



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

**ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN PARA PEQUEÑOS MEDIOS DE
GENERACIÓN EN SISTEMAS INTERCONECTADOS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

GERARDO ANDRÉS VIEYRA REYES

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2008

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: GERARDO VIEYRA REYES
FECHA: 23/12/2007
PROF. GUIA: Sr. LUIS VARGAS DÍAZ

“ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN PARA PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN EN SISTEMAS INTERCONECTADOS”

El objetivo principal de este trabajo es identificar la mejor alternativa de comercialización para un pequeño medio de generación en sistemas interconectados, tomando en cuenta distintos factores tales como los cambios legislativos, distintos tipos de tecnologías y la ubicación geográfica del pequeño medio de generación.

Es conocido por todos que la actividad del ser humano ha ido continuamente mermando la situación medio ambiental, siendo nuestro país no es ajeno a esta realidad mundial. Se suma a lo anterior la gran dependencia energética que nuestro país posee, ha motivado el aprovechamiento de otro tipo de fuentes energéticas que no se utilizan en la actualidad, en particular, las energías renovables no convencionales, provenientes de recursos que son capaz de regenerarse de forma natural y que no se agotan a escala humana, en la forma de pequeños medios de generación que corresponden a centrales de menos de 20 MW sincronizadas al sistema. Para efectos de este trabajo, se consideran centrales cuyos excedentes de potencia son de 9 MW.

Debido a la naturaleza reciente de estos hechos hay aspectos, como la comercialización tanto de potencia como de energía, que no se encuentran claros en la actualidad, por lo que este trabajo pretende dar respuesta a esta inquietud. Para ello se estudian las siguientes tecnologías renovables no convencionales: energía eólica, energía solar comprimida térmica, energía solar comprimida stirling y energía hidráulica en pequeña escala.

Se identifican cuatro alternativas de comercialización, las cuales son venta a precio estabilizado, mercado spot, venta a distribuidora mediante licitación de contrato y contrato bilateral con un cliente libre. Luego, estas alternativas son comparadas entre si para distintas zonas del Sistema Interconectado Central, tomando en cuenta la ubicación geográfica de la central.

Se concluye que, en la mayor parte del Sistema Interconectado Central, la alternativa mas conveniente es mediante precio estabilizado aunque, realizando un análisis de sensibilidad, la alternativa en algunos casos varía. De forma adicional se concluye que los cambios legislativos, en particular, la exención de pago de peaje troncal por parte de los PMG no dejan claro el incentivo para el desarrollo de este tipo de centrales, ya que la metodología de cálculo de peajes todavía se encuentra en desarrollo en la actualidad. Por lo tanto, son necesario más incentivos para lograr promover este tipo de centrales, las que tienen un gran futuro, tomando en cuenta la disponibilidad de recursos que hay en nuestro país.

A mi madre y a la memoria de mi padre.

Agradecimientos

Quisiera partir agradeciendo a mi familia, en especial a mi madre, Cecilia y mis abuelos Carlos y Armandina, ya que sin ellos llegar hasta este punto no habría sido posible. Gracias por los momentos de apoyo, la confianza que han depositado en mí y la ayuda que me han brindado sobre todo en este último tiempo.

Dentro del ambiente académico, quiera agradecer a mi profesor guía, Luis Vargas, por haberme dado la oportunidad de haber trabajado con él. También quisiera agradecer al profesor Rodrigo Palma, quien mediante un proceso de condicionamiento, logró que yo optara por la especialidad de potencia. Sin él quizás donde estaría ahora. Quisiera agradecer al profesor Ariel Valdenegro por la paciencia que ha tenido durante este trabajo de memoria y por el apoyo que me ha brindado.

También quisiera agradecer a mis amigos de la universidad, entre ellos a Castilleja, Pato, JP, Alfredo, Fabián, Amaru, Tollero, Pato Soto con quienes desde los primeros años de nuestra vida universitaria hemos compartido gratos momentos. También agradecer a los amigos que han llegado en este último tiempo, como Taboada, Stari, Diego, Cristina, Miguel, Horacio, Marcos, David, Beta entre los eléctricos, Campito, Duarte entre otros matemáticos y por supuesto a todo el staff de Seishin, quienes han sido una gran amistad en los últimos años en la universidad.

Quisiera agradecer también a mis amigos de la infancia, quienes a pesar de ya no estar todos los días juntos, sabemos que estamos disponibles en caso de que cualquiera de nosotros lo necesite. Gracias Danilo, Felipe, Pedro, Alonso, Cifu, Nachi, Naty, Daisy, Carlos y por sobre todo a Diego, con quien hemos compartido por tanto tiempo tanto en la época de colegio como ahora en la universidad, tiempo que al fin está dando sus frutos. Gracias a Uds. por ser ese cable a tierra que me recordaba que hay otras cosas aparte de la universidad y agradecer por estar conmigo cuando lo he necesitado.

Gracias a todos los que por motivos de espacio y mala memoria no he podido mencionar en este lugar, pero que se que han estado a mi lado y que me han apoyado durante todo este tiempo.

Finalmente espero que mi padre, donde quiera que esté, se sienta orgulloso de este logro.

Índice General

Índice de Figuras	VII
Índice de Tablas	X
1. Introducción	2
1.1. Motivación	2
1.2. Objetivos	3
1.3. Estructura del Trabajo	3
2. Antecedentes	5
2.1. Tecnologías	5
2.1.1. Energía Eólica	6
2.1.2. Energía Solar Concentrada Stirling	7
2.1.3. Energía Solar Concentrada Térmica	7
2.1.4. Energía Mini-Hidráulica	8
2.2. Aspectos relevantes de la Legislación Chilena	10
2.2.1. Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 4	10
2.2.2. Reglamento para Pequeños Medios de Generación	12
3. Costos e Ingresos de un Proyecto ERNC	16

3.1. Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento	16
3.2. Peajes	17
3.3. Ingresos por Energía	18
3.3.1. Energía eólica [5]	18
3.3.2. Energía solar concentrada Stirling [10]	23
3.3.3. Energía solar concentrada térmica [1]	29
3.3.4. Energía mini-hidráulica	29
3.4. Ingresos por Potencia	33
3.4.1. Energía eólica	35
3.4.2. Energía solar concentrada Stirling	35
3.4.3. Energía solar concentrada térmica	35
3.4.4. Energía Mini-Hidráulica	35
3.5. Ingresos por Servicios Complementarios	35
3.6. Alternativas de Venta	36
3.7. Modelación de las alternativas	38
3.7.1. Venta al CDEC a precio estabilizado	38
3.7.2. Venta al CDEC en mercado spot	39
3.7.3. Venta a distribuidora mediante licitación	39
3.7.4. Venta a cliente libre con contrato bilateral	40
4. Evaluación de un Proyecto ERNC en función de la Localización	42
4.1. Evaluación Económica	42
4.2. Resultados de la Evaluación del Caso Base	45
4.3. Análisis de Sensibilidad	50

4.3.1. Precio Nudo en alza 1 % anual	50
4.3.2. Precio Nudo en baja 1 % anual	52
4.3.3. Parámetro en alza	54
4.3.4. Parámetro baja	56
4.3.5. Variación tasa de descuento	58
4.3.6. Variación potencia instalada	60
5. Conclusiones	63
Bibliografía	67
Apéndices	69
A. Resultados Análisis de Sensibilidad	69
B. Valor de Indices utilizados en el Cálculo de Precios	77
C. Valor de los Costos Marginales por Barra	79

Índice de Figuras

2.1. Esquema Turbinas Eólicas	6
2.2. Esquema Generador Solar Stirling	7
2.3. Esquema Generador Solar Térmico	8
2.4. Diagrama de bloques de Generador Solar Térmico	9
2.5. Generador Hidráulico	9
3.1. Parámetros de distribución de Weibull invierno	19
3.2. Parámetros de distribución de Weibull primavera	20
3.3. Ejemplo de distribución de Weibull	21
3.4. Curva de potencia máquina de una eólica.	22
3.5. La posición del sol varía según la hora, el día y la latitud del momento. A la izquierda el sol en invierno y a la derecha en verano	24
3.6. Energía generada en enero	27
3.7. Energía generada mes a mes	27
3.8. Energía generada acumulada	28
3.9. Energía generada mes a mes	30
3.10. Energía generada acumulada.	30
4.1. Latitudes donde se realiza la evaluación para cada tipo de tecnología. Para el caso eólico se considera además una división costa, centro y cordillera	44

4.2. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud	45
4.3. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud	47
4.4. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud	48
4.5. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud	49
4.6. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Precio Nudo en alza	50
4.7. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Precio Nudo en alza	50
4.8. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Precio Nudo en alza	51
4.9. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Precio Nudo en alza	51
4.10. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Precio Nudo en baja	52
4.11. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Precio Nudo en baja	52
4.12. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Precio Nudo en baja	53
4.13. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Precio Nudo en baja	53
4.14. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Parametro en alza	54
4.15. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Parametro en alza	55
4.16. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Parametro en alza	55
4.17. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Parametro en alza	55
4.18. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Parametro en baja	56
4.19. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Parametro en baja	57
4.20. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Parametro en baja	57
4.21. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Parametro en baja	57
4.22. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Tasa 6 %	58
4.23. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Tasa 6 %	58
4.24. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Tasa 6 %	59

4.25. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Tasa 6 %	59
4.26. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Potencia 14 MW	60
4.27. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Potencia 14 MW	60
4.28. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Potencia 14 MW	61
4.29. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Potencia 14 MW	61
4.30. VAN Proyecto Solar Stirling en función de la Potencia 20 MW	61
4.31. VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Potencia 20 MW	62
4.32. VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Potencia 20 MW	62
4.33. VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Potencia 20 MW	62

Índice de Tablas

2.1. Resumen de Generación en Chile [6]	6
3.1. Valores de Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento para una central de 9 MW	17
3.2. Resumen de generación energética para recurso eólico	23
3.3. Constantes de ecuaciones de Perrin de Brichambaut	24
3.4. Dias promedio de cada mes	26
3.5. Resumen de generación energética para el caso ESC Stirling	28
3.6. Resumen de generación energética para el caso ESC Térmica	31
3.7. Precipitaciones y Factor Geográfico en función de la Precipitación	32
3.8. Resumen de generación energética para el caso de la central minihidro	33
3.9. Factores de Penalización y Precio Nudo Abril 2007 [4].	37
3.10. Valor del precio base considerado para la alternativa venta a distribuidora según latitud . . .	41
4.1. Latitudes a considerar en la evaluación	43
4.2. Mejor alternativa caso ESC Stirling	46
4.3. Mejor alternativa caso Eólico	46
4.4. Mejor alternativa caso ESC Térmica	47
4.5. Mejor alternativa caso Minihidro	48
5.1. Alternativa de Comercialización según tipo de Tecnología	64

A.1. Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en alza Eólico	69
A.2. Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en alza Minihidro, ESC Stirling y Térmico	70
A.3. Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en baja Eólico	70
A.4. Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en baja Minihidro, ESC Stirling y Térmico	71
A.5. Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en alza Eólico	71
A.6. Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en alza Minihidro, ESC Stirling y Térmico .	72
A.7. Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en baja Eólico	72
A.8. Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en baja Minihidro, ESC Stirling y Térmico .	73
A.9. Resultados Análisis de Sensibilidad Tasa de Descuento 6 % en alza Eólico	73
A.10. Resultados Análisis de Sensibilidad Tasa de Descuento 6 % Minihidro, ESC Stirling y Térmico	74
A.11. Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 14 MW Eólico	74
A.12. Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 14 MW Minihidro, ESC Stirling y Térmico . .	75
A.13. Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 20 MW Eólico	75
A.14. Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 20 MW Minihidro, ESC Stirling y Térmico . .	76
B.1. Valores de los Índices Utilizados en el cálculo de Precios año 2007 - 2024	77
B.2. Valores de los Índices Utilizados en el cálculo de Precios año 2025 - 2039	78
C.1. Valor de los Costos Marginales por Barra	80
C.2. Valor de los Costos Marginales por Barra	81

Glosario

- ERNC : Energía Renovable No Convencional.
- GD : Generación Distribuida.
- CDC : Centro de Despacho y Control
- PMG : Pequeño Medio de Generación
- PMGD : Pequeño Medio de Generación Distribuido
- CDEC-SIC : Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
- MGNC : Medio de Generación no Convencional

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Es conocido por todos que la actividad del ser humano ha ido continuamente mermando la situación medio ambiental, y sólo durante el último tiempo se ha empezado a tomar conciencia del daño y de las formas de revertirlo. Nuestro país no es ajeno a esta realidad mundial y debe empezar a realizar acciones con el objetivo de remediar esta situación.

Por otro lado, nuestro país depende de otros países para satisfacer la demanda energética debido principalmente por la importación de hidrocarburos, por lo que, si se quiere tener una mayor independencia energética, es necesario expandir la matriz energética existente, tomando en cuenta que, como nuestro país está en pleno desarrollo, la demanda de energía es creciente en el tiempo.

En nuestro país existe una enorme cantidad de recursos naturales autóctonos que no son aprovechados, tales como el recurso del viento, el recurso solar o el recurso hidráulico para el caso de pequeñas caídas de agua. La forma de aprovechar estos recursos es mediante los pequeños medios de generación, que corresponden a centrales de generación menores a 20 MW, sincronizadas al sistema, ya sea dentro de los sistemas de distribución (generación distribuida) o directamente a los sistemas de transmisión. La experiencia internacional muestra que la generación distribuida y en particular, las que utilizan medios de generación no convencionales, es una alternativa real para solucionar los cuestionamientos medioambientales y la falta de suministro energético.

Motivado por esto, las modificaciones realizadas en 2004 y 2005 a la Ley Eléctrica en Chile abren nuevas posibilidades para la comercialización de la energía por parte de generadores con una capacidad igual o menor a 20 MW. En esos cuerpos legales se establece al menos tres modalidades de comercialización, vía mercado spot a costo marginal, vía precio estabilizado y vía contratos bilaterales. Sin embargo, el detalle de la operación de estos esquemas, así como las ventajas y desventajas que cada una de estas opciones ofrecen dependiendo del tipo de tecnología, ubicación geográfica, y acceso a clientes preferenciales se deja

a normas que aún no están aprobadas. Asimismo, detalles en cuanto a la modalidad de los pagos, tanto de energía como de potencia, tampoco está lo suficientemente delimitada. Por ello, esta memoria pretende entregar propuestas optativas en estos temas y en síntesis, entregar una respuesta a la pregunta de dónde es conveniente instalar un determinado tipo de tecnología dentro de nuestro país y de forma secundaria sobre qué monto de potencia y energía es atractivo realizarlo y, de esta forma, servir de contribución al desarrollo de la generación distribuida y de paso a la de las energías renovables en el país.

