW identificadas por la metodología versus centrales ingresadas a tramitación ambiental no operativas al 31/12/2012.

Central	SEIA			Metodología DAANC			Dif * (MW)
	Potencia (MW)	Q diseño (m ³ /s)	Caída (m)	Potencia (MW)	Q asignado (m ³ /s)	Caída (m)	
Aguas Calientes (A)	13,5	2,7	586,1				-13,5
Aguas Calientes (B)	10,5	5,2	235,1				-10,5
Angostura	316,0	700,0	50,0	216,5	541,5	50,0	-99,6
Casualidad	21,2	3,5	447,0	21,0	3,5	750,0	-0,2
Centinela (Achibueno)	105,0	34,0	375,6	151,1	45,0	420,0	46,1
El Castillo (Achibueno)	30,0	16,0	226,2	39,4	21,4	230,0	9,4
EL Alto	10,0	5,0	250,0	24,5	12,3	250,0	14,5
Puelche Bajo	20,0	11,5	s/í				-20,0
El Paso	60,0	14,7	501,3	28,8	8,0	450,0	-4,8
				26,4	6,5	510,0	
Itata	20,0	45,0	51,7	56,1	130,0	54,0	36,1
La Mina	30,0	33,0	s/í	26,4	33,0	100,0	-3,6
Laja	34,4	250,0	15,0	16,6	208,0	10,0	-17,8
Las Lajas	270,0	65,0	468,0	125,3	75,0	209,0	-114,6z
				30,1	20,6	183,0	
Alfalfal 2	272,0	27,0	1137,0	177,4	22,2	1100,0	-94,6
Los Cóndores	150,0	25,0	765,0	153,9	25,0	770,0	3,9
Los Lagos	53,0	200,0	29,8	39,9	185,0	27,0	-13,1
Nido de Águila	155,0	46,0	447,0	192,0	36,0	667,0	37,0
Osorno	58,2	200,0	32,8	47,3	185,0	32,0	-10,9
Maqueo	400,0	115,0	s/í	288,2	85,8	420,0	0,3
				59,1	16,6	445,0	
				53,0	16,5	402,0	
Mediterráneo	210,0	171,0	133,0	300,1	270,0	139,0	90,1
Molina	22,3	0,8	s/í				-22,3
Neitume	490,0	140,0	382,2	373,7	115,1	406,0	-116,3
Ñuble	136,0	100,0	151,5	108,4	84,7	160,0	-27,6
Puelche Alto	20,0	8,0	303,0	21,9	9,1	300,0	1,9
San Andrés	40,0	10,3	s/í	19,9	5,2	480,0	-20,1
San Pedro	155,0	460,0	s/í	188,9	656,4	36,0	33,9
Suma	3.102	2.686		2.786	2.817		-316,1
Modelado v/s SEIA				90%	105%		-10%

* "Dif" corresponde a la diferencia de potencia entre las centrales identificadas y las del SEIA.

6.4 Resumen de restricciones territoriales

Las restricciones territoriales para la estimación del potencial hidroeléctrico asociado a los DAANC se resumen en la siguiente tabla y se aplicaron sobre los puntos de captación y restitución de los DAANC considerados en el análisis.

Tabla 34: Restricciones territoriales definidas en MAE para el análisis de potencial hidroeléctrico.

Factores	Restricción considerada	Comentario y/o fuente de información
Factor de planta	< 0,5	Exigida a centrales identificadas por la metodología de asignación de DAANC
Zonas protegidas	Parques nacionales y sitios bajo Convención de Ramsar	DAANC con punto de captación o restitución en esas zonas
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	< 60 m	Análisis de casos de caminos construidos más 35 metros de prohibición de construcción de edificaciones permanentes (Artículo 39, DFL N° 850 del 12/09/97)

Las restricciones se limitaron a la distancia a caminos, líneas férreas y al sendero de Chile, así como a la exclusión de las zonas cubiertas por los parques nacionales y los sitios bajo Convención de Ramsar. Como se aprecia, varias de las restricciones usadas para otras ERNC no se consideraron aplicables. Por ejemplo, la distancia a centros poblados o límites urbanos se ve superada en los hechos, pues hoy existen en Chile centrales en operación dentro o muy cerca de centros poblados (por ejemplo la central Florida en la ciudad de Santiago); o la línea de costa que incluye el borde de lagos que pueden corresponder a puntos de captación o restitución de potenciales centrales.

Además, sólo se consideraron los parques nacionales y no el conjunto de áreas protegidas bajo el SNASPE, debido a que entre ellas se encuentran reservas nacionales donde recientemente se han construido obras de centrales hidroeléctricas.

6.5 Centrales en operación

La capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el SIC alcanzaba a 5.938 MW al 31 de diciembre de 2012. De ellos, más del 50% (3.402 MW) corresponden a centrales de embalse. Sin embargo, es probable que en el dominio aquí analizado (entre las cuencas de los ríos Aconcagua y Puelo) la participación de centrales en cauces naturales vinculadas a embalses vaya decreciendo en el tiempo.

Dependiendo de la convención que se adopte para clasificar las centrales como de embalse, sólo entre 9% y 20% de la capacidad agregada en proyectos sometidos a tramitación ambiental no operativos a fines de 2012 correspondería a centrales que podrían estar en esa condición. Esta tendencia apoya la utilidad del análisis de potencial disponible que se desarrolla más adelante.

Tabla 35: Cantidad (N°) y potencia agregada (MW) de centrales hidroeléctricas de embalse y pasada en operación al 31/12/2012 en el SIC por tipo de cauce.

Tipo	En cauces naturales		En obras de riego		Total	
	N°	MW	N°	MW	N°	MW
Embalse	9	3.402			9	3.402
Pasada no ERNC	27	2.264	1	29	28	2.293
Pasada ERNC	31	197	10	46	41	243
Sub total pasada	58	2.461	11	75	69	2.536
TOTAL	67	5.863	11	75	78	5.938

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. CNE, 2013.

Por su parte, apenas 75 MW de la capacidad instalada corresponde a centrales asociadas a obras de riego. Lo anterior no significa que ese tipo de proyectos no tienen un potencial significativo de crecimiento. Por el contrario, el mayor interés en su desarrollo es reciente, tal como se deduce de la siguiente tabla. De las 11 centrales en esa categoría, 9 han entrado en operación de 2008 en adelante, y estudios encargados por CNE han estimado su potencial teórico como superior a los 1.400 MW²⁸. Sin perjuicio de ello, el análisis de potencial disponible que se desarrolla en el capítulo siguiente, se limita a centrales en cauces naturales. Del detalle de las centrales operativas presentado en la siguiente tabla, destaca el crecimiento que han tenido las centrales hidroeléctricas ERNC en los últimos años. De las 34 centrales interconectadas al SIC de 2008 en adelante, 29 son ERNC, y han aportado el 20% del crecimiento de la capacidad instalada hidroeléctrica de ese periodo.

Tabla 36: Centrales hidroeléctricas en operación al 31 de diciembre de 2012 en el SIC.

Central	Año	Región	Tipo	Potencia (MW)	Caudal (m ³ /s)	Caída (m)	ERNC	En riego
Sauce Andes	1909	V	Pasada	1,4	20	7	SI	
Florida	1909; 1993; 1999	XIII	Pasada	28,5	30	98		SI
Maitenes	1923; 1989	XIII	Pasada	31,0	11,3	180		
Queltehues	1928	XIII	Pasada	49,0	28,1	213		
Los Morros	1930; 1994	XIII	Pasada	3,1	26	13	SI	
Carena	1943	XIII	Pasada	8,5	9,6	127	SI	
Los Quilos	1943; 1989	V	Pasada	39,9	22	227		
Volcán	1944	XIII	Pasada	13,0	9,1	181	SI	
Los Bajos	1944	XIII	Pasada	5,1	24	27	SI	
Pilmaiquén	1944; 1945; 1959	XIV	Pasada	40,8	150	32		
Abanico	1948; 1959	VIII	Pasada	136,0	106,8	147		
Sauzal	1948	VI	Pasada	76,8	73,5	118		
Los Molles	1952	IV	Pasada	18,0	1,9	1153	SI	
Cipreses	1955	VII	Embalse	106,0	36,4	370		
Sauzalito	1959	VI	Pasada	12,0	45	25	SI	
Pullinque	1962	XIV	Pasada	51,4	120	48		
Caemsa	1962; 1985	XIII	Pasada	3,4	24	27	SI	
Isla	1963; 1964	VII	Pasada	70,0	84	93		
Rapel	1968	VI	Embalse	378,0	535,1	76		
El Toro	1973	VIII	Embalse	450,0	97,3	545		
Antuco	1981	VIII	Pasada	320,0	190	190		
Colbún	1985	VI	Embalse	474,0	280	168		
Machicura	1985	VII	Embalse	95,0	280	37		
Canutillar	1990	X	Embalse	172,0	75,5	212		
Alfalfal	1991	XIII	Pasada	178,0	30	721		
Pehuenche	1991	VII	Embalse	570,0	300	206		
Blanco	1993	V	Pasada	53,0	9,6	680		
Curillinque	1993	VII	Pasada	92,0	84	114		
Juncal	1994	V	Pasada	29,2	13,2	260		
Capullo	1995	X	Pasada	12,0	8	150	SI	
San Ignacio	1996	VII	Pasada	37,0	194	21		
Pangue	1996	VIII	Embalse	467,0	500	99		
Puntilla	1997	XIII	Pasada	22,1	20	92		
Loma Alta	1997	VII	Pasada	40,0	84	50		
Rucúe	1998	VIII	Pasada	178,4	65	140		
Mampil	2000	VIII	Pasada	55,0	46	124		
Peuchén	2000	VIII	Pasada	85,0	36	236		
Chacabuquito	2002	V	Pasada	25,7	21	135		
Eyzaguirre	2003	XIII	Pasada	1,9	10	22	SI	
Ralco	2004	VIII	Embalse	690,0	368	181		
El Rincón	2006	XIII	Pasada	0,3	0,5	71	SI	SI
Quilleco	2007	VIII	Pasada	70,8	65	59		
Chiburgo	2007	VII	Pasada	19,4	20	120	SI	

Continúa en la página siguiente..

28 "Generación hidroeléctrica en pequeñas centrales asociadas a obras de riego. Resumen de estudios sobre ERNC en periodo 2007 – 2009. Informe ejecutivo", PROCIVIL para Ministerio de Energía, 2010.

Central	Año	Región	Tipo	Potencia (MW)	Caudal (m ³ /s)	Caida (m)	ERNC	En riego
Palmucho	2007	VIII	Pasada	32,0	27,1	126		
Ojos de Agua	2008	VII	Pasada	9,0	14,5	75	SI	
Coya	2008	VI	Pasada	11,0	9	137	SI	
El Manzano	2008	IX	Pasada	4,9	2,3	262	SI	
Puclaro	2008	IV	Pasada	6,0	8,8	73	SI	SI
Hornitos	2008	V	Pasada	61,0	12	550		
Pehui	2009	XIV	Pasada	1,1	3,5	37	SI	
Trufultruful	2009	IX	Pasada	0,8	5	32	SI	
Lircay	2009	VII	Pasada	19,0	22	100	SI	SI
Los Corrales	2010	XIV	Pasada	0,8	0,4	289	SI	
San Clemente	2010	VII	Pasada	5,9	17	36	SI	
Doña Hilda	2010	XIV	Pasada	0,4	0,97	55	SI	
Juncalito	2010	V	Pasada	1,5	13,2	13	SI	
Trueno	2010	IX	Pasada	5,6	2,97	107	SI	
La Paloma	2010	IV	Pasada	4,9	12	38	SI	SI
El Tártaro	2010	V	Pasada	0,1	12	1	SI	SI
Dongo	2010	X	Pasada	6,0	2	307	SI	
Donguil	2011	IX	Pasada	0,3	5,5	5	SI	
La Arena	2011	X	Pasada	3,0	1,35	264	SI	
Licán	2011	XIV	Pasada	18,0	8	238	SI	
Guayacán	2011	XIII	Pasada	12,0	21,2	35	SI	
El Diuto	2011	VIII	Pasada	3,3	20	19	SI	SI
La Confluencia	2011	VI	Pasada	163,2	52,5	348		
La Higuera	2011	VI	Pasada	160,0	50	382		
Mallarauco	2011	VI	Pasada	3,4	3,5	100	SI	SI
Reca	2011	XIV	Pasada	1,7	3	66	SI	
Mariposas	2011	VII	Pasada	6,3	20	35	SI	SI
Muchi	2011	XIV	Pasada	1,0	3,2	32	SI	
Chacayes	2011	VI	Pasada	112,0	1,55	181		
Rucatayo	2012	XIV	Pasada	55,0	200	32		
Purísima	2012	VII	Pasada	0,5	6	9	SI	SI
Callao	2012	X	Pasada	3,3	2,5	134	SI	
El Canelo	2012	IX	Pasada	6,1	3,5	200	SI	
Allipén	2012	IX	Pasada	2,7	15,5	20	SI	SI
Nalcas	2012	X	Pasada	6,8	4	159	SI	

Fuente: Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional. CNE,2013

6.6 Potencial hidroeléctrico disponible

6.6.1 Consideraciones y resultado global

Si bien en el capítulo anterior se resume la capacidad hidroeléctrica instalada a diciembre del 2012, el análisis aquí desarrollado se concentra en el “potencial disponible” de generación hidroeléctrica en el SIC. Los alcances de este concepto están sujetos a las siguientes consideraciones:

- Representatividad geográfica: el dominio de análisis comprende desde la cuenca del río Aconcagua hasta la del río Puelo, ambas incluidas. Por el norte el dominio es inferior a la cobertura del SIC, sin embargo, el potencial de las cuencas no analizadas es bajo. Por el sur el dominio es superior a la cobertura del SIC, aunque la distancia del extremo del SIC a potenciales centrales es inferior a 80 km, similar a la que presentan otras potenciales centrales localizadas en el centro y sur del país.
- Representatividad temporal: la metodología solo considera DAANC otorgados al 31 de diciembre de 2012, lo que debe traducirse en una subestimación del potencial, debido a que continúan otorgándose DAANC destinados a generación hidroeléctrica, y las renunciadas totales o parciales a DAANC son escasas. Esta subestimación debería ser mayor para el segmento de centrales de menor tamaño, donde aparentan concentrarse las solicitudes en tramitación de DAANC.