1.2. Objetivos

El objetivo general del trabajo de memoria consiste en entregar respuestas respecto de las ventajas y desventajas de las distintas alternativas de comercialización para los pequeños medios de generación, de forma que, al momento de tomar la decisión se pueda hacer con bases y con mayor certeza. Para ello, se persiguen los siguientes objetivos específicos:

- Identificar los distintos esquemas de comercialización para los pequeños medios de generación en Chile.
- Caracterizar la rentabilidad de los proyectos de generación distribuida (GD) en base a los recursos de energía primarios (viento, biomasa, radiación solar, minihidro, etc.).
- Determinar el efecto que tiene la geografía en la viabilidad de los proyectos GD, esto es, el efecto de la disponibilidad de recursos en conjunción con la conectividad y proximidad a los mercados.
- Caracterizar la comercialización, tanto por tipo de tecnología como por la ubicación geográfica del medio de generación.
- Hacer un análisis crítico de los cambios legales en cuanto a las reales potencialidades que ellos ofrecen para los proyectos de pequeños medios de generación.

La metodología utilizada para lograr los objetivos antes mencionados es primero, modelar la energía que cada tecnología puede producir en función de su ubicación geografía. Luego se consideran los costos que tiene cada una en función de su localización. A continuación se modelan las alternativas de comercialización consideradas en este trabajo para luego ser comparadas mediante una evaluación se proyectos para cada uno de los casos en cada lugar del SIC considerado. Es necesario mencionar que para realizar los análisis de forma de lograr los objetivos antes descritos, se realiza el análisis de cada central por separado de forma de poder suponer que la instalación de dicha central no modifica el sistema.

1.3. Estructura del Trabajo

El trabajo se encuentra dividido en 5 capítulos más los apéndices.

En el primero, se hace una introducción al tema, donde se propone que la modulación geográfica es relevante para la evaluación y posterior comercialización de los pequeños medios de generación distribuida, para luego, plantear los objetivos y la estructura del trabajo.

En el segundo capítulo, se explica brevemente las tecnologías que se desarrollan en el presente trabajo, ya que éstas no necesariamente son de conocimiento del lector en general. Luego, en base a la Ley General de Servicios Eléctricos y al Reglamento para Pequeños Medios de Generación, se identifica las posibilidades que éstas ofrecen en general a todos los medios de generación y luego, se observa las particularidades que existen en el caso de los medios de generación no convencionales.

En el tercero, considerando los tipos más comunes de medios de generación no convencional, en este caso, viento, radiación solar y minihidro, identificar los costos e ingresos particulares de cada una, y modelarlos de una forma adecuada, tomando en consideración la modulación geográfica. Esto, se realiza considerando los trabajos ya existentes o que se encuentran en desarrollo respecto a cada uno de los tipos de medio de generación antes mencionados.

En el cuarto capítulo, considerando los puntos anteriores, se desarrolla y plantea un modelo que permita analizar la alternativa de negocio más conveniente para el generador, cuidando que dicho análisis y sus respectivas conclusiones queden lo más claro posible para consultas por parte de futuros proyectos de generación distribuida.

En el quinto capítulo, ya con el análisis concluido y con una imagen completa de la normativa, se plantean las conclusiones de este trabajo, incluyendo un análisis crítico a la normativa actual, de forma de mejorar las posibilidades de creación de medios de generación no convencional.

Finalmente, se anexan los apéndices, donde se incluye información pertinente, complementaria a los capítulos principales.

Capítulo 2

Antecedentes

Resumen del Capítulo

El presente trabajo se centra en los medios de generación que utilizan energías renovables no convencionales (ERNC) por lo que es necesario referirse a estos brevemente.

Las energías renovables se caracterizan por ser fuentes energéticas cuya disponibilidad no se agota a escala humana. Entre éstas están la energía eólica, solar, geotérmica, hidráulica y la de los océanos. Las ERNC corresponden a todas las antes mencionadas a excepción de la hidráulica a grandes escalas, ya que esta está muy difundida en nuestro país.

Las tecnologías que se tratan en este trabajo son:

- Energía Eólica.
- Energía Solar Comprimida Stirling.
- Energía Solar Comprimida Térmica.
- Energía hidráulica (minihidro).

En la Tabla 2.1 se muestra un resumen con la distribución de la generación tanto en el SING como en el SIC.

2.1. Tecnologías

A continuación, se presenta una breve descripción de las tecnologías que se tratan en el presente trabajo. Esta explicación es meramente descriptiva, ya que el desarrollo de los modelos matemáticos se hace más adelante.

Capacidad Intalada (MW)		Sistema Eléctrico				
		Norte Grande	Central	Aysén	Magallanes	Total
Convencional	Hidráulica	0	4612,9	0	0	4612,9
	Térmica	3583	3422,1	13,9	64,7	7083,7
	Total	3583	8035	13,9	64,7	11696,6
No Convencional	Mini Hidro	12,8	82,4	17,6	0	112,8
	Biomasa	0	170,9	0	0	170,9
	Eólica	0	0	2	0	2
	Total	12,8	253,3	19,6	0	285,7
Total		3595,8	8288,3	33,5	64,7	11982,3

Tabla 2.1: Resumen de Generación en Chile [6]

2.1.1. Energía Eólica

Esta tecnología transforma la energía cinética que posee el viento en energía eléctrica a través de una turbina especialmente diseñada para este propósito. En estas turbinas, el diámetro de las aspas puede variar entre los 40 a 100 m dependiendo de la potencia. Se ubican en parques en configuraciones similares a la que se muestra en la figura 2.1, los que se pueden ubicar tanto en tierra como hacia el interior del mar, donde existe una gran disponibilidad del recurso eólico.

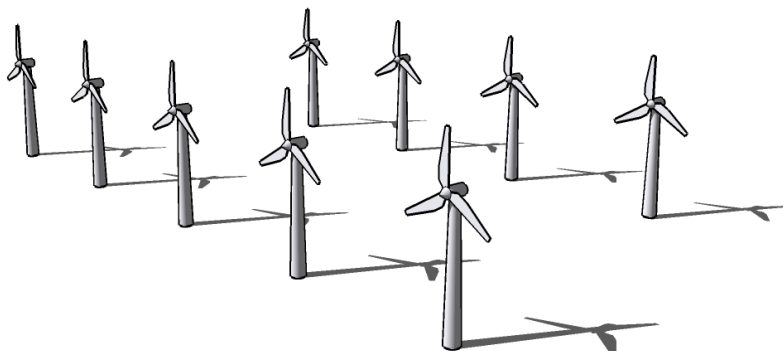


Figura 2.1: Esquema Turbinas Eólicas

2.1.2. Energía Solar Concentrada Stirling

Un disco reflectante con forma parabólica es usado para concentrar los rayos solares en un receptor ubicado en el punto focal del disco (figura 2.2). Este receptor absorbe la radiación concentrada, calentando un fluido o gas a aproximadamente 750°C. Este fluido o gas a alta temperatura es utilizado para accionar un motor Stirling, el que se encuentra acoplado a un pequeño generador eléctrico. Además, el disco posee un sistema de seguimiento de la posición del sol, de forma de aprovechar al máximo la radiación solar proveniente de éste. Cada una de estas unidades puede producir una potencia de entre 10 a 20 kW, por lo que si se quiere generar una cantidad apreciable de energía, es necesario un gran número de ellas, utilizando una gran extensión de terreno.

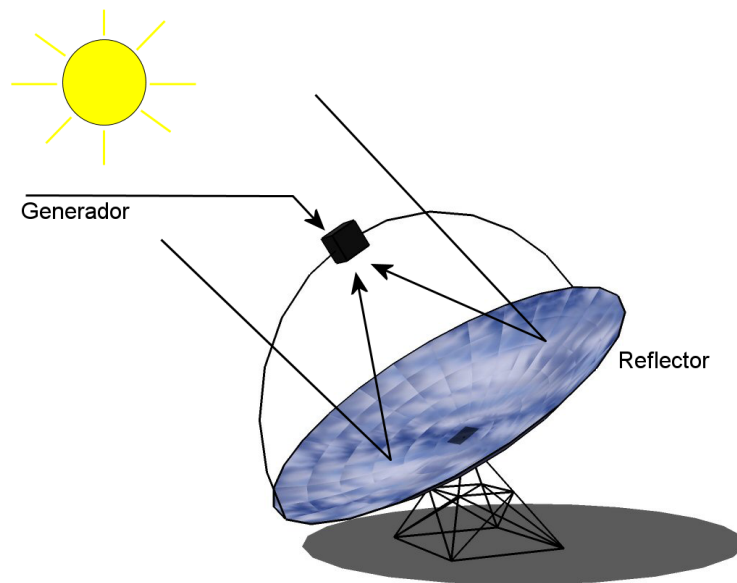


Figura 2.2: Esquema Generador Solar Stirling

2.1.3. Energía Solar Concentrada Térmica

Una serie de espejos con forma parabólica son usados para reflejar y concentrar los rayos solares hacia un tubo receptor ubicado en la línea focal del concentrador (figura (2.3)). Un fluido, por ejemplo aceite, circula a través de estos tubos, los cuales se calientan a una temperatura de alrededor de 400°C, debido a los rayos solares, para luego ser bombeados a una serie de intercambiadores de calor y producir vapor. Este vapor es utilizado para producir electricidad mediante una turbina convencional, la cual puede ser parte de una turbina autónoma, o de una de ciclo combinado (figura 2.4). Al igual que en el caso Stirling, los espejos tienen un sistema de seguimiento de la posición del sol en el cielo. Esta tecnología se conoce como Solar Trough y no es el único tipo de energía solar concentrada térmica (ESCT), pero solamente ésta se tratará en

el presente trabajo. Otro tipo es la torre solar, que mediante espejos ubicadas en un área extensa, concentran los rayos solares en una torre ubicada al centro de los espejos, donde un fluido es calentado para accionar un ciclo termico estándar.

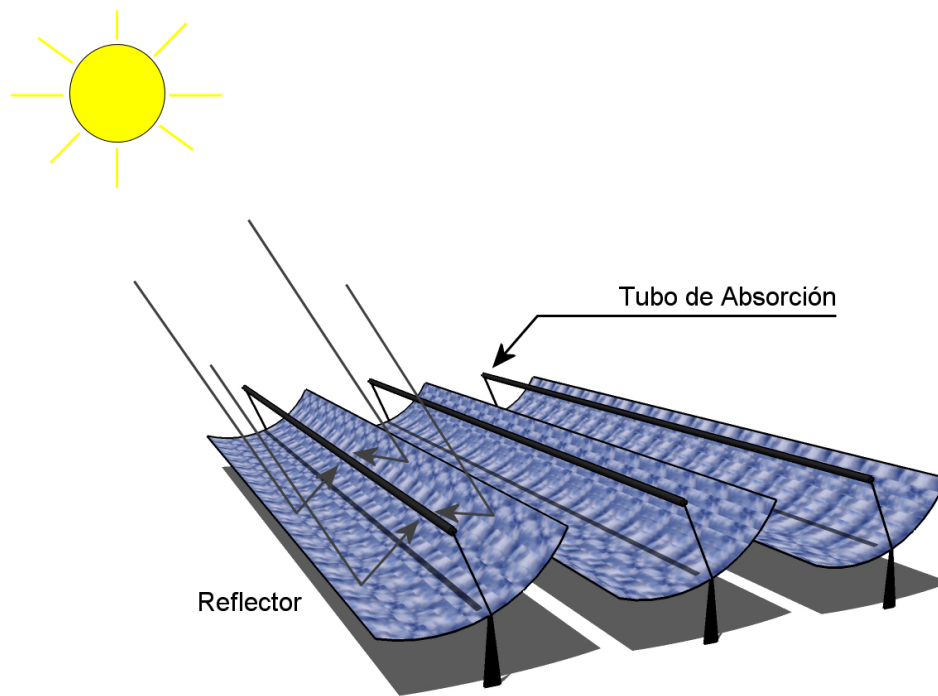


Figura 2.3: Esquema Generador Solar Térmico

2.1.4. Energía Mini-Hidráulica

Como se puede apreciar en la tabla 2.1, la energía hidráulica es parte fundamental de la matriz energética de nuestro país, sin embargo la mayor parte de estas centrales no entran en este trabajo debido a la gran potencia que poseen. Las centrales minihidráulicas no están fuertemente desarrolladas en nuestro país en comparación con el resto de las tecnologías, a pesar de los grandes recursos hídricos disponibles del.

El funcionamiento de este tipo de centrales es similar a las centrales hidroeléctricas de gran escala, es necesario una cierta caída de agua con un cierto caudal. Esta agua circula por una turbina especialmente diseñada para el caudal y la caída disponible, la cual, transforma la energía potencial del agua en energía mecánica, para luego, a través de un generador, obtener energía eléctrica. En la figura 2.5 se observa una configuración típica de una central minihidro de pasada.

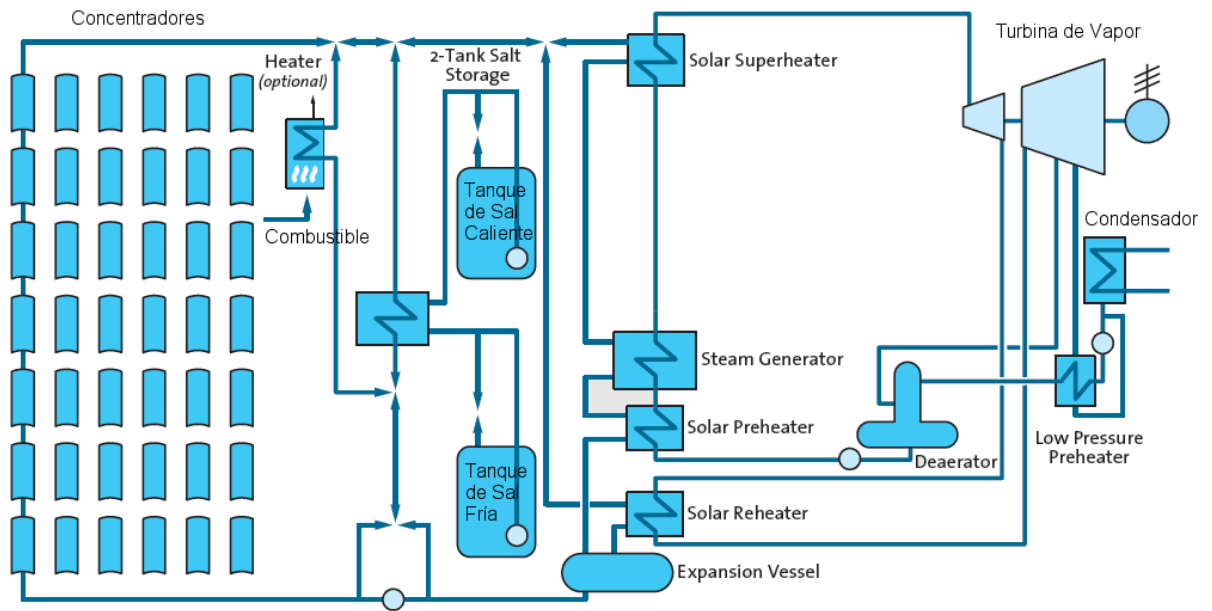


Figura 2.4: Diagrama de bloques de Generador Solar Térmico

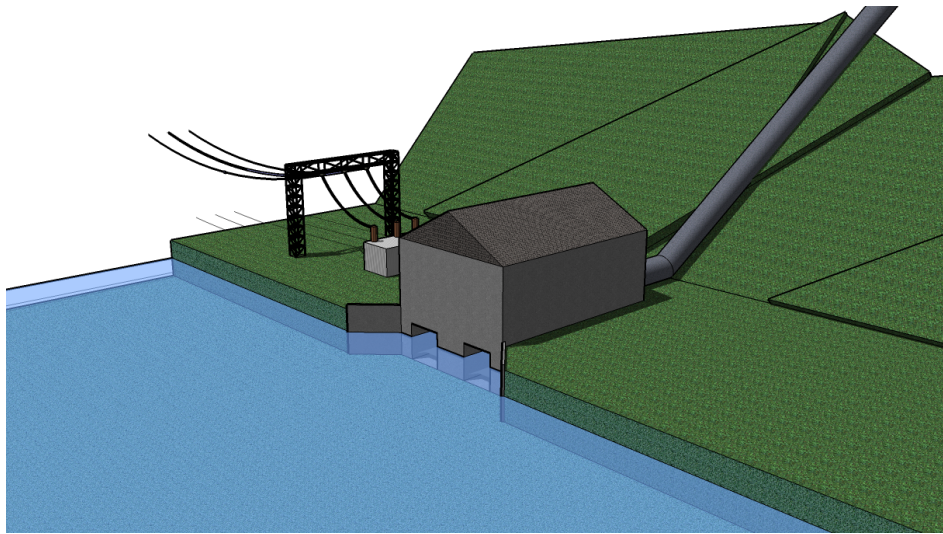


Figura 2.5: Generador Hidráulico

2.2. Aspectos relevantes de la Legislación Chilena

2.2.1. Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 4

Se presenta a continuación un resumen con los principales aspectos del DFL N°4 que tienen relación con los objetivos de este trabajo.

Un aspecto relevante que introdujo la Ley Corta 1 al DFL N°4, es la definición de las distintas divisiones de los sistemas de transmisión, tanto en troncales, subtransmisión y adicionales, las cuales son:

- Sistema de transmisión troncal:(art. 74) "Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas."
- Sistema de subtransmisión:(art. 75) "Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras."
- Sistema de transmisión adicional:(art. 76) "Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión."

También dentro de las modificaciones se establece que los sistemas de transmisión serán de régimen abierto, por lo que pueden ser utilizados por terceros bajo condiciones que no sean discriminatorias, pagando los correspondientes costos. En el caso de los medios de generación no convencionales, estos están exentos de pagar una parte de estos costos o peajes (del sistema troncal). Esto será explicado durante el análisis del reglamento para pequeños medios de generación.

Las centrales que inyecten, pagarán un peaje correspondiente al sistema troncal consistente en la suma de los peajes por el tramo dentro del área de influencia común y en el tramo que no está incluida en esta (art. 102).

El área de influencia común corresponde al conjunto mínimo de instalaciones troncales, entre 2 nudos de

dicho sistema, donde ocurren simultáneamente las siguientes condiciones:

1. Que al menos se ubique el 75 % del total de inyecciones del sistema.
2. Que al menos se encuentre el 75 % del total de la demanda del sistema.
3. Que la densidad de utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del valor de inversión de las instalaciones del área de influencia común respecto del total del sistema, sea máxima.

Dentro del área de influencia común, los generadores financiarán el 80 % del del peaje a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hagan de cada tramo, mientras que el 20 % restante lo financiarán los clientes que hagan retiros, también a prorrata.

Fuera del área de influencia común es necesario realizar simulaciones (por parte del CDEC respectivo) de los flujos de forma de determinar el sentido de éstos. Si el sentido es hacia el área de influencia común, el peaje total del tramo será asignado a los generadores aguas arriba del tramo, a prorrata de sus inyecciones. Es necesario indicar que esta metodología está pensada para sistemas radiales por lo que en lugares donde esto no se cumple, su aplicación se complica, lo que hace pensar que dicha metodología será modificada en el futuro.

Para el caso de los sistemas de subtransmisión, el peaje corresponde al valor por unidad de potencia y energía en cada barra de retiro que, adicionado a los respectivos precios nudos en las barras de inyección, corresponderá al valor nudo en la barra de retiro.

Dependiendo del sentido del flujo para cada condición de operación, será a quien se asigne el pago del peaje. En caso de que el flujo en el tramo correspondiente sea hacia el sistema troncal, al pago le corresponderá a los generadores aguas arriba que se encuentren conectados directamente en el sistema de subtransmisión. En caso contrario, el pago le corresponde a los que realicen retiros en el tramo correspondiente.

En el caso de los sistemas adicionales, se registrará por lo previsto en los contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso.

En aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación-transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados.

Respecto al acceso a las redes de distribución, se establece que los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones estarán obligados a pagar al concesionario un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la distribuidora correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto y con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente.

2.2.2. Reglamento para Pequeños Medios de Generación

A continuación se muestra un resumen de los principales aspectos contenidos en el Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación [13] establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y que tienen relación con los objetivos de esta memoria.

En el artículo 1 se define los medios de generación, sincronizados al sistema, a los cuales se les aplica las disposiciones del reglamento, sin perjuicio de la restante normativa. Se definen:

- Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD".
- Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".
- Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW, en adelante medios de generación no convencionales o "MGNC". La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes.

Se establece en el reglamento que todos los medios de generación antes mencionados, sincronizados a un sistema eléctrico en instalaciones ya sea de empresas distribuidoras, transmisión troncal, subtransmisión

o adicionales, tendrán derecho a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio nudo correspondiente. (art. 2)

Se establece además que todas las obras necesarias para permitir la inyección de potencia de los PMGD deberán ser realizadas por la empresa distribuidora correspondiente y los costos serán por parte de el PMGD.(art 8) Estos costos de conexión se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por la operación del PMGD respectivo.(art 29). La empresa distribuidora, mediante un informe, podrá acreditar que los costos adicionales son mayores que los ahorros. En caso contrario, los costos quedan nulos (art 30).

El informe de costos debe incluir lo siguiente(art 32):

- Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

Artículo 34: La empresa distribuidora podrá solicitar al propietario del PMGD respectivo aportes financieros reembolsables para cubrir los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD que no sean cubiertos por los costos de conexión señalados en el Artículo 29° del presente reglamento. Dichos aportes podrán efectuarse de acuerdo a las disposiciones previstas en los artículos 75°, 76°, 77° y 78° de la Ley para los aportes financieros reembolsables, destinados al financiamiento de las ampliaciones de capacidad que requieran las empresas distribuidoras para dar suministro a los usuarios que soliciten servicio.

Como se mencionó antes, el PMGD podrá vender su energía al sistema al costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado. Esta opción deberá ser comunicada al CDEC correspondiente al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD y deberá permanecer en dicho régimen por lo menos por 4 años, en caso de cambio, la decisión deberá ser informada al CDEC respectivo por lo menos 12 meses antes.(art 39). Esto también es válido para los PMG (art 52)

En el caso de vender la energía al costo marginal instantáneo, dicho valor corresponderá al costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria que corresponda en el caso de los PMGD (art 40) y al costo marginal horario calculado por el CDEC en el punto de conexión al sistema en el caso de los PMG (art 53).

Artículo 41: En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberá valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, corresponderán al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los

PMGD que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103° de la Ley. La Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico los precios que resulten de la aplicación del decreto señalado dentro de los cinco días siguientes a su publicación en el Diario Oficial.

Independiente del régimen de precio de la energía al cual haya optado el propietario del PMGD, en cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios con los cuales se deberá valorizar las inyecciones de potencia, corresponderán al precio de nudo de la potencia aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante el decreto señalado en el inciso precedente.

Del mismo modo, los retiros o compromisos que estén asociados al PMGD deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros, y serán valorizados con el mismo régimen de precios utilizado para valorizar las inyecciones de energía y potencia.

Se establece que los PMGD y PMG deben pagar los costos de transmisión que el medio de generación hace de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales. En caso de ser además MGNC, estarán exentos del pago total o de una parte del peaje por las inyecciones en el sistema troncal, como se indicará más adelante (art 43 y 56). El uso que la inyección de los excedentes de potencia suministrables al sistema por un PMGD hace de las instalaciones de las empresa de distribución no da lugar al pago de peajes (art 65).

En caso de que un PMGD haga uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario, deberá pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el Artículo 71°-43 de la Ley.

En el artículo 68 se indica la forma de calcular los peajes en el sistema troncal, la cual es la siguiente:

1. Se determinará el peaje del MGNC_i (PNC_{1i}), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente (2.1):

$$PNC_{1i} = P_{base} \cdot FP_i \quad (2.1)$$

Donde:

- P_{base_i} es el peaje que le corresponderá pagar al $MGNC_i$, conforme a las normas generales de peajes, expresado en unidades monetarias.
- FP_i es el factor proporcional asociado al $MGNC_i$ para el cálculo de la exención, expresado en unidades adimensionales y calculado de la siguiente manera:
 - Si $EPNC_i$ es inferior a 9.000 kW, entonces $FP_i = 0$, y

- SI $EPNC_i$ es mayor o igual a 9.000 kW, entonces (2.2)

$$FP_i = \frac{EPNC_i - 9000}{11000} \quad (2.2)$$

Donde $EPNC_i$ es el excedente de potencia suministrada al sistema por el $MGNC_i$ expresado en kW.

2. Se determinará el pago adicional de peaje del MGNC ($PNC2_i$), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente:

- Si CEP es inferior o igual a $0,05 \cdot CIT$, entonces (2.3):

$$PNC2_i = 0 \quad (2.3)$$

- Si CEP es mayor a $0,05 \cdot CIT$, entonces (2.4):

$$PNC2_i = (Pbase_i - PMNC1_i) \cdot \frac{CEP - 0,05 \cdot CIT}{CEP} = Pbase_i(1 - FP_i) \frac{CEP - 0,05 \cdot CIT}{CEP} \quad (2.4)$$

donde:

- CEP es la capacidad conjunta exenta de peajes, expresada en kW.
- CIT es la capacidad instalada total del sistema eléctrico, expresada en kW.

El parámetro CEP se obtiene de la relación (2.5):

$$CEP = \sum EPNC_i \cdot (1 - FP_i) \quad (2.5)$$

3. Finalmente, el pago total de peaje de transmisión troncal del $MGNC_i$ ($PNCtot_i$) corresponderá a la suma de las componentes determinadas en los literales a) y b) del presente artículo, esto es (2.6):

$$PNCtot_i = PNC1_i + PNC2_i \quad (2.6)$$

Capítulo 3

Costos e Ingresos de un Proyecto ERNC

Resumen del Capítulo

En este capítulo se tratan los costos e ingresos que percibe un proyecto eléctrico enfocado en ERNC. Los costos considerados son los correspondientes a la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento de la central y peajes de transmisión.

Dentro de los ingresos, en general, un generador los obtiene mediante tres formas: Venta de Energía, Potencia y Servicios Complementarios.

3.1. Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento

En general, los costos de un proyecto eléctrico se pueden clasificar en:

Costos de Inversión.

- Estudios e Ingeniería (estudios de factibilidad, ingeniería básica, etc).
- Equipos e instalación.
- Terreno, ya sea mediante la opción de compra o mediante servidumbre.

Costos de Operación

- Operación y mantenimiento.
- Peajes.

Durante la realización de la evaluación del proyecto, serán varios los supuestos que se toman en cuenta. Primero, no es objetivo de este trabajo el demostrar que un determinado proyecto con ERNC es viable

económicamente o no, sino ver qué alternativa de comercialización es la más conveniente. Luego, no se tratará en profundidad la evaluación desde el principio sino, suponiendo que el proyecto está realizado, se verá la alternativa mas conveniente. Sin embargo, para realizar una buena evaluación, es necesario tomar en cuenta la inversión inicial además de los costos de operación y mantenimiento. En la tabla 3.1 se puede apreciar los valores de los costos antes mencionados para el caso de una central de 9 MW.

Tecnología	Inversión US\$	Costos O&M
Eólico	14.400.000	9,4 US\$/MWh
Stirling	42.000.000	18 US\$/MWh
Térmico	24.300.000	17,8 US\$/MWh
Minihidro	20.000.000	30.000 US\$/año

Tabla 3.1: Valores de Inversión y Costos de Operación y Mantención para una central de 9 MW

Los valores de la tabla anterior se obtuvieron de las referencias [8] [7] [1] y de información entregada por empresas del sector eléctrico en Chile.

3.2. Peajes

Toda central debe pagar un peaje por el uso de las líneas de transmisión correspondientes, tal y como se menciona en 2.2.1, las cuales se clasifican en :

- Sistema de transmisión troncal.
- Sistema de subtransmisión.
- Sistema de transmisión adicional.

Como se menciona en la sección 2.2.2, de los tipos de sistemas de transmisión antes mencionados, las centrales en base a ERNC sólo están exentos de una parte o de la totalidad del pago del sistema de transmisión troncal. El resto de de los peajes deben ser cancelados en su totalidad, incluidos los peajes correspondientes a las líneas de las concesionarias de distribución.

En general, el determinar el pago de una central por este concepto es de alta complejidad, ya que depende del punto de conexión de ésta, y de la potencia que se inyecta en el punto. Para poder estimar el pago de peajes, se utilizó la información entregada en el Informe de Cálculo de Peajes Básicos y Adicionales [3], donde se considera que, la central pagaría un peaje similar a una central ya instalada en las cercanías de su punto de conexión. Para cada zona en la que se divide el SIC, se elige una central de una potencia del orden

de los 20 MW y se separa el pago de peaje del sistema troncal y del sistema de subtransmisión, de forma de considerar la exención del pago cuando corresponda.

Luego, el pago de la central corresponde a lo que paga la central seleccionada en la zona del SIC, proporcional a la potencia de ésta, tanto para el pago por el sistema troncal como para el sistema de subtransmisión, para luego aplicar la exención del pago según lo explicado en la sección 2.2.2.

El hecho de considerar el Informe de Cálculo de Peajes Basicos y Adicionales, supone de forma implícita la metodología utilizada actualmente para el cálculo de los peajes, el cual está pensado para sistemas radiales, donde se puede ver claramente el sentido de los flujos para cada tramo y así, poder discriminar si bien son los que realizan inyecciones o retiros los que deben cancelar dicho peaje.

Dentro de las consideraciones tomadas, está que la capacidad conjunta exenta del pago es inferior al 5 % de forma que el pago adicional de peaje, $PNC2_i$ de la formula 2.6 es cero. Sin embargo es necesario mencionar, que existe un proyecto de ley en el Senado ¹ que propone que las empresas generadoras con una potencia instalada superior a 200 MW deban generar el 5 % de su energía total suministrada mediante fuentes renovables no convencionales, por lo que en el futuro la capacidad exenta será del 5 % o superior, por lo que el valor del peaje correspondiente a $PNC2_i$ será distinto de cero. Debido a que este hecho todavía no se concreta, no es considerado en el presente trabajo. Finalmente, dado que no se considera la conexión de las centrales en las redes de distribución, no existe pago de peajes por concepto del uso de este tipo de redes.

3.3. Ingresos por Energía

El ingreso por energía de cada central dependerá de la disponibilidad del energético primario de ésta. Por lo tanto, es necesario modelar adecuadamente la potencia disponible y por lo tanto la energía que la central generará para cada tipo de recurso.

3.3.1. Energía eólica [5]

Es sabido que una de las características del recurso eólico es su intermitencia en el tiempo. Por lo tanto, es necesario dar un tratamiento estadístico a la modelación de la potencia disponible de una central eólica.