- Tipo de centrales: la metodología desarrollada identifica y estima la producción de potenciales centrales de pasada. DAANC vinculados a potenciales centrales de embalse son tratados como centrales de pasada.
- Tipo de cauces: solo se consideraron derechos de aprovechamiento de aguas “no consumitivos”, esto es, aquellos que captan el agua desde un cauce natural y luego la restituyen al mismo u otro cauce natural. Dado ello, la metodología no incorpora las centrales (proyectadas o potenciales) vinculadas a obras de riego (canales y embalses), lo que constituye una subestimación del potencial en especial el de aquellas centrales de menor tamaño.
- Tipo de DAANC: salvo un par de excepciones, solo se consideraron permanentes y eventuales que no tenían un “uso del agua” definido en la base de datos analizada o que ese uso es “energía hidroeléctrica” u “otros usos”. Al no existir limitación legal para utilizar en generación hidroeléctrica DAANC con uso del agua distinto al señalado, esta aproximación probablemente se traduce en una subestimación.
- Centrales sometidas a tramitación ambiental: a diferencia del caso eólico, donde se excluyó la cartera de proyectos de dominio público, el potencial disponible no analizó separadamente aquellas centrales que han sido sometidas a tramitación ambiental del conjunto de centrales potenciales identificadas. Se optó por ello, debido a que la metodología de asignación de centrales, si bien aparenta tratarlas adecuadamente de manera agregada, en algunos casos presenta diferencias significativas a nivel individual.

Como consecuencia de las restricciones anteriores, muy probablemente el potencial disponible hidroeléctrico aquí estimado se encuentra subestimado, principalmente para aquellas centrales de menor tamaño.

En la siguiente tabla se resume la cantidad de centrales identificadas, junto a la capacidad y la potencia promedio del periodo analizado del conjunto de esas centrales, para las tres principales etapas de la metodología empleada: esto es el potencial sin corregir, el potencial ajustado luego del análisis de consistencia y de descontar los DAANC vinculados a centrales en operación a diciembre de 2012, y el potencial disponible luego de la aplicación de las restricciones territoriales.

Tabla 37: Resultados por etapas de la metodología de estimación del potencial hidroeléctrico disponible. Capacidad y potencia media corresponden a las acumuladas por todas las centrales.

Etapa	Centrales (N°)	Capacidad (MW)	P. Media (MW)
Potencial identificado sin corregir	2.013	19.231	10.253
Potencial sin DAANC de centrales en 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

Como se aprecia, la capacidad acumulada del potencial disponible alcanza a 12.472 MW distribuida en 1.080 potenciales centrales superiores a 0,1 MW, esto es más del doble de la capacidad hidroeléctrica interconectada al SIC a diciembre de 2012 (5.938 MW). Aún si se descuentan los 3.433 MW asociados a los proyectos hidroeléctricos sometidos a tramitación ambiental que no estaban operativos al 31/12/2012 (individualizados en el capítulo 6.3.2.), y se considera la probable subestimación por las causas antes expuestas, el potencial hidroeléctrico sin considerar los proyectos de dominio público en el área actualmente comprendida por el SIC probablemente superará los 10.000 MW.

Para cada central potencial, junto a la localización de sus puntos de captación y restitución y a sus características generales (potencia teórica, caudal máximo asignado y caída), se

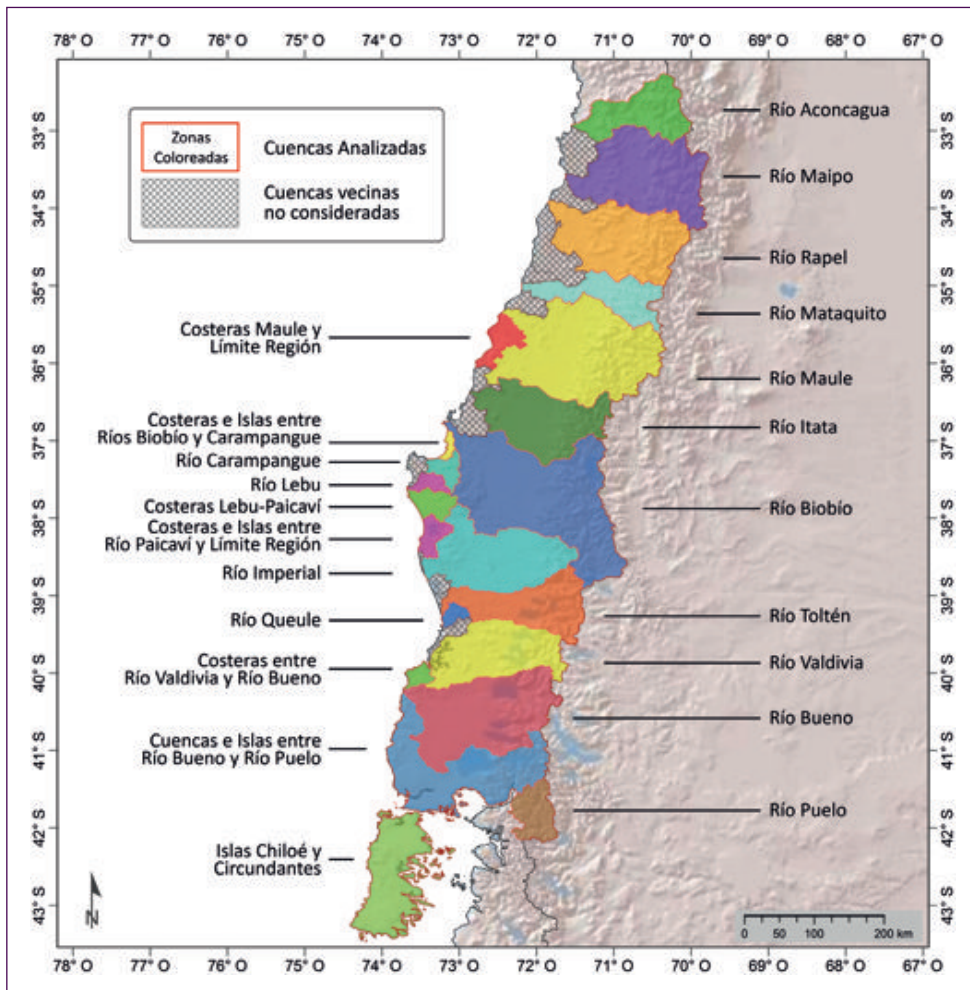
contó con series diarias de producción de energía, expresada como potencia media diaria, para el periodo abril de 1990 a marzo de 2009.

Si bien existen muchas maneras de agrupar y presentar esa información, se ha optado por sistematizarla geográficamente por cuenca hidrográfica, y por categorías de tamaño de las centrales hidroeléctricas, algunas de las cuales incluyen categorías contempladas en la reglamentación eléctrica nacional.

6.6.2 Resultados por cuenca hidrográfica

La siguiente figura muestra las cuencas hidrográficas para las cuales se identificaron potenciales centrales hidroeléctricas.

Figura 65: Cuencas hidrográficas con potenciales centrales hidroeléctricas identificadas.



En la siguiente figura y tabla se resume el potencial disponible estimado entre las cuencas de los ríos Aconcagua y Puelo. El factor de planta corresponde a la razón entre la potencia

media anual acumulada del conjunto de las centrales y la capacidad instalada (potencia teórica de diseño) acumulada, es decir, un factor de planta para la “cuenca”.

Figura 66: Capacidad instalable (barras) y factor de planta medio (línea) por cuenca hidrográfica.

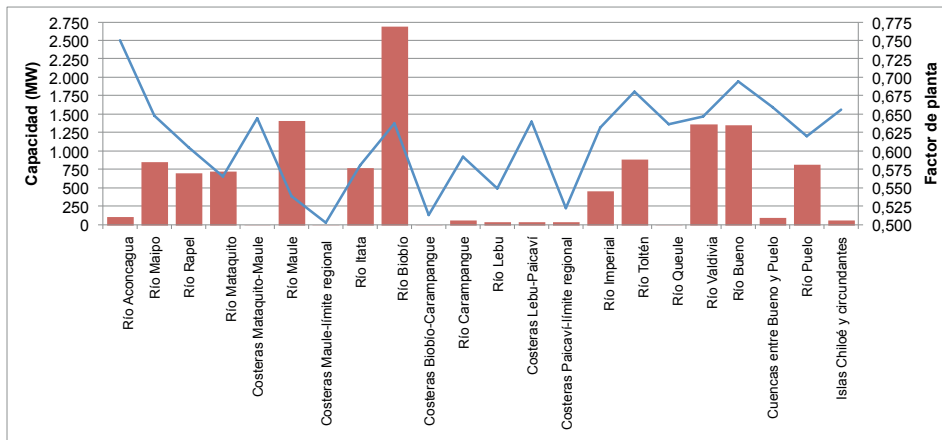


Tabla 38: Potencial hidroeléctrico disponible por cuenca hidrográfica. Capacidad y potencia media son las acumuladas por las centrales. f.p. es el factor de planta de potencias acumuladas.

Cuenca	Centrales (N°)	Capacidad (MW)	P. Media (MW)	f.p.
Río Aconcagua	9	104,3	78,3	0,75
Río Maipo	30	856,0	554,1	0,65
Río Rapel	31	699,2	422,8	0,60
Río Mataquito	45	727,3	410,5	0,56
Costeras Mataquito-Maule	1	1,1	0,7	0,64
Río Maule	85	1408,0	758,0	0,54
Costeras Maule-límite regional	1	1,2	0,6	0,50
Río Itata	66	767,6	445,4	0,58
Río Biobío	191	2687,4	1713,2	0,64
Costeras Biobío-Carampangue	1	2,4	1,2	0,51
Río Carampangue	12	55,7	33,0	0,59
Río Lebu	7	40,7	22,3	0,55
Costeras Lebu-Paicaví	5	40,1	25,6	0,64
Costeras Paicaví-límite regional	4	34,2	17,8	0,52
Río Imperial	95	455,8	287,8	0,63
Río Toltén	144	884,9	602,1	0,68
Río Queule	2	1,5	1,0	0,64
Río Valdivia	65	1370,5	885,1	0,65
Río Bueno	179	1358,6	943,8	0,69
Cuencas entre Bueno y Puelo	57	101,1	66,6	0,66
Río Puelo	21	811,9	503,4	0,62
Islas Chiloé y circundantes	29	62,7	41,1	0,66
Total general	1.080	12.472,0	7.815,0	0,63

De acuerdo a lo anterior, la cuenca del río Biobío presentaría el mayor potencial disponible (2.687 MW, 21,5% del total), cuya concreción permitiría duplicar la capacidad que estaba operativa en esa cuenca a fines del año 2012 (2.488 MW).

Llama la atención el elevado potencial estimado como disponible en la Zona Central del país. Sin considerar la cuenca del Biobío este alcanzaría a más de 4.500 MW (36,6% del total), en una zona donde se concentra parte importante de la demanda eléctrica del SIC, y donde los proyectos en cauces naturales que se han sometido a tramitación ambiental y que no estaban operativos el año 2012 sólo totalizan del orden de 1.150 MW.

Por su parte, el potencial disponible en la Zona Sur del país (sin considerar la cuenca del río Biobío) equivale al 41,9% del total identificado, distribuidos de manera más o menos homogénea entre las principales cuencas de la zona. Es muy probable que dicho valor se incremente significativamente dada la existencia de numerosas solicitudes de DAANC en tramitación para esas cuencas.