La disponibilidad del recurso eólico en un lugar determinado se caracteriza mediante una distribución de probabilidad de viento para una determinada altura. La distribución que generalmente se utiliza es la distribución de Weibull de dos parámetros α (factor de escala) y β (factor de forma), la cual tiene la siguiente

¹Disponible en <http://sil.senado.cl/pags/index.html>, boletín N° 4977-08

forma (3.1):

$$p(V) = \frac{\beta}{\alpha} \cdot \left(\frac{V}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{V}{\alpha}\right)^\beta} \quad (3.1)$$

Donde $p(V)$ corresponde a la función de distribución de probabilidad de Weibull donde la variable aleatoria es la cantidad de viento V .

Para obtener los valores de los parámetros α y β de la distribución, se utilizó el estudio "Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país", preparado para la Comisión Nacional de Energía por la Fundación para la Transferencia Tecnológica [5]. En las figuras 3.1 y 3.2 se pueden observar los resultados entregados en dicho estudio, correspondientes a los parámetros de la distribución de Weibull para 10 m sobre el suelo.

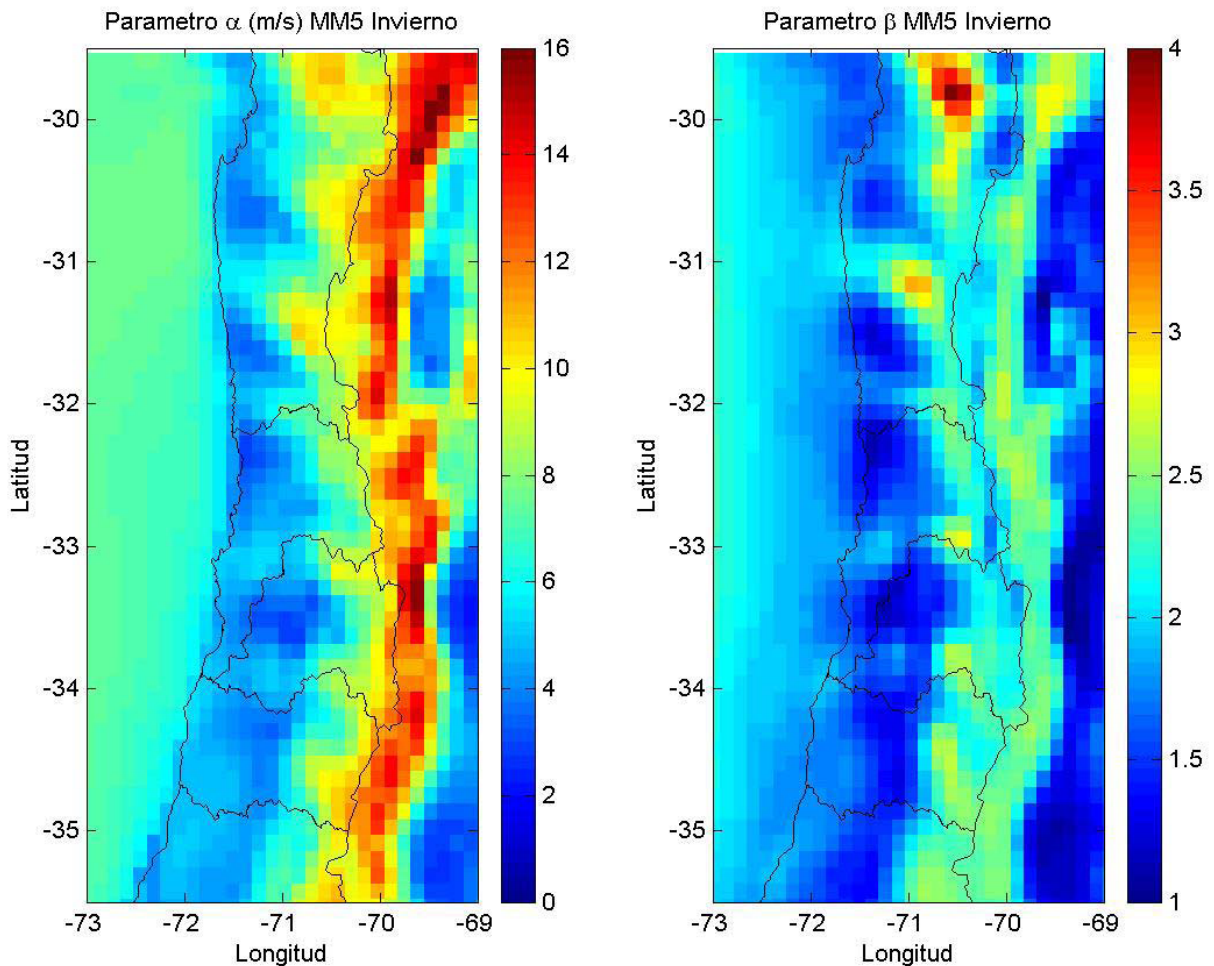


Figura 3.1: Parámetros de distribución de Weibull invierno

Por ejemplo, para un factor de forma de 2 y un factor de escala de 11,9 la distribución de Weibull

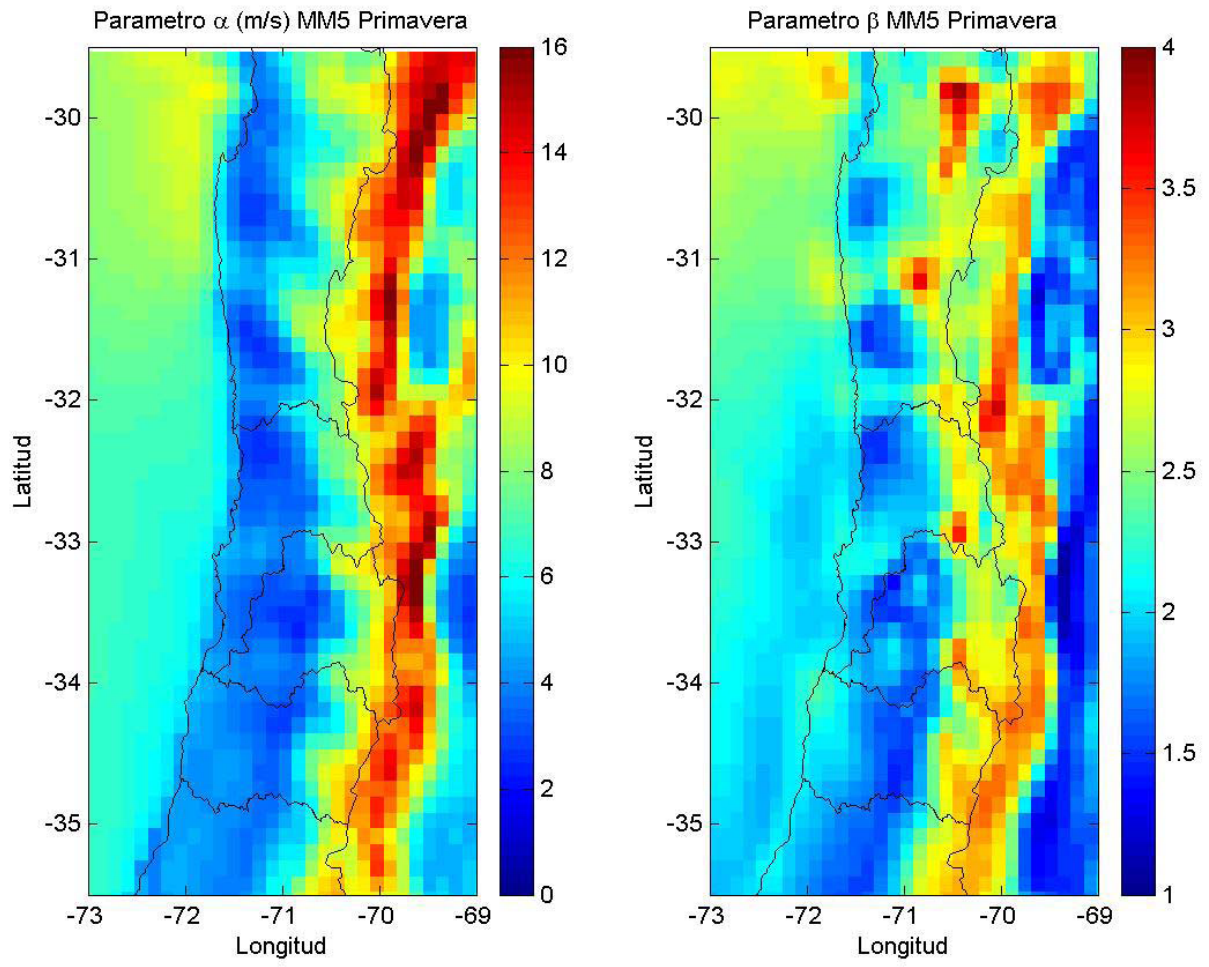


Figura 3.2: Parámetros de distribución de Weibull primavera

correspondiente se puede apreciar en la figura 3.3.

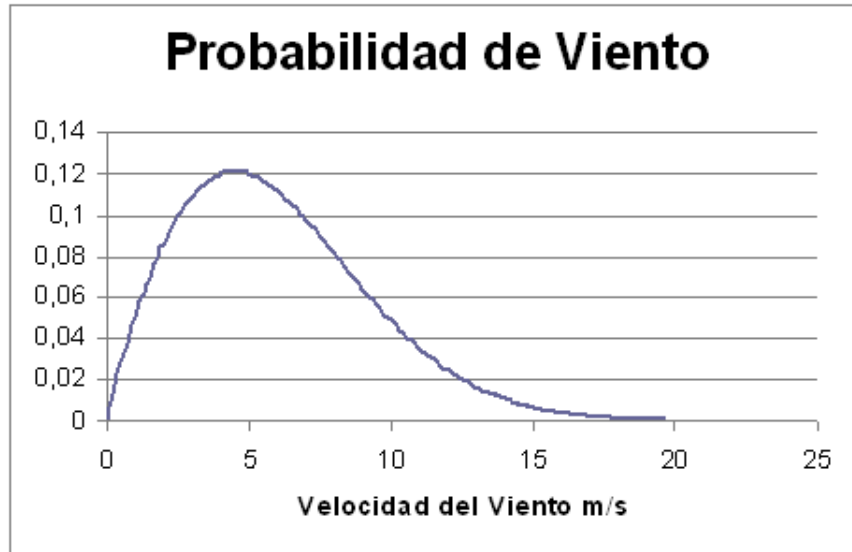


Figura 3.3: Ejemplo de distribución de Weibull

Luego, con el recurso ya caracterizado, falta obtener la relación para la energía eléctrica generada. El conjunto turbina-generador eólico posee una curva de potencia que, si bien varían de fabricante en fabricante, en general se pueden caracterizar de la siguiente forma:

- El conjunto posee una cierta velocidad mínima para poder generar.
- Sobre esta velocidad mínima, la relación viento-potencia es lineal.
- La generación se satura a una cierta velocidad, generando la potencia nominal.
- Para una cierta velocidad alta, el generador deja de producir electricidad como medida de protección.

Este conjunto de características permite modelar en forma fácil la curva de un generador eólico, sin la necesidad de tener la curva específica de un modelo de generador. Por ejemplo, para una potencia nominal de 1,5 MW, un viento mínimo de 3 m/s, un viento nominal de 10 m/s y un viento máximo de 25 m/s, la curva de generación se puede apreciar en la figura 3.4.

Para obtener la potencia generable, es necesario llevar las distribuciones teóricas de 10 m sobre el suelo a la altura H (en metros) del eje del generador. Para ello, los parámetros de la distribución de Weibull se actualizan de la forma (3.2):

$$\alpha_H = \alpha \cdot f_H \quad , \quad \beta_H = \beta \quad (3.2)$$

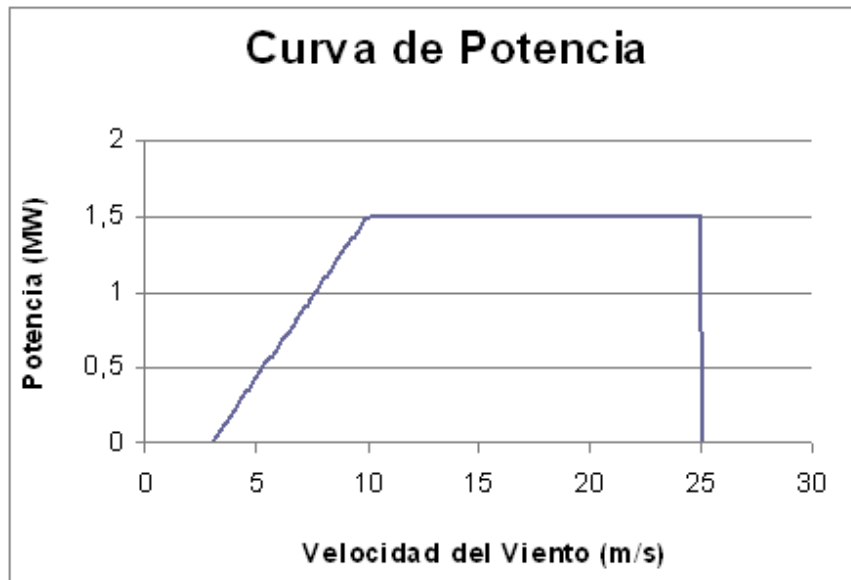


Figura 3.4: Curva de potencia máquina de una eólica.

Donde (3.3):

$$f_H = \frac{\ln(H/Z_0)}{\ln(10/Z_0)} \quad (3.3)$$

en que Z_0 es la rugosidad superficial (considerado como 0,01 m). Finalmente la potencia teorica generable se indica en (3.4):

$$P_{teorico} = \int_0^{\infty} P(V)p(V)dV \quad (3.4)$$

En donde $P(V)$ corresponde a la curva de potencia del generador y $p(V)$ es la curva de probabilidad de potencia. En realidad, la expresión anterior fue discretizada, de forma de poder calcularla en una planilla de cálculo, en cuyo caso, el límite superior se reemplazó con una velocidad de 25 m/s, en donde la probabilidad acumulada ya era muy cercana a 1. Para los ejemplos antes mostrados, la potencia teórica generable corresponde aproximadamente a 1,08 MW. Un error frecuente es calcular la potencia promedio como función cúbica de la velocidad promedio del lugar. Esto puede causar errores de dimensionamiento y una mala evaluación.

Para obtener la energía generada durante el año, basta con multiplicar el número de horas anuales por la potencia teórica generada. Para el caso del ejemplo la energía generada durante un año corresponde a 9512 MWh. Además, en la tabla 3.2 se puede observar la energía generada para cada latitud considerada en este trabajo.

Caso	Ciudad	Latitud	Energía Anual		
			costa	centro	cordillera
N°			MWh	MWh	MWh
1	Chañaral	26° 20'	29669,3	53201,4	45952,0
2	Copiapó	27° 18'	29687,8	53201,4	45806,8
3	Vallenar	28° 35'	29875,4	53201,4	49944,6
4	Coquimbo	29° 57'	29670,4	41343,9	52054,8
5	Valparaíso	33° 1'	29568,4	27285,8	27103,9
6	Santiago	33° 27'	29661,8	29768,2	40388,5
7	Rancagua	34° 10'	29874,7	30179,4	46697,8
8	Curicó	34° 58'	29863,8	30080,5	50427,8
9	Linares	35° 51'	29817,3	29981,5	47921,8
10	Concepción	36° 47'	29835,8	29882,4	49046,2
11	Temuco	38° 46'	29854,3	29783,0	50125,8
12	Valdivia	39° 38'	29872,7	29683,6	51161,4
13	Osorno	40° 36'	29891,1	25746,8	52153,5
14	Puerto Montt	41° 28'	29909,6	126,9	53102,9

Tabla 3.2: Resumen de generación energética para recurso eólico

3.3.2. Energía solar concentrada Stirling [10]

El recurso solar es uno de los mas determinísticos de las energías renovables. La disponibilidad del recurso solar se ha modelado a partir de ecuaciones que describen la radiación solar que llega a la superficie terrestre. Esto porque los sistemas solares-stirling transforman de forma casi directa la radiación incidente en energía eléctrica.

A la distancia de 1 unidad astronómica, o sea la distancia promedio de la Tierra al Sol, la cantidad de radiación incidente en un plano perpendicular a los rayos del sol es de $I_0 = 1366 W/m^2$. Esto se conoce como constante solar y dicho valor fluctúa aproximadamente un 6,9 % a lo largo del año debido a la excentricidad de la órbita terrestre.

La radiación solar que llega hasta alguna superficie inclinada a un cierto ángulo, depende principalmente de la posición del sol en el cielo y dicha posición depende tanto del día y de la hora además de la latitud en que se encuentre.

Hay variados modelos que permiten describir tanto la radiación solar directa como la indirecta. El modelo

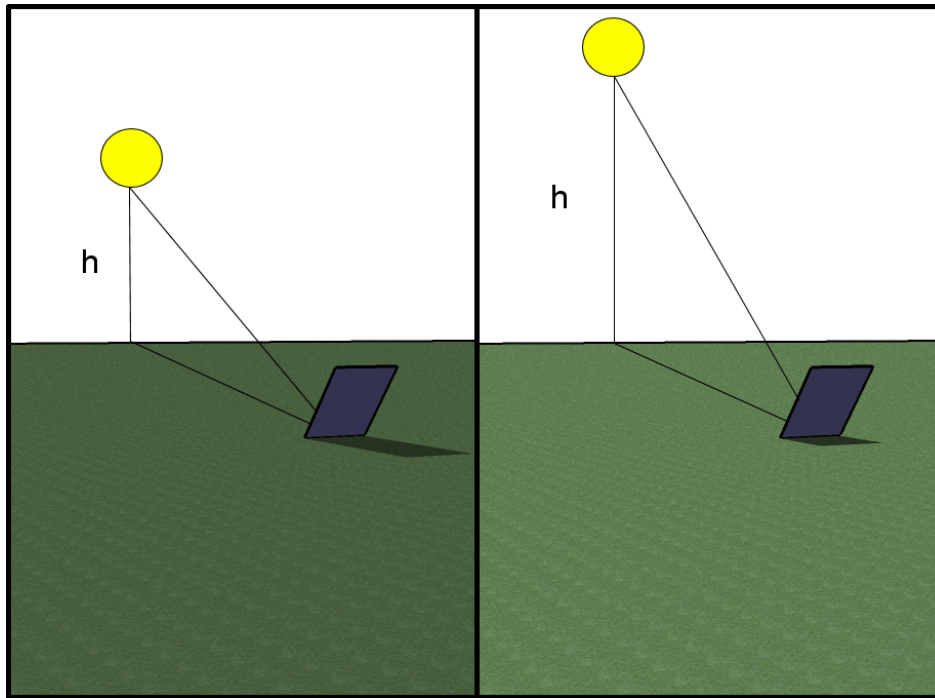


Figura 3.5: La posición del sol varía según la hora, el día y la latitud del momento. A la izquierda el sol en invierno y a la derecha en verano

utilizado es el propuesto por Perrin de Brichambaut [10]. La radiación directa se modela como (3.5):

$$I = Ae^{-\frac{1}{B \sin(h+C)}} \quad (3.5)$$

Donde I es la radiación solar directa incidente en W/m^2 , h corresponde a la altura del sol en grados y A , B , C son coeficientes empíricos, los que se indican en la tabla 3.3 a continuación:

	Cielo Claro	Cielo Normal	Cielo Contam.
A	1210	1230	1260
B	6	3,8	2,3
C	1	1,6	3
K	0,75	1	1,33

Tabla 3.3: Constantes de ecuaciones de Perrin de Brichambaut

La radiación difusa, que es la que se genera a partir de los rayos distintos de los de directa incidencia que al final llegan a la superficie del colector, se puede modelar como (3.6):

$$D = 125 \cdot K(\sin h)^{0,4} \quad (3.6)$$

Donde D es la radiación solar difusa incidente en W/m^2 , h es la altura del sol en grados y K es el coeficiente empírico que se encuentra en la tabla 3.3.

Nótese que, como los concentradores solares poseen un sistema de seguimiento del sol, la radiación total G que incide sobre el concentrador es la suma de la radiación directa y la difusa (3.7):

$$G = I + D \quad (3.7)$$

Si se escribe una relación para h en función del día del año y de la hora y la latitud, se puede obtener una relación que entregue la radiación total en cualquier parte del SIC en cualquier momento del año. A partir de la siguiente relación (3.8) es posible realizarlo:

$$\sin(h) = \sin(\phi) \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(AH) \quad (3.8)$$

Donde ϕ es la latitud, AH denota la posición del sol (en grados) a una hora determinada respecto al meridiano y δ (declinación) se puede calcular a partir de la relación aproximada (3.9):

$$\delta = 23,45 \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (3.9)$$

Donde n es el día del año con 1: 1° de Enero; y 365: 31 de diciembre.

Con esto se obtiene una expresión para la radiación en un instante determinado del día en alguna latitud del planeta. Luego es necesario modelar la potencia del generador stirling a partir de la radiación solar incidente. El modelo utilizado es el siguiente (3.10) [2]:

$$P = \eta_g \cdot A \cdot G \quad (3.10)$$

Donde η_g es la eficiencia total del grupo concentrador-stirling-generator que se considera de un 20 %, A es el área efectiva del concentrador solar considerada como $100 m^2$ para una potencia de 20 kW y G es la radiación incidente, con la restricción de que esta sea superior a $300 W/m^2$. Esta restricción hace que sólo se pueda generar una cierta cantidad de horas del día, lo cual varía según la latitud y la época del año.

Luego la energía generada correspondería a la integral temporal de la curva de potencia generada, la cual,

siendo discretizada en intervalos de 30 minutos, en un día será (3.11):

$$E_{dia} = \sum_{4:00}^{20:30} P_i \Delta t \quad (3.11)$$

Para encontrar la energía generada al año, se consideró tomar un día que se comporte como el promedio durante un mes, y encontrar la energía generada durante ese día y luego multiplicarla por el número de días del respectivo mes y finalmente sumarlos para todo el año. Los días que se comportan más como el promedio se encuentran en la tabla 3.4.

Mes	Día N° (año)	Día N° (mes)
enero	17	17
febrero	46	16
marzo	75	17
abril	105	16
mayo	135	16
junio	162	12
julio	198	18
agosto	228	17
septiembre	259	17
octubre	289	17
noviembre	319	16
diciembre	354	21

Tabla 3.4: Días promedio de cada mes

Como ejemplo de los resultados, para una latitud de 33,5° sur correspondiente a Santiago, se puede observar la energía generada para una unidad de 20 kW en un día de enero (figura 3.6), la energía generada mes a mes (figura 3.7) y la energía generada acumulada durante el año (figura 3.8) .

Como se aprecia en la figura 3.6, el modelo nos entrega una curva de potencia generada durante el día que tiene una máximo en las horas de la tarde, para luego ir decayendo a medida que avanzan las horas. En la figura 3.7 se observa la energía generada mes a mes, donde existe un claro mínimo en los meses de invierno, debido a la menor radiación solar disponible.

Para las latitudes consideradas en este trabajo, la energía generada durante el año se observa en la tabla 3.5.

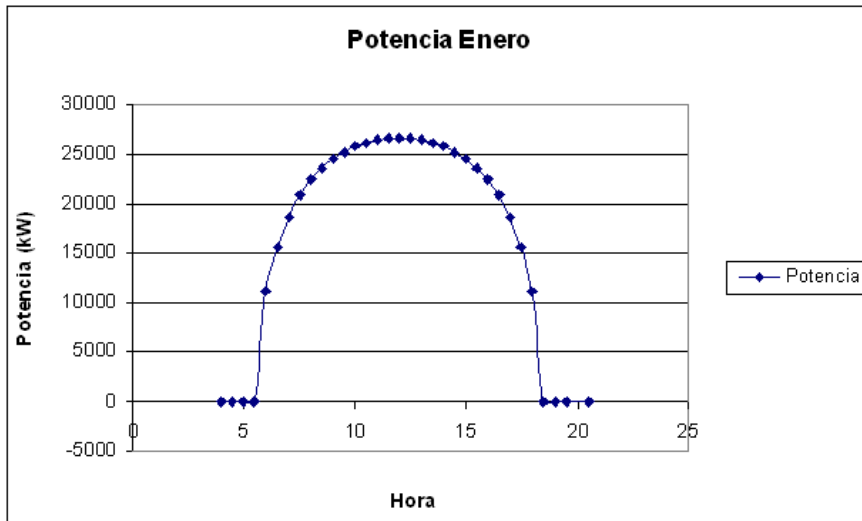


Figura 3.6: Energía generada en enero

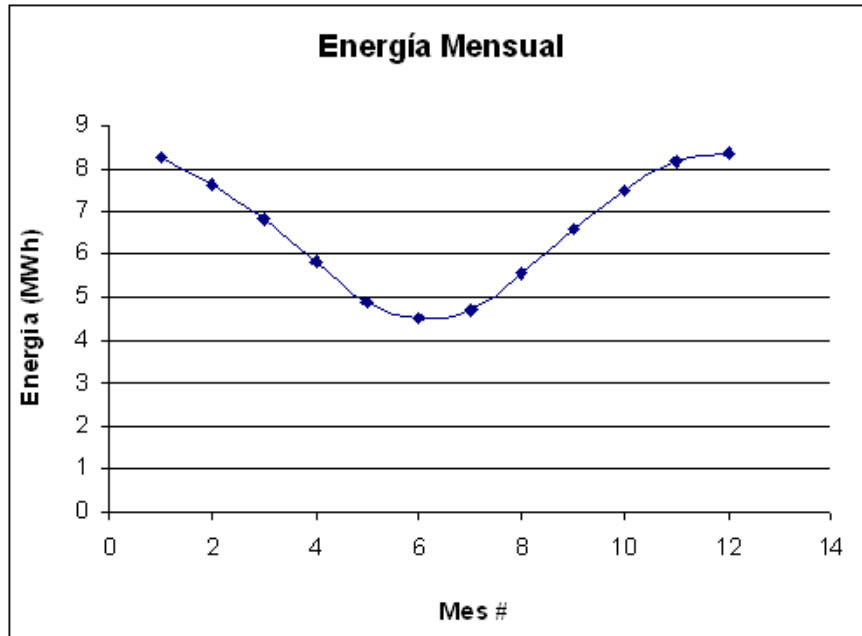


Figura 3.7: Energía generada mes a mes

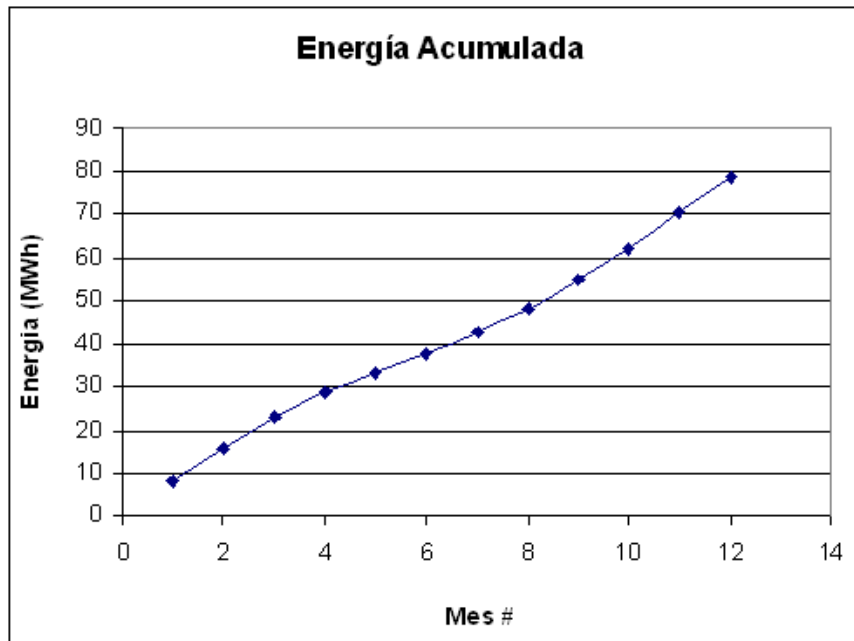


Figura 3.8: Energía generada acumulada

Caso N°	Ciudad	Latitud	Energía Anual MWh
1	Chañaral	26° 20'	27651,5
2	Copiapó	27° 18'	27547,2
3	Vallenar	28° 35'	27357,4
4	Coquimbo	29° 57'	27228,1
5	Valparaíso	33° 1'	26743,7
6	Santiago	33° 27'	26694,5
7	Rancagua	34° 10'	26610,1
8	Curicó	34° 58'	26511,4
9	Linares	35° 51'	26396,7
10	Concepción	36° 47'	26353,8
11	Temuco	38° 46'	26085,5
12	Valdivia	39° 38'	25957,6
13	Osorno	40° 36'	25812,9
14	Puerto Montt	41° 28'	25678,4

Tabla 3.5: Resumen de generación energética para el caso ESC Stirling

3.3.3. Energía solar concentrada térmica [1]

Este tipo de tecnología también utiliza la energía solar para la generación de electricidad. La diferencia con la tecnología Stirling, es que primero se transforma la energía solar en térmica, y luego se utiliza un ciclo Rankine, como el de una central estándar de ciclo combinado por ejemplo, para la transformación de energía térmica a eléctrica. El hecho de que exista una etapa térmica intermedia, permite el almacenamiento de energía, lo que además hace que las fluctuaciones de generación sean menores, además de permitir generar por un mayor número de horas.

Los colectores de la central pueden ser dimensionados de forma de captar una mayor cantidad de energía solar que la necesaria para generar la nominal, y la energía restante puede ser almacenada para generar posteriormente y para paliar las fluctuaciones de la radiación incidente.

Para modelar la generación de la planta, se supondrá una cierta cantidad de horas de almacenamiento, en donde se generará a plena carga. Para las demás horas, se supondrá que la planta generará a plena carga cuando la potencia de la radiación incidente supere los 800 W/m^2 . Para determinar dicha cantidad de horas se utilizará el procedimiento utilizado para la tecnología Stirling para calcular la radiación solar. Luego, integrando el número total de horas que la central genera a plena carga, se obtendrá la cantidad de energía que produce. Esto se realizará para cada mes de forma similar a como se hizo con la tecnología Stirling, o sea, se calculará mes a mes para un día promedio, y se multiplicará por la cantidad de días que tenga ese mes, para luego sumar por todo el año.