Por otro lado, el factor de planta estimado por la modelación fluctúa entre 0,54 y 0,68 para las cuencas de mayor potencial, con una inclinación a valores más altos en la Zona Sur. El elevado valor estimado para la cuenca del río Aconcagua no parece representativo de condiciones medias, y puede deberse a la incertidumbre de la modelación que aparenta ser mayor en el centro del país donde la influencia del régimen nival es más significativa.

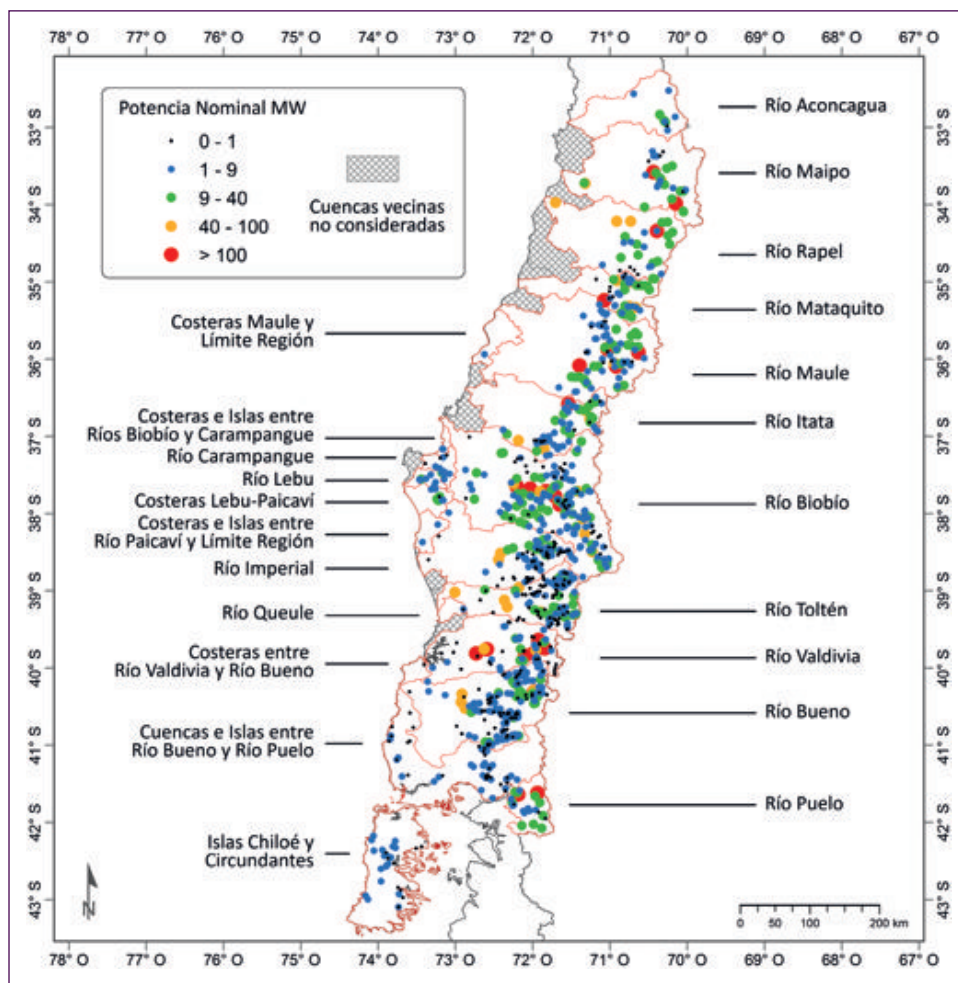
6.6.3 Resultados por rango de tamaño

Las categorías de tamaño de centrales hidroeléctricas seleccionadas para el análisis son:

- Entre 0,1 y 1 MW: catalogadas como “pequeños medios de generación” (PMG y PMGD), como medios de generación no convencionales (MGNC) y como medios de generación renovables no convencionales (ERNC).
- Entre 1 y 9 MW: al igual que las anteriores, son catalogadas como PMG, PMGD, MGNC y ERNC. 9 MW es el límite superior para “pequeños medios de generación”.
- Entre 9 y 20 MW califican como MGNC y ERNC, dado que dichas categorías establecen 20 MW de capacidad instalada como límite superior.
- Entre 20 y 40 MW: si bien la legislación no las considera ERNC, una fracción de la energía que inyectan a los sistemas eléctricos sirve para acreditar el cumplimiento de la obligación establecida en la Ley 20.257.
- Entre 40 y 100 MW: centrales consideradas intermedias para efectos de este análisis.
- Mayor a 100 MW: centrales consideradas grandes para efectos de este análisis.

La siguiente figura muestra la localización y tamaño de las centrales identificadas.

Figura 67: Localización de las centrales hidroeléctricas identificadas.



La siguiente tabla resume el potencial disponible estimado en el análisis entre las cuencas de los ríos Aconcagua y Puelo. El factor de planta presentado en ella se ha calculado como la razón entre la potencia media anual acumulada del conjunto de las centrales y la capacidad instalada (potencia teórica) acumulada.

Tabla 39: Potencial hidroeléctrico disponible por tamaño de centrales. Capacidad y potencia media son las acumuladas por las centrales, f.p. es el factor de planta de potencias acumuladas.

Rango	Centrales (N°)	Capacidad (MW)	P. Media (MW)	f.p.
0,1 - 1 MW	315	138	100	0,72
1 - 9 MW	505	1.848	1.169	0,63
9 - 20 MW	122	1.672	1.044	0,62
20 - 40 MW	78	2.178	1.332	0,61
40 - 100 MW	36	2.115	1.397	0,66
> 100 MW	24	4.521	2.773	0,61
Todas	1.080	12.472	7.815	0,63

No se aprecia una tendencia del factor de planta en función del rango de tamaño de las centrales. Salvo para el conjunto de inferior tamaño que tendría un valor superior a 0,7, el resto de las categorías se encuentran en el rango 0,61 y 0,66.

Como era de esperar, la capacidad instalable (MW) se concentra en centrales de mayor tamaño. Los 24 potenciales centrales superiores a 100 MW aportan el 36% de dicha capacidad. Por su parte, las centrales ERNC (menores a 20 MW) constituyen el 87% del total de centrales identificadas y el 30% de la potencia media agregada. Como es evidente dado su número, el desarrollo de una parte significativa del potencial de estas pequeñas centrales conlleva importantes desafíos logísticos.

Sin perjuicio de lo anterior, las restricciones de la metodología aquí aplicada deben estar subestimando el potencial de las centrales hidroeléctricas ERNC en cauces naturales, principalmente por no considerar los DAANC en tramitación o los de futuras solicitudes que probablemente se vinculen en mayor medida a proyectos de esa categoría. A modo de ejemplo, entre abril y diciembre de 2012 se otorgaron DAANC asociados a una potencia agregada de más de 600 MW en centrales hidroeléctricas²⁹. De ellas, sólo cuatro serían superiores a 20 MW de capacidad instalada (la mayor de 50 MW aproximadamente) y el 80% de la capacidad agregada correspondería a centrales ERNC.

Tabla 40: Potencial hidroeléctrico disponible: cantidad de centrales identificadas (N°) y potencia acumulada (MW) por cuenca y rango de tamaño.

Cuenca / Tamaño	Capacidad (MW)												Total	
	0,1 - 1		1 - 9		9 - 20		20 - 40		40 - 100		> 100			
	N°	MW	N°	MW	N°	MW	N°	MW	N°	MW	N°	MW	N°	MW
Río Aconcagua	1	0,6	5	15,5			3	88,3					9	104,3
Río Maipo	4	2,1	9	48,0	7	107,7	5	142,2	2	151,4	3	404,6	30	856,0
Río Rapel	4	1,9	8	44,8	8	124,6	7	177,2	3	157,7	1	193,0	31	699,2
Río Mataquito	8	4,5	18	68,9	9	114,4	5	156,8	4	243,2	1	139,4	45	727,3
Costeras Mataquito-Maule			1	1,1									1	1,1
Río Maule	11	6,2	44	171,3	11	149,4	13	359,6	2	106,8	4	614,7	85	1.408,0
Costeras Maule- límite regional			1	1,2									1	1,2
Río Itata	9	6,0	38	105,1	4	68,7	10	272,4	4	206,9	1	108,4	66	767,6
Río Biobío	34	14,5	100	419,6	34	468,4	12	340,2	6	397,3	5	1.047,5	191	2.687,4
Costeras Biobío- Carampangue			1	2,4									1	2,4
Río Carampangue	3	1,8	8	42,0	1	12,0							12	55,7
Río Lebu			6	25,9	1	14,7							7	40,7
Costeras Lebu- Paicaví			3	12,4	2	27,7							5	40,1
Costeras Paicaví- límite regional			3	11,8			1	22,4					4	34,2
Río Imperial	44	16,4	38	154,6	8	99,5	3	96,4	2	88,9			95	455,8
Río Toltén	70	28,3	47	158,7	14	196,5	8	204,0	5	297,3			144	884,9
Río Queule	1	0,4	1	1,1									2	1,5
Río Valdivia	28	9,7	24	75,6	4	53,3	1	35,2	2	98,0	6	1.098,8	65	1.370,5
Río Bueno	59	29,2	93	303,3	11	125,9	9	243,9	6	367,9	1	288,4	179	1.358,6
Cuencas entre Bueno y Puelo	28	11,5	29	89,7									57	101,1
Río Puelo	1	0,1	9	36,8	8	109,0	1	39,8			2	626,1	21	811,9
Islas Chiloé y circundantes	10	4,8	19	58,0									29	62,7
Total general	315	138	505	1.848	122	1.672	78	2.178	36	2.115	24	4.521	1.080	12.472

29 Fuente: revisión de DAANC reportados en www.dga.cl como otorgados en el periodo señalado.

La tabla 40 contiene el potencial disponible desagregado por cuenca y rango de tamaño. En términos proporcionales, la modelación no evidencia que existan diferencias significativas entre las distintas zonas del país respecto de la distribución de tamaño de las centrales, manteniéndose, a groso modo, las mismas proporciones del potencial disponible para centrales ERNC y centrales mayores a 100 MW obtenidas para todo el dominio de análisis.

Como es evidente, los resultados anteriores son una aproximación a la cartera potencial de proyectos hidroeléctricos en la zona actualmente cubierta por el SIC. En particular, por las singularidades de la metodología de asignación de DAANC a potenciales centrales, algunas de las características de las centrales identificadas no necesariamente coincidirán con proyectos concretos (en evaluación actualmente o a futuro), siendo más probable que ello ocurra para centrales que utilizan un número significativo de DAANC, donde la metodología podría identificar más de una central, ya sea por imprecisiones de las coordenadas de los puntos de restitución de los DAANC, o porque la potencia agregada es superior a la de una única central. Por ejemplo, en la cuenca del río Maipo se identifican tres centrales superiores a 100 MW con una capacidad conjunta de 404,6 MW, la que es inferior a la de las dos centrales que constituyen el proyecto hidroeléctrico Alto Maipo localizado en esa cuenca, siendo posible que la metodología haya asignado parte de la diferencia o su totalidad a otras centrales de menor tamaño.

Sin perjuicio de lo anterior, se considera que está adecuadamente representando el potencial disponible agregado, y también, en términos generales su distribución por tamaño, lo que refuerza su utilidad en la caracterización del potencial disponible.

6.7 Comportamiento temporal del potencial hidroeléctrico estimado

El comportamiento temporal del recurso hidroeléctrico se analiza para el potencial disponible respecto de su ciclo anual y de su variabilidad interanual, a partir de los resultados de producción simulados para todo el periodo modelado.

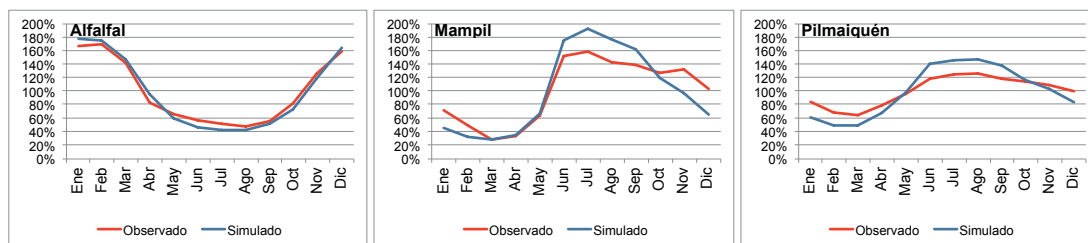
Dicho análisis se realiza tanto a nivel de cuencas individuales, como de manera agregada en tres sectores del país. Dado el volumen de información, los resultados del análisis se presentan de manera resumida, y se han asignado las cuencas costeras, en general de bajo potencial simulado, a otras de mayor tamaño para facilitar la visualización de los resultados. La agrupación de cuencas por sectores se estableció en consideración tanto a su potencial disponible agregado como a probables diferencias en sus regímenes hidrológicos. La denominación de los sectores para efectos de este análisis, su potencia disponible y las cuencas en ellas consideradas son las siguientes:

- Centro: 3.797 MW, desde la cuenca del río Aconcagua hasta la del río Maule; ambas incluidas.
- Centro-sur: 3.628 MW, desde la cuenca del río Itata hasta la del río Lebu, ambas incluidas.
- Sur: 5.047 MW, desde la cuenca del río Imperial hasta la del río Puelo, más la Isla Grande de Chiloé.

6.7.1 Ciclo anual de la producción hidroeléctrica simulada

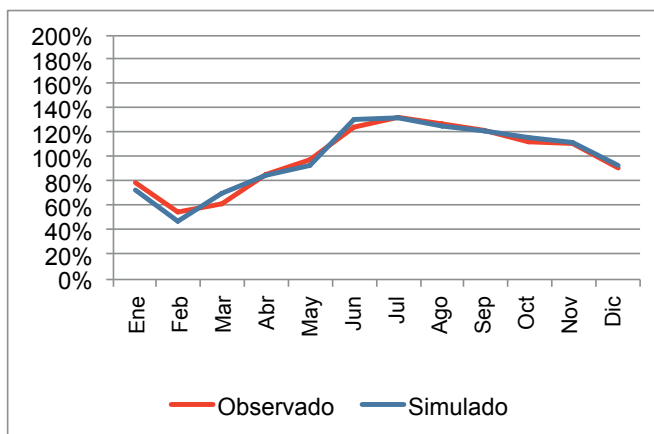
Como una manera de evaluar la representatividad del ciclo anual de la producción hidroeléctrica estimada a partir de las simulaciones, se contrastó la producción reportada por el CDEC-SIC para las centrales Alfalfal (en la zona centro), Mampil (en la zona centro-sur) y Pilmaiquén (en la zona sur) con la deducida para dichas centrales a partir de los caudales modelados. Para Alfalfal y Pilmaiquén comprende los años hidrológicos (abril a marzo) de 1992 a 2008 y para Mampil de 2000 a 2009.

Figura 68: Ciclo anual normalizado respecto del promedio del periodo analizado (100%) de la generación observada y simulada en las centrales Alfafal, Mampil y Pilmaiquén.



En Alfafal la variación del ciclo anual modelado presenta una muy buena correspondencia con lo observado. No ocurre lo mismo para Mampil y Pilmaiquén donde la amplitud del ciclo anual es mayor para los resultados modelados. Como se discutió antes, la diferencia en Mampil puede deberse a una menor capacidad de la modelación en la simulación de los procesos de acumulación de nieve y de deshielos posteriores. En Pilmaiquén, en cambio, la menor variabilidad observada podría deberse a la regulación natural que podría realizar el lago Puyehue al cauce que alimenta a dicha central. Esta última hipótesis se ve reforzada por el buen desempeño del modelo en la simulación de la central Capullo (siguiente figura), cercana a Pilmaiquén y sin la influencia de lagos importantes.

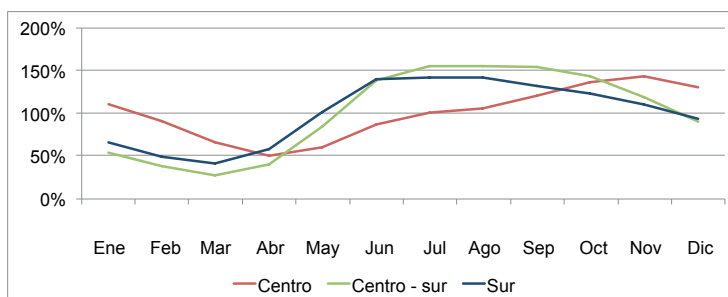
Figura 69: Ciclo anual normalizado respecto del promedio del periodo analizado (100%) de la generación observada y simulada en la central Capullo.



En consecuencia, se ha estimado que la metodología reproduce adecuadamente el ciclo anual de generación de centrales de pasada, principalmente respecto de su forma, aun cuando podría estar subestimando su amplitud en algunas zonas donde el modelo no capture adecuadamente el régimen nival y para aquellas centrales que estén influenciadas por embalses naturales y artificiales.

La siguiente figura presenta la generación simulada diaria promedio mensual, normalizada respecto del promedio del periodo abril 1990 – marzo 2009, en los tres sectores de agrupación de cuencas hidrográficas, donde 100% corresponde al promedio del periodo.

Figura 70: Ciclo anual normalizado respecto del promedio abril 1990 a marzo 2009 (100%) de la generación diaria simulada por sector.



Como se aprecia, si bien existe algún grado de complementariedad del sector centro con, de manera más notoria, el sector sur; todas muestran mínimos al término del verano y principios del otoño. Al respecto, el mínimo en el sector centro coincide con el inicio del año hidrológico adoptado para el SIC, adelantándose en un mes en los otros sectores.

La siguiente tabla resume el ciclo anual desagregado por cuenca, también expresado como generación diaria promedio mensual normalizada respecto del promedio del periodo abril 1990 – marzo 2009 de cada cuenca. Como las cuencas están ordenadas de norte a sur, la escala de colores permite visualizar geográficamente el comportamiento del ciclo anual. Los colores rojos señalan los mínimos y los azules los máximos.

Tabla 41: Ciclo anual normalizado respecto del promedio abril 1990 a marzo 2009 (100%) de la generación diaria simulada por cuenca.

Cuencas	MW*	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máx	Min
Río Aconcagua	104	129%	128%	122%	110%	94%	81%	71%	67%	71%	86%	114%	128%	129%	67%
Río Maipo	856	142%	137%	113%	81%	72%	67%	68%	69%	76%	98%	134%	144%	144%	67%
Río Rapel	699	145%	125%	84%	55%	55%	68%	79%	83%	90%	111%	151%	154%	154%	55%
Río Mataquito	727	119%	77%	45%	37%	46%	69%	91%	107%	135%	161%	163%	148%	163%	37%
Río Maule y costeras	1.410	61%	40%	28%	27%	59%	120%	144%	146%	166%	169%	139%	96%	169%	27%
Río Itata	768	53%	38%	29%	35%	82%	143%	162%	161%	155%	145%	112%	81%	162%	29%
Río Biobío y costeras	2.690	54%	37%	27%	41%	83%	136%	153%	153%	154%	142%	122%	93%	154%	27%
Río Carampangue	56	36%	29%	27%	30%	98%	154%	164%	165%	156%	144%	118%	72%	165%	27%
Río Lebu y costeras	115	43%	33%	26%	36%	95%	154%	170%	171%	169%	143%	96%	59%	171%	26%
Río Imperial	456	45%	34%	27%	40%	104%	148%	156%	156%	153%	136%	111%	86%	156%	27%
Ríos Toltén y Queule	886	64%	47%	38%	49%	92%	137%	144%	142%	141%	133%	116%	93%	144%	38%
Río Valdivia	1.370	60%	41%	32%	44%	94%	141%	150%	150%	145%	130%	113%	95%	150%	32%
Río Bueno	1.359	70%	55%	53%	72%	106%	135%	138%	138%	121%	113%	105%	92%	138%	53%
C. entre Bueno y Puelo	101	71%	60%	58%	77%	110%	135%	142%	137%	121%	107%	94%	86%	142%	58%
Río Puelo	812	80%	58%	47%	67%	113%	148%	125%	125%	111%	112%	111%	100%	148%	47%
Islas Chiloé y circun.	63	70%	58%	60%	79%	106%	135%	143%	146%	119%	109%	86%	87%	146%	58%
Todas las cuencas	1.2472	75%	57%	45%	50%	85%	124%	134%	135%	135%	132%	122%	103%	135%	45%

* "MW" es la potencia agregada de las centrales identificadas en las cuencas.

Dentro del sector que hemos denominado centro es posible distinguir una variación norte-sur en el ciclo mensual, con un desplazamiento del mínimo de generación hidroeléctrica desde el término del invierno en la cuenca del río Aconcagua, hacia principios del otoño en la del

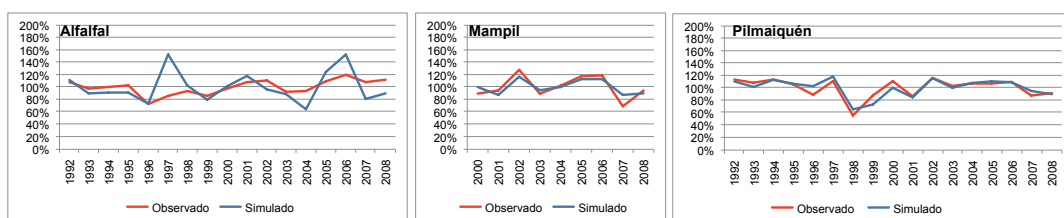
río Maule. Además, las tres cuencas más al norte tienen la menor amplitud del ciclo anual de generación modelado en el dominio de análisis, sin embargo, como se discutió antes, es probable que ello no refleje de manera precisa la realidad.

A partir de la cuenca del río Itata el mínimo de generación está claramente definido al término del verano y, a grosso modo, los máximos se desplazan de norte a sur desde el término del invierno hacia junio.

6.7.2 Variabilidad 1990 - 2008

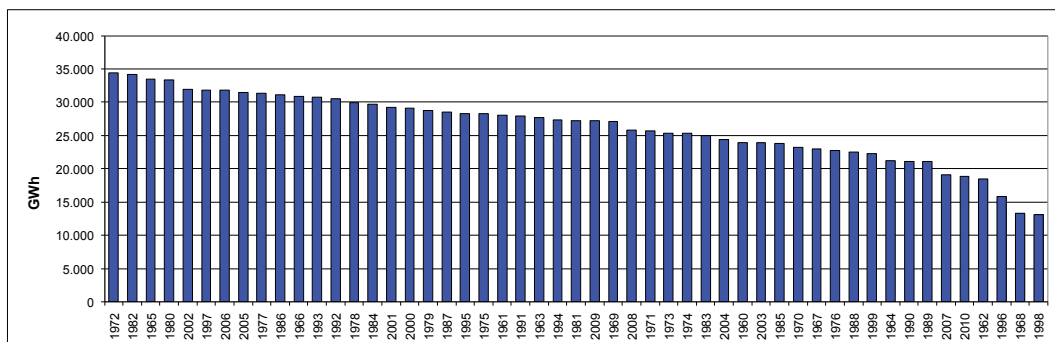
De manera similar a lo realizado para el ciclo anual, la variabilidad interanual de la generación hidroeléctrica estimada a partir de las simulaciones, se contrastó con la producción reportada por el CDEC-SIC para las centrales Alfafal, Mampil y Pilmaiquén.

Figura 71: Generación anual (año hidrológico) observada y simulada, normalizadas respecto del promedio del periodo analizado en las centrales Alfafal, Mampil y Pilmaiquén.



La variabilidad de la producción anual simulada para Pilmaiquén y Mampil contrasta bastante bien con la observada, aun cuando los mínimos simulados para los años 1998 y 2007 son menos profundos que lo observado (aproximadamente 10% superiores). Como se aprecia de la siguiente figura, 1998 habría correspondido al año de menor energía anual afluente al conjunto de centrales hidroeléctricas interconectadas al SIC en 51 años, constituyendo un caso extremo que probablemente influyó en el desempeño del modelo. 2007, por su parte, es el sexto año de menor energía afluente a las centrales del SIC.

Figura 72: Energía anual afluente (año hidrológico) al SIC de abril de 1960 a marzo de 2011, ordenada por magnitud, incluyendo las centrales ingresadas al sistema a esa fecha.



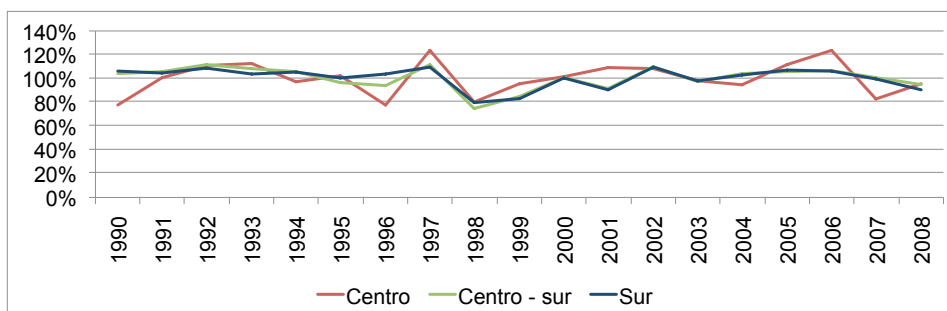
Fuente: "Fijación de precios de nudo abril de 2013 - SIC. Informe técnico definitivo". CNE, 2013.