Por ejemplo, para una latitud de $33,5^\circ$ sur, correspondiente a Santiago, para una planta de 9 MW, con una capacidad de almacenamiento de 3 horas la energía generada mes a mes y la energía generada acumulada se pueden observar en las figuras 3.9 y 3.10 respectivamente.

Para las latitudes consideradas en este trabajo, la energía generada durante el año se observa en la tabla 3.6.

3.3.4. Energía mini-hidráulica

Este tipo de recurso es uno de los más difíciles de modelar, ya que no existe un estudio sobre su disponibilidad en todo el país. Existen estudios relacionados con las mayores cuencas del país, pero no para los cauces de menor magnitud, por lo que el tratamiento dado a este recurso será distinto que los anteriores.

Si bien no se sabe con certeza la disponibilidad de este recurso en cada una de las zonas en que se ha dividido el SIC, lo que es conocido es que esta disponibilidad tiene una gran correlación con la cantidad de precipitaciones que hay en alguna zona determinada, por lo tanto, la modulación geográfica se hará en función de las precipitaciones. Para ello, la potencia nominal de la central es ponderada por un factor función

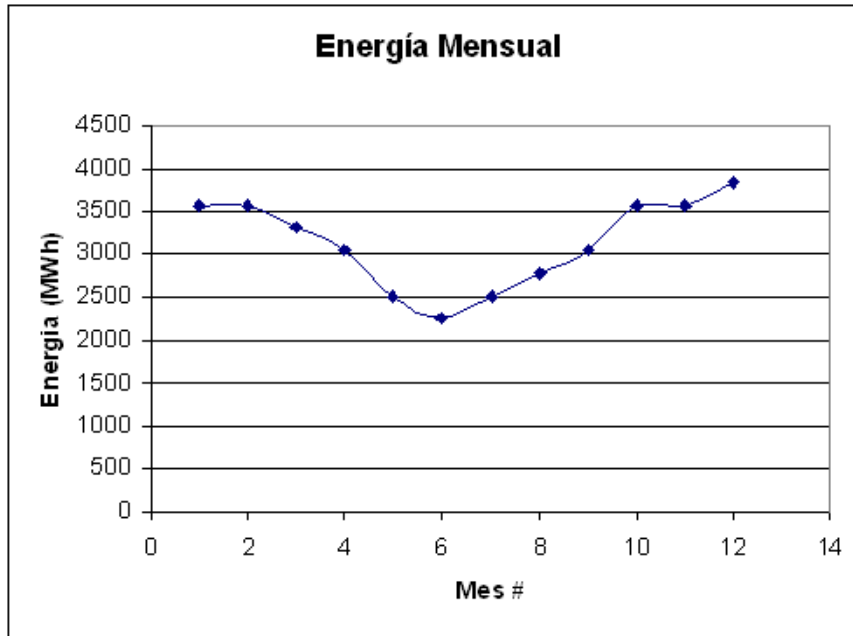


Figura 3.9: Energía generada mes a mes

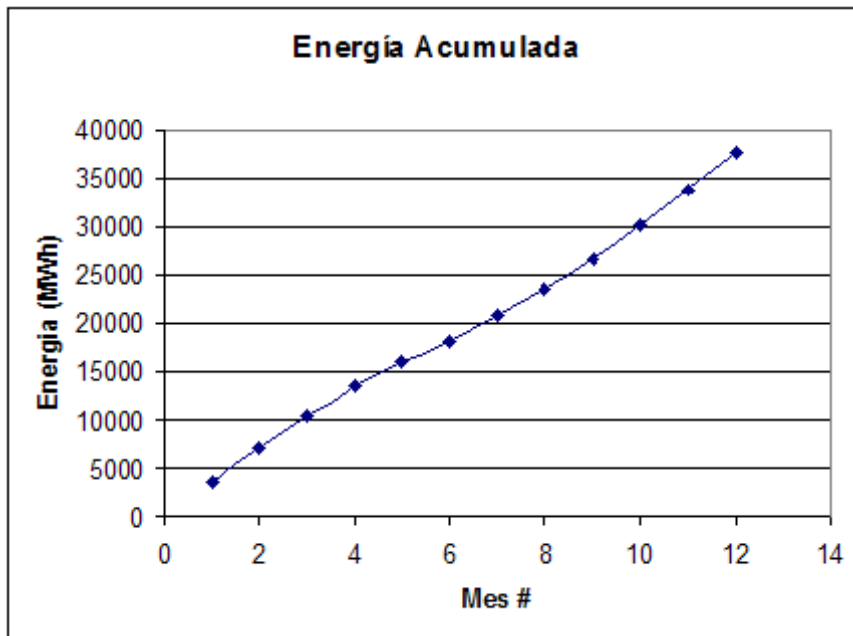


Figura 3.10: Energía generada acumulada.

Caso N°	Ciudad	Latitud	Energía Anual MWh
1	Chañaral	26° 20'	24517,1
2	Copiapó	27° 18'	24252,1
3	Vallenar	28° 35'	24252,1
4	Coquimbo	29° 57'	24252,1
5	Valparaíso	33° 1'	23722,0
6	Santiago	33° 27'	23456,9
7	Rancagua	34° 10'	23456,9
8	Curicó	34° 58'	23456,9
9	Linares	35° 51'	23456,9
10	Concepción	36° 47'	23456,9
11	Temuco	38° 46'	22661,8
12	Valdivia	39° 38'	22396,7
13	Osorno	40° 36'	22131,7
14	Puerto Montt	41° 28'	22131,7

Tabla 3.6: Resumen de generación energética para el caso ESC Térmica

de la precipitación.

La ecuación que modela la potencia generada por una central hidroeléctrica es (3.12) [11]:

$$P = g \cdot k \cdot \rho \cdot \eta \cdot Q \cdot H_n \quad (3.12)$$

Donde :

- P: Potencia generada (kW).
- g: aceleración de gravedad (m/s^2).
- k: Constante que denota la disponibilidad geográfica.
- ρ : Densidad del agua (T/m^3).
- η : Rendimiento del conjunto turbina-generador (p.u).
- Q: Caudal de agua (m^3/s).
- H_n : Altura neta de la caída de agua (m).

Region	Ciudad	Latitud (°)	Precipitación mm al año	Factor
3	Chañaral	26,3	0	0
3	Copiapó	27,3	0	0
3	Vallenar	28,6	0	0
4	Coquimbo	30,0	64,3	0,07
5	Valparaíso	33,0	372,5	0,41
13	Santiago	33,5	312,5	0,34
6	Rancagua	34,2	507,2	0,56
7	Curicó	35,0	701,9	0,77
7	Linares	35,9	906	1
8	Concepción	36,8	1110,1	1
9	Temuco	38,8	1157,4	1
10	Valdivia	39,6	1871	1
10	Osorno	40,6	1331,8	1
10	Puerto Montt	41,5	1802,5	1

Tabla 3.7: Precipitaciones y Factor Geográfico en función de la Precipitación

Para efectos de este trabajo, se supondrá que los valores anteriores serán tales que la potencia de la central sea de algún valor determinado (9 MW para el caso base), sin embargo, en caso de conocerse los valores de dichos parámetros, estos podrán modificarse en el modelo.

La constante k que denota la disponibilidad geográfica se obtiene variandola de forma lineal, desde 0 correspondiente a 0 mm de agua caída al año, hasta 1 correspondiente a 900 mm de agua caída al año. Para precipitaciones superiores se supone que esta constante es 1, o sea, la central genera a su capacidad nominal. El valor de la constante k , junto con el valor de la cantidad de agua caída normal al año en función de la latitud, se observa en la tabla 3.7.

Para obtener la energía generada durante un año se multiplicará la potencia de la central por la cantidad de horas en el año y por una disponibilidad típica para este tipo de plantas (0,9). Este dato se obtuvo observando las estadísticas de este tipo de centrales en nuestro país.

Para las latitudes consideradas en este trabajo, la energía generada durante el año se observa en la tabla 3.8.

Caso N°	Ciudad	Latitud	Energía Anual MWh
1	Chañaral	26° 20'	0,0
2	Copiapó	27° 18'	0,0
3	Vallenar	28° 35'	0,0
4	Coquimbo	29° 57'	5483,5
5	Valparaíso	33° 1'	31766,6
6	Santiago	33° 27'	26649,8
7	Rancagua	34° 10'	43253,7
8	Curicó	34° 58'	59857,7
9	Linares	35° 51'	77263,2
10	Concepción	36° 47'	77263,2
11	Temuco	38° 46'	77263,2
12	Valdivia	39° 38'	77263,2
13	Osorno	40° 36'	77263,2
14	Puerto Montt	41° 28'	77263,2

Tabla 3.8: Resumen de generación energética para el caso de la central minihidro

3.4. Ingresos por Potencia

La característica intermitente del energético principal que en general caracteriza a las ERNC puede hacer pensar que éstas no deben obtener pago por potencia firme. En el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el artículo 259 se establece respecto a la potencia firme:

”Se entenderá por potencia firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.”

Como se ve en esta definición, la potencia firme en Chile se define tomando en cuenta la indisponibilidad de la central, lo cual lleva a pensar que las ERNC no deberían percibir remuneraciones por ese concepto. Sin embargo, como se puede apreciar en las conclusiones de la memoria ”Pago por Potencia Firme a Centrales de Generación Eólica” [9], por más indisponible que sea la central, siempre la existencia de ésta aporta a la suficiencia del sistema, lo cual merece ser recompensado.

Si bien en el reglamento no se especifica el método de cálculo de la potencia firme, se deja claro los criterios para su determinación, estos son:

- Se debe considerar la indisponibilidad mecánica, variabilidad del energético, nivel de embalses, etc.
- La potencia firme preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme.
- La probabilidad de pérdida de carga en horas de punta es la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el período definido como de punta.
- Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales existe una mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, es decir, probabilidad de que la demanda del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en dichas horas. En la actualidad corresponde al período entre las 18:00 y las 22:00 hrs.
- Para el cálculo de todas las variables aleatorias se puede hacer uso de estadísticas propias, nacionales e internacionales además de las características propias de la unidad generadora.

Para el cálculo de la potencia firme es necesario un conocimiento global del sistema en el cual se calcula, además de que en la legislación chilena no se especifica un método de cálculo en particular, es deber del CDC el determinar la metodología en acuerdo con las empresas miembros. Precisamente este hecho causó una discrepancia respecto al cálculo de la potencia firme en el CDEC-SIC. El manual de procedimientos precisa que el valor de la potencia firme preliminar de una central posee 3 componentes: Suficiencia, Toma de Carga y Tiempo de partida, cada uno ponderado por 0,8 0,1 y 0,1 respectivamente, y la forma de obtener cada uno de estos valores no fue del agrado de todos los miembros del CDEC-SIC

En el dictamen hecho por el Panel de Expertos [16], se explica que, debido a que este tipo de centrales funciona con auto despacho, o sea, en su funcionamiento no interviene el CDEC-SIC, no es posible considerar las componentes de toma de carga y tiempo de partida ya que, estos factores implican de forma implícita, una coordinación entre las diferentes centrales mediante un despacho directo o un plan de recuperación de servicio. De esta forma, este tipo de centrales no puede aportar a la seguridad del sistema ante fallas de corta duración o a la recuperación del servicio ante una falla total o parcial del sistema.

Tomando en cuenta lo anterior, para efectos de este trabajo, se considera sólo la componente de la potencia firme correspondiente al aporte de suficiencia que realiza el medio de generación, para lo cual, se realizan simplificaciones, o bien, se consideran trabajos antes realizados debido a la alta complejidad que hay en la determinación de dicho valor.

Para el caso de las tecnologías incluídas en este trabajo, las consideraciones tomadas para la potencia firme se explican a continuación.

3.4.1. Energía eólica

Como se especifica en el trabajo "Pago por Potencia Firme a Centrales de Geración Eólica" [9], para bajos niveles de penetración en el sistema, se puede aproximar la potencia firme por el factor de carga de la central eólica. La única experiencia Chile donde se cuentan con datos estadísticos, es la central eólica de Alto Bahuales, la cual posee un factor de planta de un 40 %, luego, para este trabajo, se considera que la potencia firme corresponde a 1/3 de la potencia nominal, un valor más conservador.

3.4.2. Energía solar concentrada Stirling

A partir de los resultados del modelo realizado en 3.3.2, se puede observar que este tipo de centrales no logra generar en horas punta debido a la falta de la radiación solar necesaria para su funcionamiento, sin importar la latitud a la que se encuentre, por lo que su disponibilidad en dicho período es nula y luego, su aporte a la suficiencia del sistema es cero. Por lo tanto, este tipo de centrales no genera pagos por capacidad.

3.4.3. Energía solar concentrada térmica

En este caso, se considera el valor promedio para el caso de centrales térmicas, considerando datos estadísticos de operación de este tipo de centrales, correspondiente a 0,6 veces la potencia nominal de la central, debido a la similitud de este tipo de medios de generación. Esto, considerando que la central solar térmica posee un sistema de almacenamiento de energía, de forma de poder generar durante las horas punta. Durante el análisis de sensibilidad se considera la posibilidad de que este tipo de central no posea un sistema de almacenamiento de energía, por lo que su potencia firme, en ese caso, es cero.

3.4.4. Energía Mini-Hidráulica

Se considera un valor promedio 0,6 veces la potencia nominal de forma preliminar, debido a que se considera el promedio de la potencia firme de las centrales de pasada del SIC. Ese valor además es ponderado por el mismo factor de precipitaciones que se considera en la sección 3.3.4, de forma de incorporar la disponibilidad del recurso. El valor de la potencia firme preliminar (0,6 veces el nominal de la central) se debe principalmente a la incertidumbre existente en la hidrología año a año.

3.5. Ingresos por Servicios Complementarios

Considerando la naturaleza de las ERNC, en general, éstas no pueden brindar servicios complementarios, los que se detallan a continuación:

- Regulación de frecuencia: Para el caso de la regulación primaria, es posible que existan tecnologías

que permitan este tipo de regulación de frecuencia, sin embargo, para este trabajo, no se considera ya que este hecho no es generalizado. Para el caso de regulación secundaria, esto implica tener una reserva en giro, lo cual no es aplicable al caso de las ERNC ya que por su naturaleza, éstas son despachadas completamente, además de que se desperdiciaría el recurso.

- Regulación de tensión: Además de no existir un mercado, la regulación de tensión es parte de los requerimientos de calidad de servicio, por lo que es necesario elementos adicionales para cumplir con estas condiciones.
- Recuperación de Servicio: Dependiendo de la tecnología, algunas necesitan de la red para poder generar, como el caso de la tecnología eólica y Stirling.

Por lo tanto, durante este trabajo no se consideran ingresos por este tipo de servicios.