Los máximos en la producción modelada para la central Alfafal difieren de los observados principalmente para 1997, 1998 y 2006, lo cual podría deberse a las dificultades para la simulación del régimen nival ya señaladas. Dado ello, es probable que las simulaciones para las cuencas más al norte del dominio de análisis exageren la variabilidad interanual.

Respecto de otra materia, el promedio de la energía afluente a las centrales del SIC reportado por CNE para el periodo abril de 1990 – marzo 2009, difiere en sólo 0,7% respecto del promedio del periodo abril 1960 – marzo 2011. Dado ello, las estimaciones realizadas con el promedio de todo el periodo modelado podrían estar dando cuenta de condiciones climatológicas.

La siguiente figura presenta la generación anual simulada y normalizada respecto del promedio del periodo abril 1990 – marzo 2009, en los tres sectores de agrupación de las cuencas hidrográficas. Salvo algunos años, por ejemplo 1990 y 1996, en general no se aprecia complementariedad significativa entre sectores, observándose un mínimo en 1998 común en todos ellos. Por las razones expuestas para la central Alfalfal, la mayor variabilidad (aproximadamente +/- 20%) representada para el centro puede estar sobrestimada. Por su parte, de acuerdo a lo observado para la central Pilmaiquén, el mínimo del año 1998 puede ser más profundo que el simulado para el sector sur y, probablemente, para el centro-sur.

Figura 73: Generación anual (años hidrológicos) simulada por sector, normalizada respecto del promedio (100%) del periodo modelado (abril 1990 a marzo 2009).



La siguiente tabla resume la variabilidad interanual desagregada por cuenca, donde los colores rojos señalan los mínimos y los azules los máximos. Tal como para el caso del ciclo anual, se observa un cambio en el comportamiento de las cuencas de norte a sur.

Aparte de la mayor influencia del régimen nival, el sector centro está más influenciado por los ciclos de El Niño y La Niña. Desde la cuenca del río Maule hacia el norte se aprecian mínimos en el año 1990 y 1996 que no están presentes en los otros sectores. En las cuencas de los ríos Maule, Mataquito y, en menor medida Rapel, también se observa un mínimo de producción simulada para el año 1998.

Por su parte, de la cuenca del Itata al sur la modelación simuló mínimos de producción en los años 1998 y 1999 que, en términos relativos, son bastante superiores a los mínimos simulados para el resto del periodo en esas cuencas. Sin considerar esos años extremos, la variabilidad en la mayoría de esas cuencas sería baja, dentro del rango +/- 13%.

Tabla 42: Generación anual (años hidrológicos) simulada por cuenca, normalizada al promedio (100%) del periodo modelado (abril 1990 a marzo 2009).

Cuencas	MW*	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Máx	Mín
Río Aconcagua	104	72%	78%	100%	111%	81%	81%	82%	114%	112%	92%	99%	122%	106%	103%	92%	100%	131%	106%	96%	131%	72%
Río Maipo	656	81%	94%	106%	109%	96%	104%	82%	120%	96%	92%	101%	112%	105%	101%	82%	103%	130%	91%	90%	130%	81%
Río Rapel	699	86%	96%	110%	110%	86%	102%	79%	120%	89%	102%	103%	117%	104%	103%	90%	112%	126%	83%	93%	126%	66%
Río Mataquito	727	72%	107%	117%	118%	82%	105%	73%	134%	69%	101%	95%	111%	104%	103%	96%	100%	134%	66%	96%	134%	66%
Río Maule y costeras	1.410	86%	107%	112%	113%	103%	99%	78%	123%	64%	89%	103%	89%	119%	85%	106%	113%	112%	83%	101%	123%	64%
Río Itata	768	100%	105%	108%	109%	103%	93%	80%	115%	74%	86%	101%	90%	113%	96%	107%	107%	126%	96%	97%	115%	74%
Río Bío Bio y costera	2.690	106%	105%	112%	108%	106%	87%	94%	111%	74%	84%	100%	91%	108%	87%	105%	109%	106%	101%	94%	112%	74%
Río Carapangue	56	106%	100%	107%	104%	100%	98%	96%	106%	94%	89%	100%	97%	104%	95%	102%	103%	102%	101%	87%	107%	89%
Río Lebu y costeras	115	107%	96%	110%	103%	87%	99%	96%	109%	88%	86%	101%	87%	107%	94%	104%	105%	104%	100%	93%	110%	86%
Río Imperial	406	105%	104%	109%	105%	103%	99%	100%	107%	82%	89%	100%	83%	106%	96%	103%	103%	105%	101%	82%	106%	82%
Ríos Tolén y Queule	885	105%	105%	109%	104%	104%	99%	102%	108%	79%	83%	98%	90%	111%	99%	103%	107%	107%	101%	87%	111%	79%
Río Valdivia	1.370	106%	105%	110%	103%	107%	99%	100%	112%	77%	78%	97%	87%	112%	99%	103%	109%	107%	99%	89%	112%	77%
Río Bueno	1.359	106%	103%	107%	103%	105%	99%	100%	108%	81%	82%	100%	89%	108%	87%	104%	107%	106%	99%	90%	108%	81%
Cuencas entre Bueno y Puelo	101	106%	101%	106%	96%	106%	103%	109%	107%	82%	86%	105%	83%	108%	99%	99%	106%	103%	95%	90%	108%	82%
Río Puelo	812	105%	102%	107%	109%	104%	101%	107%	108%	82%	84%	105%	80%	109%	96%	101%	109%	103%	97%	81%	109%	82%
Islas Chiloé y circundantes	63	106%	95%	107%	95%	104%	101%	111%	107%	83%	85%	108%	94%	111%	99%	98%	108%	106%	91%	82%	111%	83%
Total	12.472	87%	93%	119%	107%	103%	99%	83%	114%	78%	86%	100%	96%	109%	97%	101%	108%	111%	96%	93%	114%	78%

* "MW" es la potencia agregada de las centrales identificadas en las cuencas.



7

Síntesis del Potencial de Energías Renovables Evaluado

7 Síntesis del Potencial de Energías Renovables Evaluado

Este documento contiene una estimación de los potenciales de energía eólica, solar fotovoltaica, termoeléctrica de concentración solar e hidráulica en cauces naturales, principalmente para aplicaciones orientadas a su integración al mercado eléctrico nacional. Esto es, proyectos de capacidad instalada significativa, con la excepción de centrales hidroeléctricas donde el límite inferior se definió en 100 kW. No se han considerado proyectos orientados al autoconsumo o fotovoltaicos en zonas urbanas.

El dominio estudiado comprende las zonas cubiertas por el SING y el SIC al año 2012, incluyendo la posibilidad de conexión de proyectos distantes, aproximadamente, a 100 km de las líneas de transmisión existentes a esa fecha. Ello incluye la totalidad del territorio nacional desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé.

La metodología utilizada se basa en los resultados de modelaciones numéricas de procesos meteorológicos e hidrológicos, a los cuales se aplican restricciones territoriales, lo que en conjunto permite identificar las zonas del territorio con factibilidad de acoger tecnologías de conversión de las fuentes energéticas evaluadas. En la definición de los parámetros relacionados con las restricciones territoriales y con las características de las tecnologías, se han tomado en consideración los antecedentes de dominio público de los proyectos de inversión en energías renovables operativos, en desarrollo o evaluación en el país. La siguiente tabla resume las restricciones territoriales aplicadas en la evaluación.

Tabla 43: Restricciones territoriales usadas en la evaluación del potencial de energías renovables.

Factores	Eólico	Solar - fotovoltaico	Solar - CSP	Hidroeléctrico
Factor de planta	Inferior a 0,3	Con seguimiento: < 0,3 Fijo: < 0,24	Con almacenamiento de 7,5 horas: < 0,5	Inferior a 0,5
Altitud (msnm)	> 3.000 Reg. XV a II > 2.000 para el resto	-	-	-
Pendiente	>15°	> 10° exposición norte > 4° para el resto	> 1,8°	-
Frecuencia de viento igual o superior a 15 m/s	-	-	0,5%	-
Distancia a centros urbanos	< 1.000 m	< 500 m	< 500 m	-
Distancia a centros poblados	< 500 m	< 500 m	< 500 m	-
Distancia a ríos, esteros y cuerpos de agua	< 300 m	< 300 m	< 300 m	-
Zonas protegidas	SNASPE, santuarios de la naturaleza, y sitios bajo Convención Ramsar	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención Ramsar	SNASPE, santuarios de la naturaleza y sitios bajo Convención Ramsar	Parques nacionales y sitios bajo Convención Ramsar
Línea de costa	< 100 m	< 100 m	< 100 m	
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	< 60 m	< 60 m	< 60 m	< 60 m
Zonas agrícolas de las regiones XV a la IV	-	Existencia de zonas de esas características	Existencia de zonas de esas características	-
Zonas reservadas para proyectos eólicos por MBN	-	Existencia de zona reservada	Existencia de zona reservada	-
Densidad de potencia instalable	Entre 10 y 30 ha/MW (depende de la zona)	5 ha/MW	4 ha/MW	-
Área continua que cumple los factores o potencia mínima	50 MW	15 ha (3 MW)	200 ha (50 MW)	-

Los resultados dan cuenta del “potencial disponible”, esto es, aquella porción del dominio estudiado que no contaba con proyectos operativos al 31 de diciembre de 2012, y que cumple criterios mínimos en la producción de energía (expresados como factor de planta), los que son definidos para cada tecnología evaluada. Al menos en los casos eólico, fotovoltaico e hidroeléctrico, esos criterios indirectamente reflejan un juicio respecto del desempeño económico que probablemente deberían tener los proyectos para facilitar su competitividad. Los resultados de futuras evaluaciones probablemente diferirán de los actuales por la evolución de las tecnologías de conversión de energía, por restricciones territoriales distintas a las utilizadas en el presente análisis, o por mejoras en el conocimiento del comportamiento de las energías renovables en Chile.

En consideración al tamaño significativo de la cartera de proyectos eólicos de dominio público (sometidos al SEIA hasta fines de 2012), el potencial eólico se desagregó en el disponible en las zonas no cubiertas por dicha cartera, y en el asociado a los proyectos de la cartera. Este último fue evaluado de acuerdo a las características declaradas al SEIA por los titulares de los proyectos. No se discriminaron los proyectos de conocimiento público en la evaluación de los potenciales de energía solar e hidroeléctrico, ya sea porque la magnitud del potencial estimado torna irrelevante su diferenciación (energía solar) o por la dificultad metodológica para distinguirlos del resto del potencial (hidroeléctrico).

Los resultados obtenidos señalan un potencial muy significativo: 40.452 MW para energía eólica, 1.640.128 MW para el caso solar - PV, 552.871 MW para el caso solar - CSP y 12.472 MW para el caso hidroeléctrico.

En el Norte Grande se identifican zonas con potencialidad para más de una fuente de energía, incluyendo casos en que determinadas zonas son parte de los potenciales eólico, solar - PV y solar - CSP. Asumiendo la incompatibilidad de desarrollar más de un tipo de proyecto sobre el mismo territorio, se evaluó el potencial total sin superposición entre energías renovables. Ello con la finalidad de contar con una estimación del potencial para el conjunto de las fuentes de energía analizadas que no se traduzca en una doble contabilidad de zonas de elevado potencial. Las áreas cubiertas por el potencial disponible eólico y por la cartera de proyectos eólicos de dominio público se consideraron restrictivas para el desarrollo solar - CSP, y esas áreas más las vinculadas al potencial CSP como restricciones al desarrollo PV.

La tabla 44 y la figura 74 resumen los resultados obtenidos en ese análisis. Por su parte, la figura 75 muestra la localización de las zonas con potencial disponible eólico, solar - CSP y solar - PV (sin superposición), así como las centrales hidroeléctricas identificadas de acuerdo a su rango de tamaño. Esta figura incluye la totalidad de los proyectos eólicos sometidos al SEIA hasta el 31 de diciembre de 2012, independientemente del valor estimado para su factor de planta.

Como se desprende de los resultados obtenidos, Chile tiene zonas donde las energías renovables presentan condiciones privilegiadas, y su gran potencial supera con creces el crecimiento de la demanda eléctrica nacional proyectado para las próximas décadas. El aprovechamiento de una fracción significativa de ese potencial plantea interesantes desafíos. Entre ellos están los relacionados con la expansión de los sistemas de transmisión y con el manejo de la variabilidad de la producción renovable.

Tabla 44: Potencial disponible de energías renovables sin superposición entre fuentes de energía, incluyendo la cartera de proyectos eólicos con factor de planta estimado superior o igual a 0,3.

Región o zona	Potencial disponible								Cartera de proyectos eólicos		Total (MW)
	CSP		PV con seguimiento (1 eje)		Hidroeléctrico		Eólico		(MW)	f.p.	
	(MW)	f.p.	(MW)	f.p.	(MW)	f.p.	(MW)	f.p.			
De Arica y Parinacota	6.311	0,51	36.647	0,32							42.958
De Tarapacá	136.085	0,51	168.098	0,32							304.182
De Antofagasta (sin Taltal)	390.476	0,53	883.651	0,33			2.622	0,32	240	0,37	1.276.988
Taltal (interior)							11.479	0,36	99	0,41	11.578
De Atacama	15.607	0,51	171.707	0,34			86	0,34	533	0,34	187.933
De Coquimbo			3.240	0,31			389	0,36	777	0,35	4.406
De Valparaíso			64	0,30	104	0,75					168
Metropolitana de Santiago					840	0,65					840
Del L. B. O'Higgins					722	0,61	75	0,34			798
Del Maule					2.127	0,55					2.127
Del Biobío					3.152	0,62	4.581	0,33	419	0,32	8.152
De La Araucanía					1.828	0,66	1.933	0,33	407	0,38	4.169
De Los Ríos					2.610	0,67	2.863	0,35	51	0,39	5.524
De Los Lagos (sin Chiloé)					1.025	0,64	3.770	0,36			4.795
Isla Grande de Chiloé					63	0,66	9.678	0,34	428	0,39	10.169
Total	548.478	0,52	1.263.407	0,33	12.472	0,63	37.477	0,34	2.975	0,36	1.864.809

Figura 74: Potencial disponible de energías renovables sin superposición por región administrativa, incluyendo la cartera de proyectos eólicos con f.p. estimado superior o igual a 0,3.

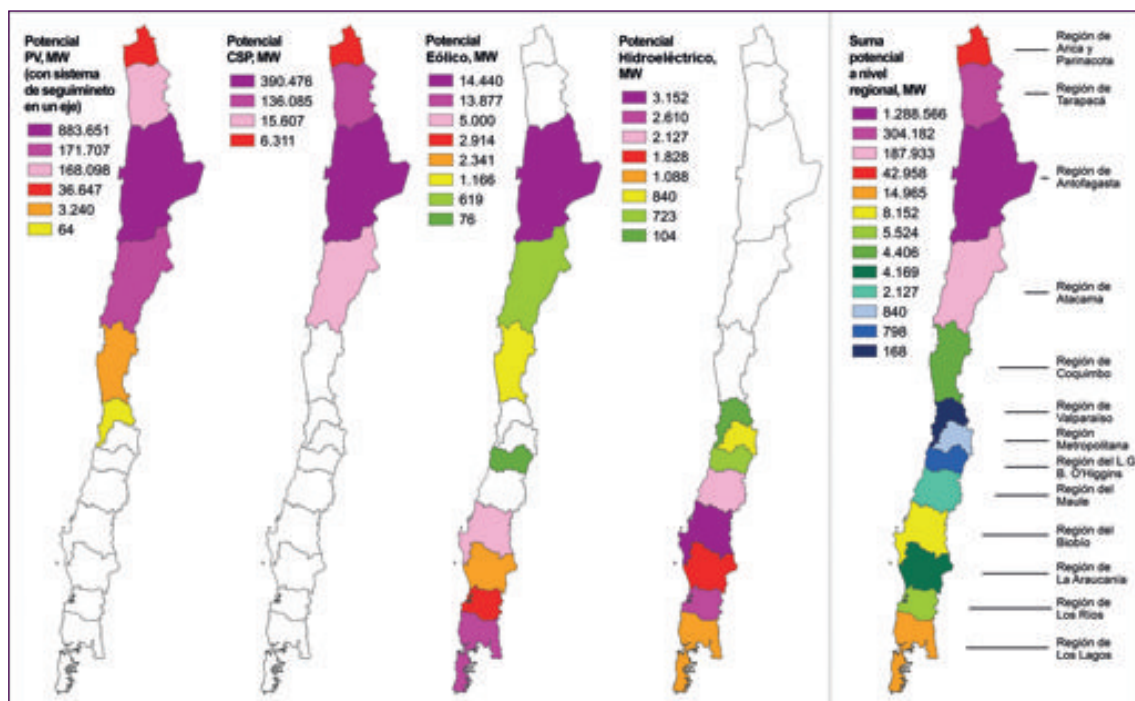
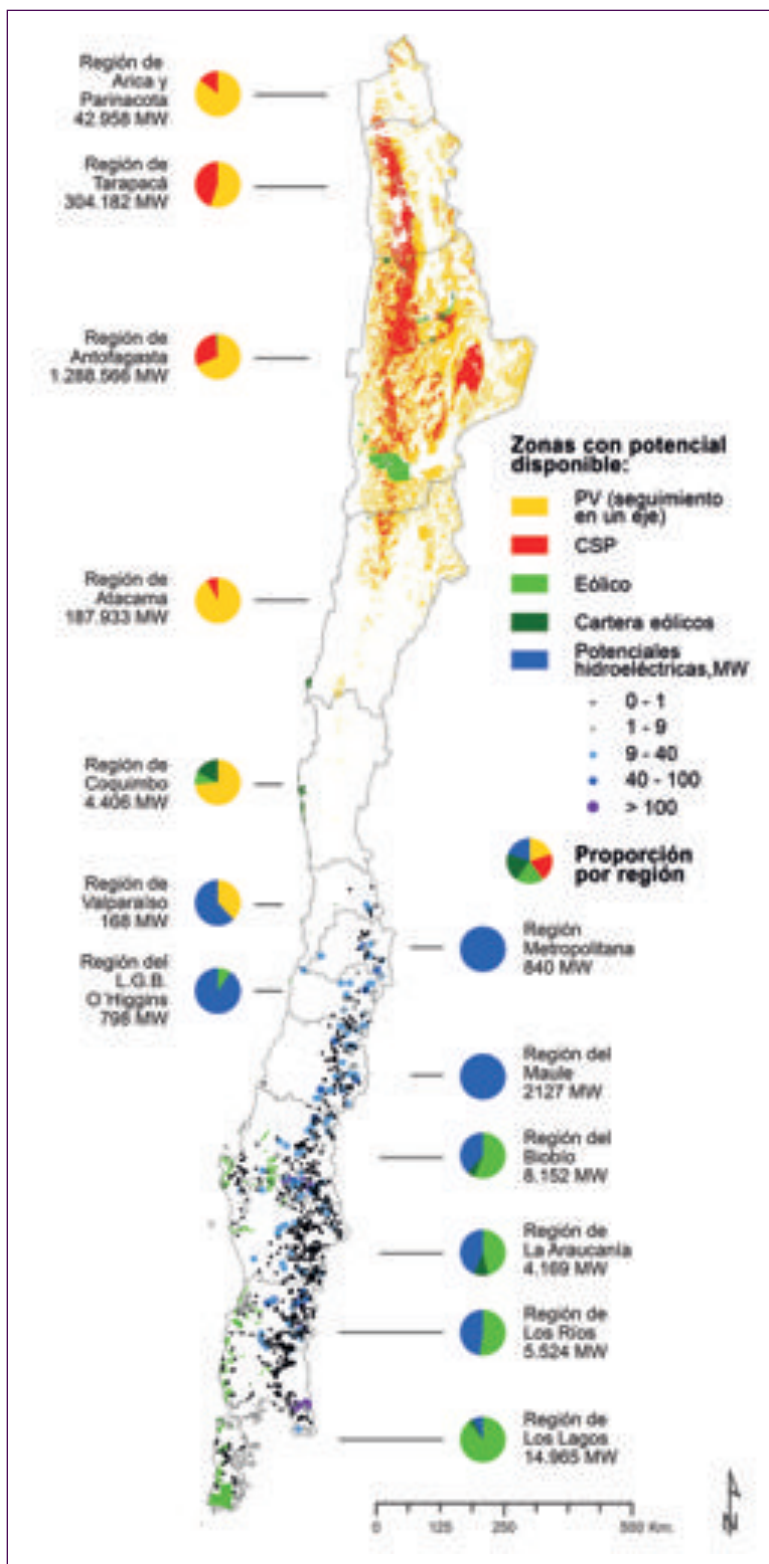


Figura 75: Potencial disponible de energías renovables sin superposición.



Con la excepción de la costa de la Región de Coquimbo y del valle central entre las regiones del Biobío y de la Araucanía, las zonas con mayor potencial eólico y de mayor concentración de potenciales centrales hidroeléctricas se encuentran relativamente alejadas del sistema de transmisión troncal del SIC. Sin embargo, dada la magnitud y niveles de producción del potencial eólico, y de la posibilidad que líneas de transmisión presten servicio a agregaciones de centrales hidroeléctricas, es probable que la inversión asociada al desarrollo de la infraestructura de transmisión que permita evacuar la energía al sistema troncal no sea un elemento que atente a la viabilidad económica de un desarrollo significativo de los proyectos en esas zonas. Sin embargo, plantea retos logísticos y regulatorios, por nombrar algunos.

Lo mismo se plantea para la expansión de los sistemas troncales, debido a la concentración del potencial solar y eólico en el Norte Grande, del eólico en el área costera de la Zona Sur, y del hidroeléctrico en la precordillera y cordillera de la Zona Sur. Más aún considerando que el desarrollo conjunto de zonas con distintos regímenes de producción debería ser beneficioso, al menos, para la suficiencia de los sistemas eléctricos. A modo de ejemplo, se ha estimado una variabilidad interanual de +/- 20% para la producción eólica de zonas individuales, la que se reduciría a +/- 6% si se consideran distintos regímenes de viento factibles de integrar al SIC, y a sólo +/- 2% si además pudiesen integrarse otros regímenes de viento presentes en la Región de Antofagasta, lo cual dependerá de una eventual interconexión entre el SIC y el SING y de sus características. Por su parte, la variabilidad interanual para la producción solar se ha estimado en +/- 2%. Estos valores contrastan con la variabilidad hidroeléctrica, estimada en +/- 30% para algunas cuencas evaluadas y entre +14% y -22% para el conjunto de las cuencas.

En ese sentido, aun cuando existe amplia experiencia nacional en el manejo de la variabilidad hidrológica estacional e interanual, la variabilidad diaria y horaria inherente a la producción eólica y solar - PV plantea nuevos desafío para la gestión de los sistemas eléctricos, dando lugar en la actualidad a diversas visiones respecto del impacto que pudiese tener sobre la seguridad y los costos operacionales de los sistemas eléctricos.

La forma en que se enfrenten los desafíos señalados condicionará los plazos de desarrollo y la fracción del potencial de energía renovable factible de aprovechar.

Finalmente, es necesario tener presente que la evaluación aquí desarrollada no pretende representar el potencial económico de las fuentes de energía evaluadas, y no debe interpretarse que zonas distintas a las aquí identificadas no permiten desarrollar proyectos técnica y económicamente factibles. Junto a la incertidumbre asociada a una evaluación indirecta mediante herramientas de modelación como la realizada, el análisis no consideró la competencia que puede existir por el uso del territorio con otras actividades económicas, y el impacto que ello puede tener en la factibilidad de los proyectos de energías renovables. En contrapartida, tampoco consideró los precios de la energía observados en lo que va de la presente década, ni su comportamiento en las distintas zonas que componen los sistemas eléctricos, ni otras consideraciones comerciales asociadas a los diferentes modelos de negocios bajo los cuales se puedan emprender los proyectos; todos aspectos que podrían viabilizar proyectos de menor producción de energía que el mínimo aquí definido para las tecnologías seleccionadas.

Anexos

Anexo 1: Estaciones de prospección eólica y solar

Tabla 45: Estaciones de prospección de MINENERGIA/GIZ.