3.6. Alternativas de Venta

La legislación chilena permite varios modelos de comercialización tanto de energía como de potencia, los cuales se presentan a continuación:

- Venta al CDEC en mercado spot: En esta alternativa, el generador participa en los intercambios de energía entre generadores en el mercado spot. El precio de la energía corresponde al costo marginal instantáneo del sistema mientras que la potencia se valora al precio nudo correspondiente.
- Venta al CDEC a precio estabilizado: En esta alternativa, el generador vende su energía al CDEC a un valor estabilizado que corresponderá al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103 de la Ley (Decreto de Precio de Nudo [4]). La potencia se valora al precio nudo correspondiente.
- Venta a una empresa distribuidora vía licitación de contratos, o sea, mediante la adjudicación de un contrato que una empresa distribuidora realice mediante una licitación abierta, en cuyo caso, la energía se transará al precio que estipule el contrato y la potencia al valor de nudo que corresponda al momento de la licitación.
- Venta de la energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo a precio libre a convenir entre las partes tanto para la energía como la potencia. Este caso depende además de la ubicación del cliente libre, donde, claramente la mejor alternativa es que éste se encuentre en las proximidades del generador.

NUDO	TENSION kV	FACTORES DE PENALIZACION		PRECIOS DE NUDO	
		Potencia [p.u.]	Energía [p.u.]	Potencia [\$/kW/mes]	Energía [\$/kWh]
D. DE ALMAGRO	220	1,1545	1,2903	4857,11	38,639
CARRERA PINTO	220	1,1572	1,2951	4868,47	38,783
CARDONES	220	1,1518	1,2695	4845,75	38,016
MAITENCILLO	220	1,0988	1,1838	4622,77	35,450
PAN DE AZUCAR	220	1,0979	1,1746	4618,99	35,175
LOS VILOS	220	1,0269	1,0920	4320,28	32,701
QUILLOTA	220	0,9347	1,0000	3932,39	29,946
POLPAICO	220	1,0000	1,0412	4207,11	31,180
CERRO NAVIA	220	1,0237	1,0737	4306,82	32,153
ALTO JAHUEL	220	1,0049	1,0558	4227,72	31,617
RANCAGUA	154	1,0454	1,0941	4398,11	32,764
SAN FERNANDO	154	1,0174	1,0648	4280,31	31,887
ITAHUE	154	0,9604	1,0120	4040,51	30,305
PARRAL	154	0,9631	1,0330	4051,87	30,934
ANCOA	220	0,9455	1,0010	3977,82	29,976
CHARRUA	220	0,9357	0,9910	3936,59	29,676
CONCEPCION	220	0,9702	1,0365	4081,74	31,039
SAN VICENTE	154	0,9897	1,0436	4163,78	31,252
TEMUCO	220	0,9971	1,0481	4254,09	31,386
VALDIVIA	220	0,9889	1,0457	4219,10	31,315
BARRO BLANCO	220	0,9885	1,0507	4217,40	31,464
PUERTO MONTT	220	1,0000	1,0611	4266,46	31,776
PUGUEÑUN	110	1,2717	1,3494	5425,66	40,409

Tabla 3.9: Factores de Penalización y Precio Nudo Abril 2007 [4].

3.7. Modelación de las alternativas

3.7.1. Venta al CDEC a precio estabilizado

Esta alternativa consiste en la venta de energía y potencia a un valor estabilizado que corresponde al precio de nudo de la energía en el nudo donde se realice la inyección de energía de la central. La potencia es valorada al precio de nudo correspondiente.

Para modelar esta alternativa, es necesario obtener un valor del precio de nudo tanto de potencia como de energía para todo el período de evaluación. Para ello se utilizaron las siguientes fórmulas de indexación encontradas en el decreto de Precio de Nudo de abril 2007 [4]:

■ Potencia:

- Subsistema SIC Centro-Norte (desde la subestación Diego de Almagro 220 kV a la subestación Charrua 220 kV) (3.13):

$$\begin{aligned} Precio_i = Precio_{base} & \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1+d_i}{1+d_0} \cdot \left(0,733 \frac{CHE_i}{CHE_0} + 0,024 \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \right. \\ & \left. + 0,006 \frac{IPM_i}{IPM_0} + 0,036 \frac{IPC_i}{IPC_0} + 0,201 \frac{ISS_i}{ISS_0} \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

- Subsistema SIC Sur (entre las subestaciones Temuco 220 kV y Puerto Montt 220 kV) (3.14):

$$Precio_i = Precio_{base} \left(0,79 \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1+d_i}{1+d_0} + 0,1 \frac{ISS_i}{ISS_0} + 0,11 \frac{IPM_i}{IPM_0} \right) \quad (3.14)$$

Donde:

- $Precio_{base}$ corresponde al precio de nudo correspondiente entregado en el Informe de Precio de Nudo de abril 2007, valor que se puede apreciar en la tabla 3.9
- DOL corresponde al valor del tipo de cambio del dolar EEUU en el periodo correspondiente.
- d corresponde a los derechos arancelarios aplicables a la importación de bienes de capital, en $\%$. Para el caso de este trabajo se considera constante durante todo el período de evaluación.
- CHE es el Chemical Equipment Plant Cost Index. Como no se cuenta con antecedentes de este índice, se considera constante.
- CPI corresponde al Consumer Price Index, el equivalente estadounidense del IPC chileno.

- IPM es el Índice de Precios al por Mayor.
- IPC es el Índice General de Precios al Consumidor.
- ISS es el Índice General de Remuneraciones.

El subíndice i denota el período y el subíndice 0 indica el primer período de la evaluación.

- Energía (3.15)

$$Precio_i = Precio_{base} \left(\frac{PMM_i}{PMM_0} \right) \quad (3.15)$$

Donde PMM corresponde al Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión, correspondientes a la ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio de nudo.

Para obtener el valor de los índices correspondientes a los períodos futuros, se realizó una regresión lineal a partir de los datos existentes de los últimos años. El valor de estos índices se encuentran en las tablas B.1 y B.2 disponible en los apéndices.

3.7.2. Venta al CDEC en mercado spot

En esta alternativa, el generador participa en los intercambios de energía entre generadores en el mercado spot. El precio de la energía corresponde al costo marginal instantáneo mientras que la potencia se valora al precio nudo correspondiente.

Los valores que se utilizan para los costos marginales fueron proporcionados por empresas del sector eléctrico, los cuales fueron calculados mediante un programa que toma en cuenta variables como el precio del petróleo, el CPI y la entrada en servicio de unidades generadoras entre otros. Estos valores se encuentran disponibles en las tablas C.1 y C.1 en los apéndices.

El valor del precio nudo se calcula como se menciona en 3.7.1.

3.7.3. Venta a distribuidora mediante licitación

Corresponde a venta a distribuidora vía licitación de contratos, o sea, mediante la adjudicación de un contrato que una empresa distribuidora realice mediante una licitación abierta, en cuyo caso, la energía se transará al precio que estipule el contrato y la potencia al valor del nudo que corresponda al momento de la licitación.

La forma en que el valor de la energía se indexa queda especificado en las bases de licitación, las cuales al ser reservadas, es difícil tener acceso a ella, sin embargo, en general el método de indexación que se utiliza es de la siguiente forma (3.16) :

$$Precio_i = Precio_{base} \left(a_1 \frac{indice1_i}{indice1_0} + a_2 \frac{indice2_i}{indice2_0} + \dots + a_n \frac{indicen_i}{indicen_0} \right) \quad (3.16)$$

Donde:

- Parámetro "a" corresponde a un valor que indica la ponderación del índice. La suma de todos estos parámetros debe dar 1.

El valor de los parámetros anteriores se especifica en las bases de licitación, por lo cual, estos pueden variar de distribuidora en distribuidora. Para efectos de este trabajo, se considera que sólo se encuentran indexados al CPI estadounidense, por lo que la fórmula sería (3.17):

$$Precio_i = Precio_{base} \left(\frac{CPI_i}{CPI_0} \right) \quad (3.17)$$

El valor del precio nudo se calcula como se menciona en 3.7.1.

Para cada zona del país, se utiliza el valor de la energía especificado en las adjudicaciones de contrato de algún concesionario de distribución disponibles en la página web de la CNE, valores que se pueden apreciar en la tabla 3.10.

3.7.4. Venta a cliente libre con contrato bilateral

Venta de la energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo a precio libre a convenir entre las partes tanto para la energía como la potencia. Debido a la gran incertidumbre que esta alternativa posee, no es posible determinar si esta alternativa es la más conveniente. Sin embargo es posible entregar el valor de la energía tal que, realizando un contrato a este precio, sea más conveniente que las otras alternativas.

Caso N°	Ciudad	Latitud	ENERGIA BASE [USD/kWh]
1	Chañaral	26° 20'	51,0
2	Copiapó	27° 18'	51,0
3	Vallenar	28° 35'	51,0
4	Coquimbo	29° 57'	51,0
5	Valparaíso	33° 1'	51,0
6	Santiago	33° 27'	51,0
7	Rancagua	34° 10'	57,0
8	Curicó	34° 58'	57,0
9	Linares	35° 51'	57,0
10	Concepción	36° 47'	57,0
11	Temuco	38° 46'	54,0
12	Valdivia	39° 38'	54,0
13	Osorno	40° 36'	54,0
14	Puerto Montt	41° 28'	54,0

Tabla 3.10: Valor del precio base considerado para la alternativa venta a distribuidora según latitud

Capítulo 4

Evaluación de un Proyecto ERNC en función de la Localización

Resumen del Capítulo

En los capítulos anteriores, se ha realizado la caracterización y modelación de los costos, además de los ingresos para cada tipo de medio de generación que se considera en este trabajo, tomando en cuenta la localización de la central. En este capítulo se integra todos esos modelos para desarrollar la metodología que nos permita encontrar la mejor alternativa de comercialización.

4.1. Evaluación Económica

La metodología elegida para evaluar el proyecto es la determinación del Valor Actual Neto (VAN), para lo cual se ha hecho los siguientes supuestos:

- La potencia instalada de cada central es de 9 MW, o sea, que independiente del emplazamiento, se supone que es posible extraer dicha potencia de la central. Esto, claramente no puede ser factible en todas las zonas de evaluación, lo cual nos dará indicios de en qué zonas es factible instalar qué tipo de centrales.
- El período de evaluación es de 30 años, a una tasa de descuento de un 10 %, una tasa baja comparada con la que generalmente se aplica a los proyectos eléctricos, debido a la baja rentabilidad de algunos proyectos. Además se considera un período de 2 años de estudios iniciales y construcción, por lo que el horizonte total de evaluación será de 32 años.
- Se aplica un impuesto de un 17 % sobre la base de las utilidades percibidas o devengadas.
- Se supone que los equipos no tienen un valor residual al término de la evaluación además de que no existen costos por motivo de desguace de la central.

Para realizar la evaluación se toman las latitudes indicadas en la tabla 4.1 para dividir el SIC.

Región	Ciudad	Latitud	
		(° ')	(°)
3	Chañaral	26° 20'	26,34
3	Copiapó	27° 18'	27,30
3	Vallenar	28° 35'	28,58
4	Coquimbo	29° 57'	29,95
5	Valparaíso	33° 1'	33,02
13	Santiago	33° 27'	33,45
6	Rancagua	34° 10'	34,17
7	Curicó	34° 58'	34,97
7	Linares	35° 51'	35,85
8	Concepción	36° 47'	36,78
9	Temuco	38° 46'	38,77
10	Valdivia	39° 38'	39,63
10	Osorno	40° 36'	40,60
10	Puerto Montt	41° 28'	41,47

Tabla 4.1: Latitudes a considerar en la evaluación

Para los casos minihidro y energía solar comprimida Stirling y térmica, la evaluación se hace una vez en cada división especificada en la tabla 4.1, mientras que para el caso eólico, además, para cada división, se evalúa para el sector costero, centro y cordillera. De forma de dejar esto más claro, en la figura 4.1 se muestra las latitudes donde fue realizada cada evaluación, junto con la ciudad correspondiente.

Los valores de los parámetros pertenecientes a los medios de generación utilizados en la evaluación del caso base se mencionan a continuación:

- Eficiencia Generador Stirling: 25 %
- Horas Almacenamiento de energía en central solar térmica: 4
- Altura eje generador eólico: 60 m.
- Velocidad mínima viento del generador eólico: 4 m/s.
- Velocidad del viento donde el generador eólico alcanza potencia nominal: 10 m/s.
- Velocidad máxima viento del generador eólico: 25 m/s.

Para todos los resultados, la alternativa mas conveniente se enumera de la siguiente manera:

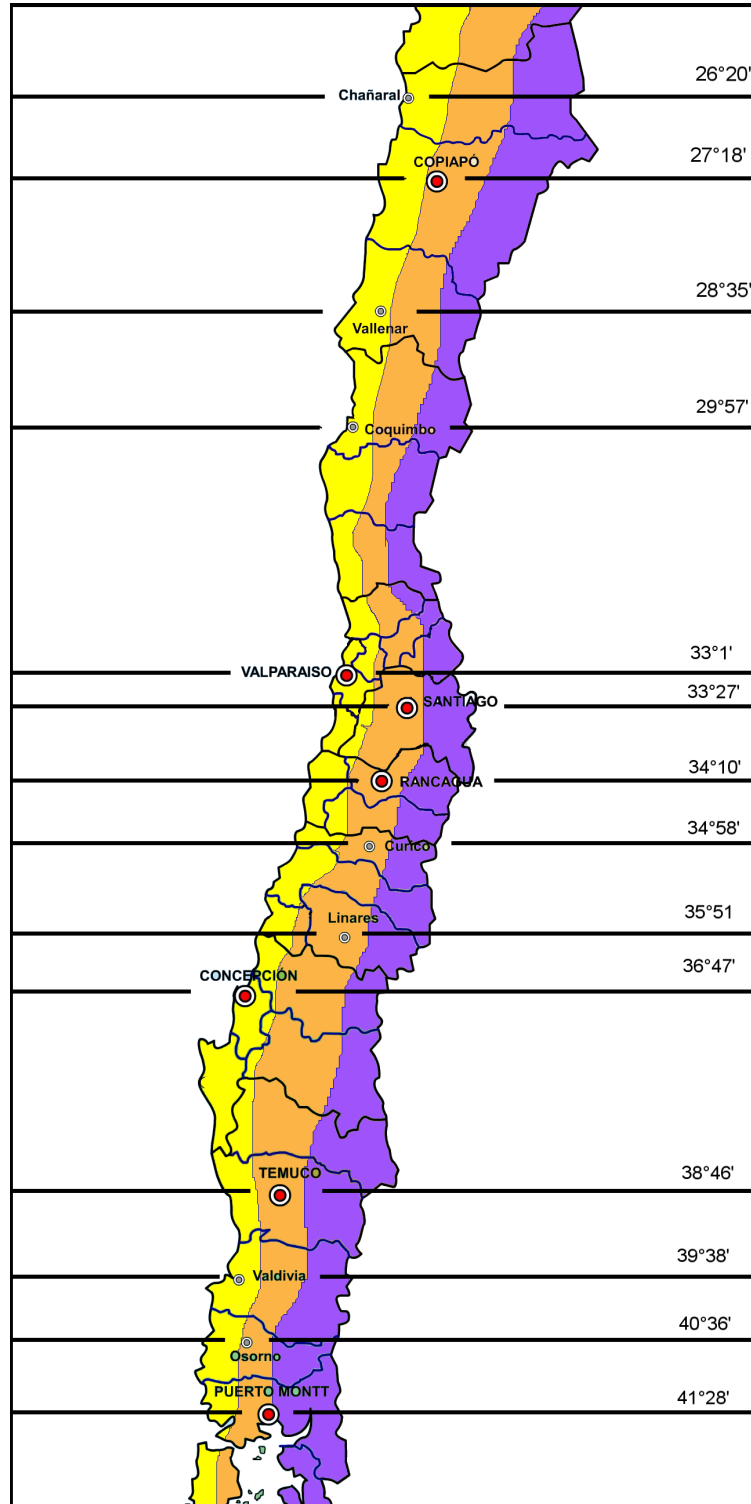


Figura 4.1: Latitudes donde se realiza la evaluación para cada tipo de tecnología. Para el caso eólico se considera además una división costa, centro y cordillera

1. Venta al CDEC a precio estabilizado (sección 3.7.1).
2. Venta al CDEC en mercado spot (sección 3.7.2).
3. Venta a una empresa distribuidora vía licitación de contratos (sección 3.7.3).
4. Venta de la energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo (sección 3.7.4).