Eólica						
Nombre	Inicio de registro	Término de registros	Latitud	Longitud	Altitud msnm	Parámetros medidos
a1.1	28-07-2009	05-06-2010	21,43°S	69,7°O	797	D10, V20, V10, T°, HR
a2	24-07-2009	14-12-2012	21,48°S	69,73°O	888	D10, V20, V10, T°, HR
a3.1	27-07-2009	09-06-2010	21,43°S	69,94°O	718,9	D10, V20, V10, T°, HR
a6	29-07-2009	08-06-2010	21,16°S	70,03°O	749,6	P, D10, V20, V10, T°, HR
a7	25-07-2009	14-12-2012	21,45°S	69,78°O	826	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
b2.1	04-07-2009	En operación	22,92°S	69,04°O	2.300,7	D10, V20, V10, T°, HR
b2.1a	13-06-2010	En operación	22,92°S	69,01°O	2.341,3	D10, V20, V10, T°, HR
b2.1b	12-06-2010	En operación	22,89°S	69,01°O	2.350	P, D10, V20, V10, T°, HR
b3.1	03-07-2009	En operación	22,93°S	69,13°O	2.080	P, D10, V20, V10, T°, HR
b3.1a	14-06-2010	En operación	22,94°S	69,17°O	1.825	D10, V20, V10, T°, HR
b4	30-06-2009	14-06-2010	22,06°S	68,59°O	3.047,2	D10, V20, V10, T°, HR
b4.1	27-06-2009	En operación	22,15°S	68,64°O	2.847,9	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
b4.2	21-06-2009	En operación	22,25°S	68,64°O	2.694	P, D10, V20, V10, T°, HR
b5.1	02-07-2009	En operación	22,5°S	69,04°O	2.104	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
b6.1	01-07-2009	En operación	22,5°S	69,21°O	1.716	D10, V20, V10, T°, HR
b8	16-01-2013	En operación	22,54°S	69,08°O	2.149	D10, V20, V10, T°, HR
c1.1	24-06-2010	13-12-2012	23,72°S	70,17°O	617	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
c7.1	30-07-2009	18-11-2012	23,76°S	69,93°O	647	P, D10, V20, V10, T°, HR
c8	05-07-2009	22-06-2010	23,45°S	70,14°O	773	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
e1	19-12-2012	En operación	23,89°S	67,43°O	4.320	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
e2	20-12-2012	En operación	23,66°S	67,36°O	4.463	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
d1	12-07-2009	En operación	25°S	69,81°O	2.269	P, D10, V20, V10, T°, HR
d2	09-07-2009	En operación	25,1°S	69,96°O	1.963	D10, V20, V10, T°, HR
d4	14-07-2009	En operación	25,09°S	69,65°O	2.550	D10, V20, V10, T°, HR
d5	10-07-2009	18-01-2013	25,07°S	69,84°O	2.176	P, D, V20, V10, T°, HR, GHI
d5a	20-06-2010	En operación	25,02°S	69,88°O	1.975	D10, V20, V10, T°, HR
d5b	19-06-2010	En operación	24,98°S	69,86°O	2.113	D10, V20, V10, T°, HR
d6	16-07-2009	16-06-2010	25,18°S	69,57°O	2.484	D10, V20, V10, T°, HR
d8	20-01-2013	En operación	24,98°S	70,13°O	2.187	D10, V20, V10, T°, HR
d9	11-07-2009	En operación	24,98°S	70°O	2.103	D10, V20, V10, T°, HR
d10	18-01-2013	En operación	24,93°S	69,9°O	2.085	D10, V20, V10, T°, HR
Loma del Hueso	28-09-2006	En operación	28,91°S	71,45°O	187	D20, V20, V10
Lengua de Vaca	26-09-2006	En operación	30,25°S	71,63°O	53	D20, V20, V10
Calama Norte 80m	21-02-2011	27-12-2012	22,25°S	68,64°O	2.698	V80, V60, V40, V20, V10, P, GHI, T°, HR, D80, D40, D10
Calama Oeste 80m	21-02-2011	27-12-2012	22,5°S	69,04°O	2.113	V80, V60, V40, V20, V10, P, GHI, T°, HR, D80, D40, D10
Sierra Gorda Este 80m	21-02-2011	27-12-2012	22,91°S	69,03°O	2.299	V80, V60, V40, V20, V10, P, GHI, T°, HR, D80, D40, D10
Sierra Gorda 80m	20-02-2010	31-12-2011	22,93°S	69,13°O	2.069	V80, V60, V40, V20, V10, P, T°, HR, D60, D10
Armazones 60m	07-10-2010	08-08-2012	24,65°S	70,24°O	2.588	V60, V40, V20, V10, P, T°, HR, D58, D18
Taltal 80m	21-02-2010	31-12-2011	25,07°S	69,85°O	2.113	V80, V60, V40, V20, V10, P, T°, HR, D58, D10

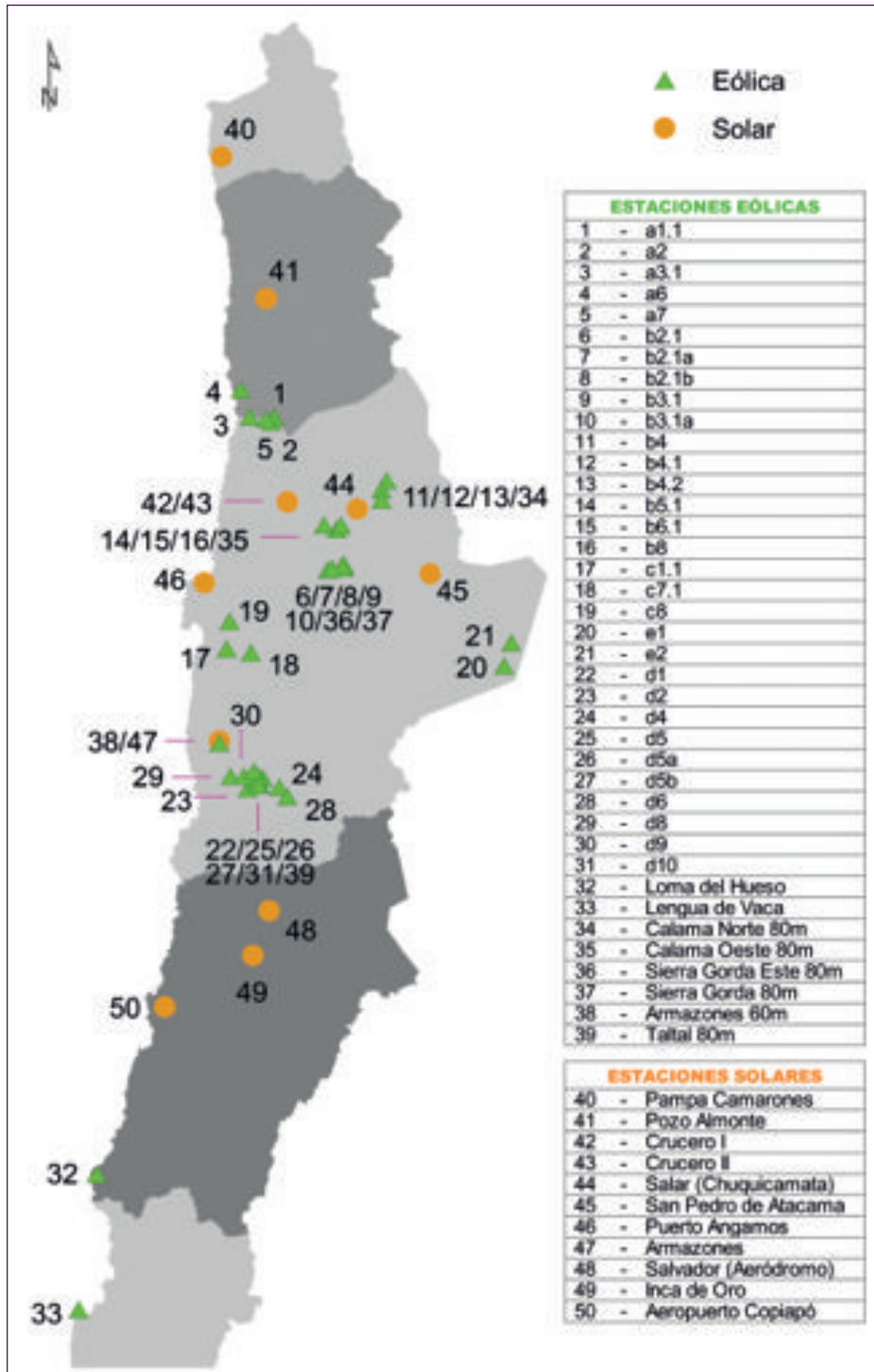
Continúa en la página siguiente..

Solar						
Nombre	Inicio de registro	Término de registros	Latitud	Longitud	Altitud msnm	Parámetros medidos
Pozo Almonte	01-08-2008	En operación	20,26°S	69,78°O	1.024	V5, GHI, RGS, RDS, T°, HR
Crucero I	28-08-2009	En operación	22,27°S	69,57°O	1.176	V5.5, GHI, RGS, RDS, T°, HR
Crucero II	17-08-2012	En operación	22,27°S	69,57°O	1.176	V6, V12, D12, GHI, DNI, DHI, T°, HR
Salar (Chuquicamata)	20-05-2010	01-01-2013	22,34°S	68,88°O	2.407	V4, GHI, RGS, RDS, T°, HR
San Pedro de Atacama	15-05-2009	En operación	22,98°S	68,16°O	2.390	V4, GHI, RGS, RDS, T°, HR
Puerto Angamos	16-05-2010	En operación	23,07°S	70,39°O	24,07	V7, GHI, RGS, RDS, T°, HR
Armazones	30-10-2010	En operación	24,63°S	70,24°O	2.581	V4, GHI, RGS, RDS, T°, HR
Salvador (Aeródromo)	09-08-2010	En operación	26,31°S	69,75°O	1.617	V4, GHI, RGS, RDS, T°, HR
Inca de Oro	25-03-2010	En operación	26,75°S	69,91°O	1.541	V5.9, GHI, RGS, RDS, T°, HR
Aeropuerto Copiapó	23-02-2013	En operación	27,26°S	70,78°O	210	V5.9, GHI, RGS, RDS, T°, HR

- Vx: Magnitud de viento medida a x m sobre la superficie.
 Dx: Dirección de viento medida a x m sobre la superficie.
 P: Presión atmosférica.
 T°: Temperatura ambiental.
 HR: Humedad relativa.
 GHI: Radiación solar global horizontal.
 RGS: Radiación solar global sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste.
 RDS: Radiación solar difusa sobre un plano horizontal con seguimiento solar este-oeste.
 DNI: Radiación solar normal directa.
 DHI: Radiación solar difusa horizontal.

Los registros meteorológicos de estas estaciones están disponibles en www.minenergia.cl.

Figura 76: Localización de las estaciones de prospección de MINENERGIA/GIZ.



Anexo 2: Áreas protegidas consideradas en la evaluación**Tabla 46:** SNASPE, Monumentos naturales.

Nombre	Superficie (ha)	Norma que lo define	Región
Salar de Surire	11.298	DS N° 29/1983, Ministerio de Agricultura	De Arica y Parinacota
La Portada	31	DS N° 51/1990, Ministerio de Agricultura	De Antofagasta
Pichasca	128	DS N° 123/1985, Ministerio de Agricultura	De Coquimbo
Isla de Cachagua	5	DS N° 89/1989, Ministerio de Agricultura	De Valparaíso
Contulmo	82	DS N° 160/1982, Ministerio de Tierras y Colonización	De la Araucanía
Cerro Ñielol	90	DS N° 617/1987, Ministerio de Tierras y Colonización	De la Araucanía
Islotes de Puñihuil	9	DS N° 130/1999, Ministerio de Bienes Nacionales	De los Lagos
Lahuen Nadi	200	DS N° 14/2000, Ministerio de Bienes Nacionales	De los Lagos
Cinco Hermanas	228	DS N° 160/1982, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Dos Lagunas	181	DS N° 160/1982, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Los Pinguinos	97	DS N° 160/1982, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
Cueva del Milodón	189	DS N° 359/1993, Ministerio de Educación	De Magallanes y la Antártica Chilena
Laguna de Los Cisnes	25	DS N° 160/1982, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
El Morado	3.009	DS N° 2.581/1994, Ministerio de Bienes Nacionales	Metropolitana de Santiago
Quebrada Cardones	11.325	DS N° 64/2009, Ministerio de Bienes Nacionales	De Arica y Parinacota

Tabla 47: SNASPE, Parques nacionales.

Nombre	Superficie (ha)	Norma que lo define	Región(es)
Lauca	137.883	DS N° 270/1970, Ministerio de Agricultura	De Arica y Parinacota
Volcan Isluga	174.744	DS N° 4/1967, Ministerio de Agricultura	De Tarapacá
Llullaillaco	268.671	DS N° 856/1995, Ministerio de Bienes Nacionales	De Antofagasta
Llanos de Challe	45.708	DS N° 946/1994, Ministerio de Bienes Nacionales	De Atacama
Nevado Tres Cruces	59.082	DS N° 947/1994, Ministerio de Bienes Nacionales	De Atacama
Pan de Azúcar	43.754	DS N° 527/1985, Ministerio de Bienes Nacionales	De Antofagasta - De Atacama
Bosque Fray Jorge	9.959	DS N° 399/1941, Ministerio de Tierras y Colonización	De Coquimbo
La Campana	8.000	Ley N 16.699/1967	De Valparaíso
Las Palmas de Cocalan	3.709	Ley N 17699/1972	Del Libertador General Bernardo O'Higgins
Laguna del Laja	11.600	DS N° 652/1958, Ministerio de Agricultura	Del Biobío
Conguillio	60.832	DS N° 1.117/1950, Ministerio de Tierras y Colonización	De la Araucanía
Huerquehue	12.500	DS N° 347/1967, Ministerio de Agricultura	De la Araucanía
Nahuelbuta	6.832	DS N° 15/1939, Ministerio de Tierras y Colonización	Del Biobío - De la Araucanía
Villarrica	61.000	DS N° 2.236/1940, Ministerio de Tierras y Colonización	De Los Ríos - De la Araucanía
Tolhuaca	6.374	DS N° 2.489/1935, Ministerio de Tierras y Colonización	De la Araucanía
Alerce Andino	39.255	DS N° 735/1982, Ministerio de Bienes Nacionales	De los Lagos
Corcovado	293.986	DS N° 2/2005, Ministerio de Agricultura	De los Lagos
Chiloé	42.567	DS N° 734/1982, Ministerio de Bienes Nacionales	De los Lagos
Hornopiren	48.232	DS N° 884/1988, Ministerio de Bienes Nacionales	De los Lagos
Puyehue	107.000	DS N° 374/1941, Ministerio de Tierras y Colonización	De Los Ríos - De los Lagos
Vicente Perez Rosales	253.780	DS N° 552/1926, Ministerio de Tierras y Colonización	De los Lagos
Valdivia	9.727	DS N° 47/1983, Ministerio de Agricultura	De Los Ríos
Alerce Costero	2.308	DS N° 19/1987, Ministerio de Bienes Nacionales	De Los Ríos
Laguna San Rafael	1.742.000	DS N° 475/1959, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Isla Magdalena	157.616	DS N° 301/1983, Ministerio de Bienes Nacionales	De Aysén
Isla Guamblin	10.625	DS N° 321/1967, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Queulat	154.093	DS N° 640/1983, Ministerio de Bienes Nacionales	De Aysén
Alberto de Agostini	1.460.000	DS N° 80/1965, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
Bernardo O'Higgins	3.525.901	DS N° 264/1969, Ministerio de Agricultura	De Aysén - De Magallanes y la Antártica Chilena
Cabo de Hornos	63.093	DS N° 995/1945, Ministerio de Tierras y Colonización	De Magallanes y la Antártica Chilena
Pali Aike	5.030	DS N° 378/1970, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
Torres del Paine	181.414	DS N° 383/1959, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
Radal Siete Tazas	4.138	DS N° 15/2008, Ministerio de Bienes Nacionales	Del Maule
Morro Moreno	7.313	DS N° 5/2010, Ministerio de Bienes Nacionales	De Antofagasta
Salar de Huasco	110.962	DS N° 7/2010, Ministerio de Bienes Nacionales	De Tarapacá

Tabla 48: SNASPE, Reservas nacionales.

Nombre	Superficie (ha)	Norma que lo define	Región(es)
Las Vicuñas	209.131	DS N° 29/1983, Ministerio de Agricultura	De Arica y Parinacota
Pampa del Tamarugal	100.650	DS N° 207/1987, Ministerio de Agricultura	De Tarapacá
La Chimba	2.583	DS N° 71/1988, Ministerio de Agricultura	De Antofagasta
Los Flamencos	73.987	DS N° 50/1990, Ministerio de Agricultura	De Antofagasta
Pinguino de Humboldt	859	DS N° 4/1990, Ministerios de Agricultura, Bienes Nacionales y Minería	De Atacama - De Coquimbo
Las Chinchillas	4.229	DS N° 153/1983, Ministerio de Agricultura	De Coquimbo
El Yali	520	DS N° 41/1996, Ministerio de Agricultura	De Valparaíso
Lago Peñuelas	9.094	DS N° 133/1989, Ministerio de Agricultura	De Valparaíso
Río Blanco	10.175	DS N° 2.499/1932, Ministerio de Tierras y Colonización	De Valparaíso
Río Los Cipreses	36.882	DS N° 127/1985, Ministerio de Agricultura	Del Libertador General Bernardo O'Higgins
Roblería Cobre de Loncha	5.870	DS N° 62/1996, Ministerio de Agricultura	Metropolitana de Santiago
Altos de Lircay	12.163	DS N° 59/1996, Ministerio de Agricultura	Del Maule
Federico Albert	145	DS N° 257/1981, Ministerio de Bienes Nacionales	Del Maule
Laguna Torca	604	DS N° 128/1985, Ministerio de Agricultura	Del Maule
Bellotos del Melado	417	DS N° 18/1995, Ministerio de Agricultura	Del Maule
Los Queules	147	DS N° 12/1995, Ministerio de Agricultura	Del Maule
Los Ruiles	45	DS N° 94/1982, Ministerio de Agricultura	Del Maule
Isla Mocha	2.369	DS N° 70/1988, Ministerio de Agricultura	Del Biobío
Los Huemules de Niblinto	2.021	DS N° 32/1999, Ministerio de Agricultura	Del Biobío
Ñuble	55.948	DS N° 384/1978, Ministerio de Agricultura	Del Biobío
Ralco	12.421	DS N° 429/1987, Ministerio de Bienes Nacionales	Del Biobío
Alto Bío - Bío	35.000	DS N° 1.935/1912, Ministerio de Interior	De la Araucanía
China Muerta	9.887	DS N° 330/1968, Ministerio de Agricultura	De la Araucanía
Malalcahuello	13.730	DS N° 1.670/1931, Ministerio de la Propiedad Austral	De la Araucanía
Malleco	16.625	DS N° 1.540/1970, Ministerio de Industrias y Obras Públicas	De la Araucanía
Nalcas	13.775	DS N° 604/1967, Ministerio de Agricultura	De la Araucanía
Villarrica	60.005	DS N° 1.722/1912, Ministerio de Tierras y Colonización	De la Araucanía
Futaleufú	12.065	DS N° 602/1998, Ministerio de Agricultura	De los Lagos
Llanquihue	33.972	DS N° 735/1982, Ministerio de Bienes Nacionales	De los Lagos
Mocho-Choshuenco	7.537	DS N° 55/1994, Ministerio de Agricultura	De Los Ríos
Cerro Castillo	179.550	DS N° 201/1970, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Katalalixar	674.500	DS N° 780/1983, Ministerio de Bienes Nacionales	De Aysén
Lago Rosselot	12.725	DS N° 640/1983, Ministerio de Bienes Nacionales	De Aysén
Lago Las Torres	16.516	DS N° 632/1982, Ministerio de Bienes Nacionales	De Aysén

Continúa en la página siguiente..

Nombre	Superficie (ha)	Norma que lo define	Región(es)
Lago Jeinimeni	161.100	DS N° 219/1998, Ministerio de Bienes Nacionales	De Aysén
Lago Cochrane	8.361	DS N° 327/1967, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Lago Carlota	18.060	DS N° 391/1965, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Lago Palena	49.415	DS N° 159/1965, Ministerio de Agricultura	De los Lagos - De Aysén
Las Guaitecas	1.097.975	DS N° 2.612/1938, Ministerio de Tierras y Colonización	De Aysén
Coyhaique	2.150	DS N° 1.155/1948, Ministerio de Tierras y Colonización	De Aysén
Río Simpson	41.621	DS N° 1.060/1999, Ministerio de Bienes Nacionales	De Aysén
Trapananda	2.305	DS N° 357/1992, Ministerio de Agricultura	De Aysén
Alacalufes	2.313.875	DS N° 263/1969, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
Laguna Parrillar	18.814	DS N° 245/1977, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
Magallanes	13.500	DS N° 1.093/1932, Ministerio de Agricultura	De Magallanes y la Antártica Chilena
Río Clarillo	10.185	DS N° 19/1982, Ministerio de Agricultura	Metropolitana de Santiago
Radal Siete Tazas	1.009	DS N° 89/1996, Ministerio de Bienes Nacionales	Del Maule
Altos de Pemehue	18.855	DS N° 80/2009, Ministerio de Bienes Nacionales	Del Biobío
Fundo Nonguén	3.055	DS N° 132/2009, Ministerio de Bienes Nacionales	Del Biobío

Tabla 49: Santuarios de la naturaleza.

Nombre	Superficie (ha)	Norma que lo define	Región(es)
Acantilados Federico Santa María	295,5	Decreto Exento N° 699/2006, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Altos de Cantillana	2.743	Decreto N° 517/2009, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Bosque de Calabacillo de Navidad	11,11	Decreto N° 18/2012, Ministerio del Medio Ambiente	Del Libertador Bernardo O'Higgins
Bosque Fósil Punta de Pelluco	4	Decreto N° 48/1978, Ministerio de Educación	De Los Lagos
Bosque Las Petras de Quintero	42	Decreto N° 278/1993, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Campo Dunar de la Punta de Concón	19,55	Decreto N° 132/2013, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Capilla de Mármol	50	Decreto Exento N° 281/1994, Ministerio de Educación	De Aysén
Cascada de Las Ánimas	3.600	Decreto Exento N° 480/1995, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Cerro Dragón	337,5	Decreto Exento N° 419/2005, Ministerio de Educación	De Tarapacá
Cerro El Roble	996,1	Decreto Exento N° 229/2000, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Estero de Quitralco	17.600	Decreto Exento N° 600/1996, Ministerio de Educación	De Aysén
Yerba Loca	39.029	Decreto N° 937/1973, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Granito Orbicular	2,3	Decreto Exento N° 77/1981, Ministerio de Educación	De Atacama
Horcón de Piedra	1.968,3	Decreto N° 28/2011, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Los Huemules del Niblinto	7.852,2	Decreto Exento N° 1.014/1998, Ministerio de Educación	Del Biobío
Humedal de Reloca	394	Decreto Exento N° 1.613/2005, Ministerio de Educación	Del Maule
Humedal de la desembocadura del Río Lluta	30,64	Decreto N° 106/2009, Ministerio de Educación	De Arica y Parinacota
Isla de Cachagua	12,4	Decreto N° 2/1979, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Peñón de Peñablanca	3,7	Decreto N° 772/1982, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Islote Pájaros Niños	4,5	Decreto N° 622/1978, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Laguna Conchalí	50,9	Decreto Exento N° 41/2000, Ministerio de Educación	De Coquimbo
Laguna El Peral	46,4	Decreto N° 631/1975, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Lobería de Cobquecura	250	Decreto N° 544/1992, Ministerio de Educación	Del Biobío
Palmar El Salto	328	Decreto N° 805/1998, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Parque Pumalín	288.689	Decreto Exento N° 1.137/2005, Ministerio de Educación	De Los Lagos
Península de Hualpén	2.622,4	Decreto N° 556/1976, Ministerio de Educación	Del Biobío
Alerzares Potrero de Anay	18.852,4	Decreto N° 835/1976, Ministerio de Educación	De Los Lagos
Alto Huemul	35.000	Decreto Exento N° 572/1996, Ministerio de Educación	Del Libertador Bernardo O'Higgins y Del Maule
El Morrillo	1.100	Decreto Exento N° 879/2005, Ministerio de Educación	Del Maule

Continúa en la página siguiente..

Nombre	Superficie (ha)	Norma que lo define	Región(es)
Los Nogales	11.025	Decreto N° 726/1973, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Quebrada Chacarilla	16.069,7	Decreto Exento N° 664/2004, Ministerio de Educación	De Tarapacá
Río Cruces y Chorocoma	4.877	Decreto N° 2.734/1981, Ministerio de Educación	De Los Ríos
Roca Oceánica	0,8	Decreto N° 481/1990, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Rocas de Constitución	108,4	Decreto Exento N° 1.029/2007, Ministerio de Educación	Del Maule
Salar de Huasco	9.950	Decreto Exento N° 561/2005, Ministerio de Educación	De Tarapacá
San Francisco de Lagunillas y Quillayal	13.426	Decreto N° 775/2008, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Serranía el Ciprés	1.114,8	Decreto Exento N° 698/2006, Ministerio de Educación	De Valparaíso
Las Torcazas de Pirque	827	Decreto Exento N° 1.977/2007, Ministerio de Educación	Metropolitana de Santiago
Valle de la Luna	13.200	Decreto N° 37/1982, Ministerio de Educación	De Antofagasta

Tabla 50: Sitios bajo Convención de RAMSAR.

Nombre	Superficie (ha)	Norma que lo define	Región
Salar del Huasco	6.000	DL N° 3.485/1996	De Tarapacá
Salar de Surire	15.858	DL N° 3.485/1996	De Arica y Parinacota
Río Cruces	4.877	DL N° 3.485/1981	De Los Ríos
Humedal El Yali	520	DL N° 3.485/1996	De Valparaíso
Laguna Santa Rosa	47.035	DL N° 3.485/1996	De Atacama
Laguna del Negro Francisco	15.425	DL N° 3.485/1996	De Atacama
Salar de Tara	5.443	DL N° 3.485/1996	De Antofagasta
Sistema Hidrológico de Soncor	5.016	DL N° 3.485/1996	De Antofagasta
Bahía Lomas	58.946	DL N° 3.485/2004	De Magallanes y la Antártica Chilena
Aguas Calientes IV	15.529	DL N° 3.485/2009	De Antofagasta
Pujsa	17.397	DL N° 3.485/2009	De Antofagasta
Laguna Conchalí	34	DL N° 3.485/2004	De Coquimbo
Juncal	13.796	DL N° 3.485/2010	De Valparaíso

Ministerio de Energía

Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13
Santiago, Chile
www.minenergia.cl

**Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Federico Froebel 1776, Providencia
Santiago, Chile
www.giz.de