4.2. Resultados de la Evaluación del Caso Base

El caso base considera los supuestos especificados anteriormente, además de lo siguiente:

- Los precios de nudo se encuentran indexados como se especifica en 3.7.1, los cuales no sufren ninguna otra modificación.
- Los valores de los costos marginales se encuentran indexados como en 3.7.2, y al igual que los precios de nudo, no sufren otra modificación.
- Los valores de venta en el caso de venta con contrato con distribuidora se encuentran indexados como en 3.7.3, y tampoco sufren otro tipo de modificación.

Los resultados se pueden apreciar en las tablas 4.2 a 4.5 y en los gráficos mostrados en las figuras 4.2 a 4.5.

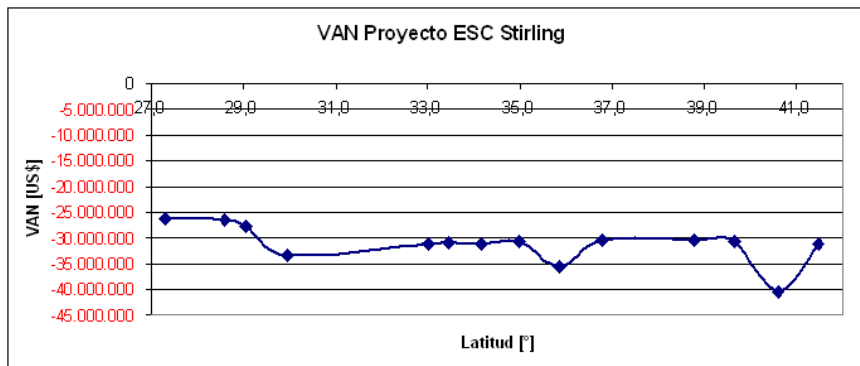


Figura 4.2: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Stirling	
			VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-26.098.646	1
2	Copiapó	28,6	-26.534.654	1
3	Vallenar	29,0	-27.553.495	1
4	Coquimbo	30,0	-33.322.283	1
5	Valparaíso	33,0	-31.078.679	1
6	Santiago	33,5	-30.856.236	1
7	Rancagua	34,2	-31.159.770	1
8	Curicó	35,0	-30.772.435	3
9	Linares	35,9	-35.568.539	3
10	Concepción	36,8	-30.527.072	1
11	Temuco	38,8	-30.518.915	1
12	Valdivia	39,6	-30.614.082	1
13	Osorno	40,6	-40.504.749	1
14	Puerto Montt	41,5	-31.076.151	1

Tabla 4.2: Mejor alternativa caso ESC Stirling

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	7.967.404	1	19.571.614	1	16.796.334	1
2	Copiapó	28,6	7.698.310	1	19.088.897	1	16.273.350	1
3	Vallenar	29,0	6.874.913	1	17.347.562	1	16.429.315	1
4	Coquimbo	30,0	1.738.577	1	7.465.683	1	12.282.189	1
5	Valparaíso	33,0	3.528.027	1	3.048.895	1	3.268.010	1
6	Santiago	33,5	3.952.404	1	4.444.678	1	8.969.171	1
7	Rancagua	34,2	3.911.343	1	4.514.370	1	11.515.964	1
8	Curicó	35,0	4.091.923	3	4.599.304	3	12.419.948	3
9	Linares	35,9	-135.199	3	346.860	3	7.460.182	3
10	Concepción	36,8	4.407.049	1	4.839.553	1	12.357.233	1
11	Temuco	38,8	4.587.726	1	4.978.786	1	13.007.969	1
12	Valdivia	39,6	4.552.287	1	4.895.319	1	13.303.436	1
13	Osorno	40,6	-4.197.753	1	-7.701.307	1	5.290.960	1
14	Puerto Montt	41,5	991.564	1	-14.311.127	1	10.648.595	1

Tabla 4.3: Mejor alternativa caso Eólico

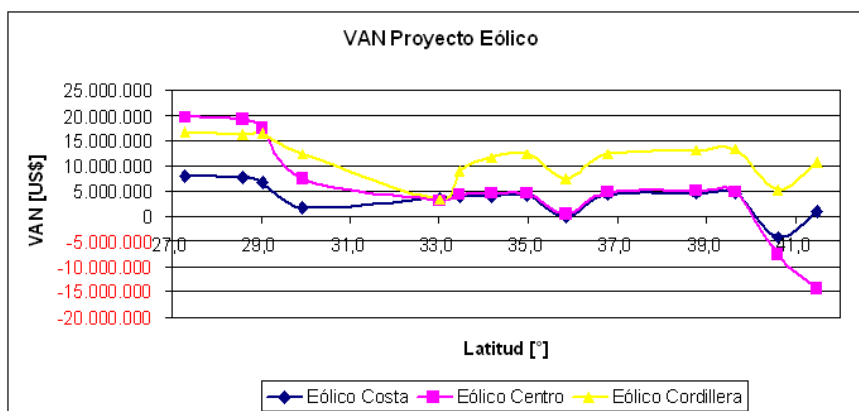


Figura 4.3: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Termica	
			VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	1.173.678	1
2	Copiapó	28,6	761.923	1
3	Vallenar	29,0	-349.659	1
4	Coquimbo	30,0	-5.564.759	1
5	Valparaíso	33,0	-4.288.594	1
6	Santiago	33,5	-3.833.300	1
7	Rancagua	34,2	-3.870.873	1
8	Curicó	35,0	-3.876.068	3
9	Linares	35,9	-8.277.977	3
10	Concepción	36,8	-3.517.635	1
11	Temuco	38,8	-3.587.340	1
12	Valdivia	39,6	-3.750.783	1
13	Osorno	40,6	-12.995.193	1
14	Puerto Montt	41,5	-7.559.724	1

Tabla 4.4: Mejor alternativa caso ESC Térmica

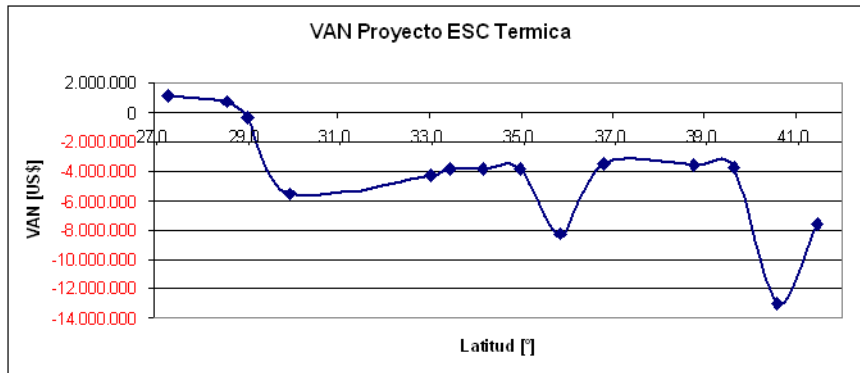


Figura 4.4: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud

Caso N°	Ciudad	Latitud	Minihidro	
			VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-20.446.627	1
2	Copiapó	28,6	-20.446.627	1
3	Vallenar	29,0	-19.860.046	1
4	Coquimbo	30,0	-21.667.728	1
5	Valparaíso	33,0	-1.889.259	1
6	Santiago	33,5	-4.432.764	1
7	Rancagua	34,2	4.817.248	1
8	Curicó	35,0	13.293.102	3
9	Linares	35,9	18.159.985	3
10	Concepción	36,8	22.844.698	1
11	Temuco	38,8	23.286.879	1
12	Valdivia	39,6	23.175.858	1
13	Osorno	40,6	14.874.185	1
14	Puerto Montt	41,5	20.001.653	1

Tabla 4.5: Mejor alternativa caso Minihidro

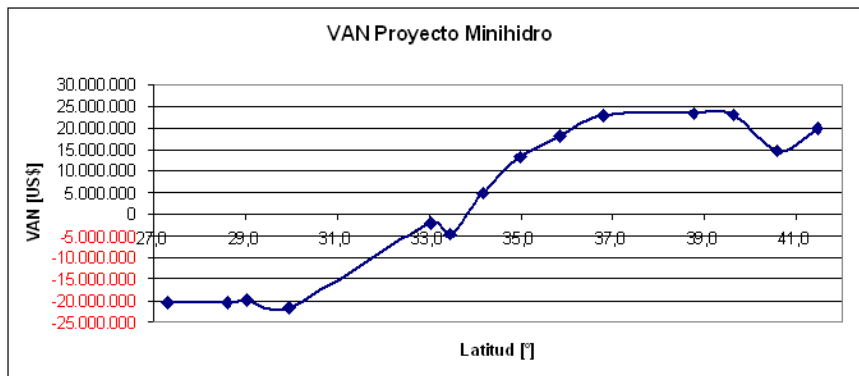


Figura 4.5: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud

Lo primero que hay que mencionar, es que la mejor alternativa para el caso base en el mayor de los casos corresponde a la venta a precio estabilizado, o sea, venta de energía y potencia a precio nudo. Hay algunas zonas donde la mejor alternativa es mediante la venta de energía y potencia a distribuidoras, lo cual se explica a que el valor del precio nudo en esas zonas es más bajo que en el resto del SIC.

Sin embargo, para el caso Stirling y ESC Térmica, estos resultados no son aplicables, ya que la rentabilidad de estos proyectos es negativa en la mayoría del SIC. Esto se debe principalmente a los altos niveles de inversión de estos proyectos y en el caso Stirling además, a que no se perciben ingresos por concepto de venta de potencia.

Respecto a la rentabilidad de cada proyecto en función de la latitud, se observan comportamientos de acuerdo a lo esperado. En el caso minihidro, a medida que se avanza hacia el sur, la rentabilidad va en aumento, de acuerdo a la mayor disponibilidad del recurso hídrico. De forma contraria, para los casos que utilizan la energía solar como energético primario, es en las zonas del norte donde las rentabilidades son mayores, y disminuyen progresivamente a medida que se avanza hacia el sur. En el caso eólico, no se observa un comportamiento como los observados en las otras tecnologías, debido a la gran dependencia de las características locales del recurso eólico, sin embargo se observan algunos puntos donde es más conveniente, como en el norte del SIC y más hacia el sur, en las zonas cordilleranas.

4.3. Análisis de Sensibilidad

A continuación se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados obtenidos en la sección anterior. Para ello se varía algún parámetro de la evaluación, dejando el resto de forma idéntica al caso base.

4.3.1. Precio Nudo en alza 1 % anual

Para obtener estos resultados, se calculan los precios nudos como se establece en 3.7.1, pero además, se varía el valor del Precio Base aumentándolo en un 1 % anual.

Los resultados son los siguientes:

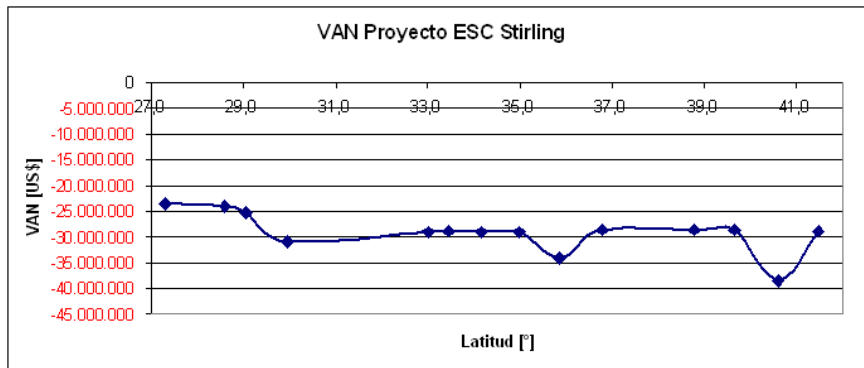


Figura 4.6: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Precio Nudo en alza

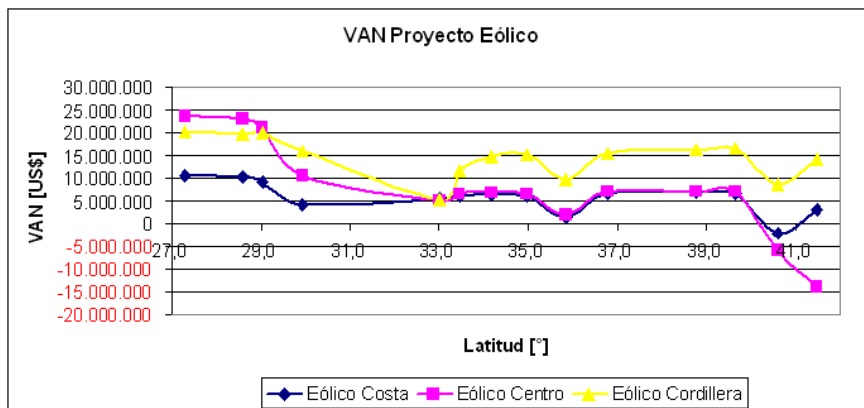


Figura 4.7: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Precio Nudo en alza

Se observa que si bien, las rentabilidades aumentan para todos los medios de generación, aunque no es determinante en la viabilidad de un proyecto. En este escenario, la alternativa más conveniente es la venta a precio estabilizado.

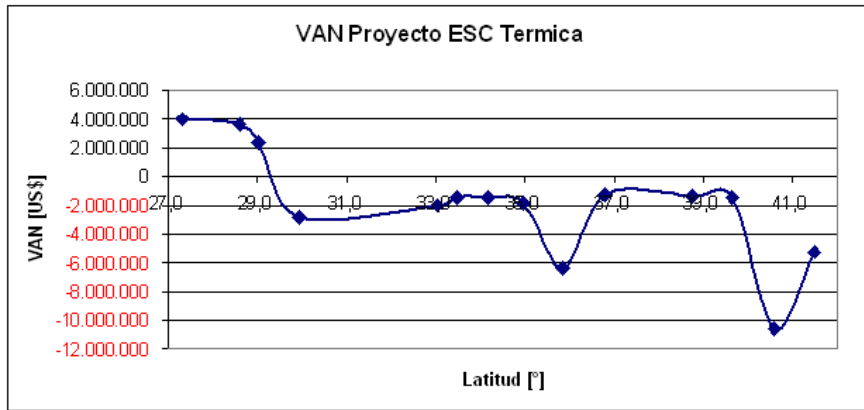


Figura 4.8: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Precio Nudo en alza

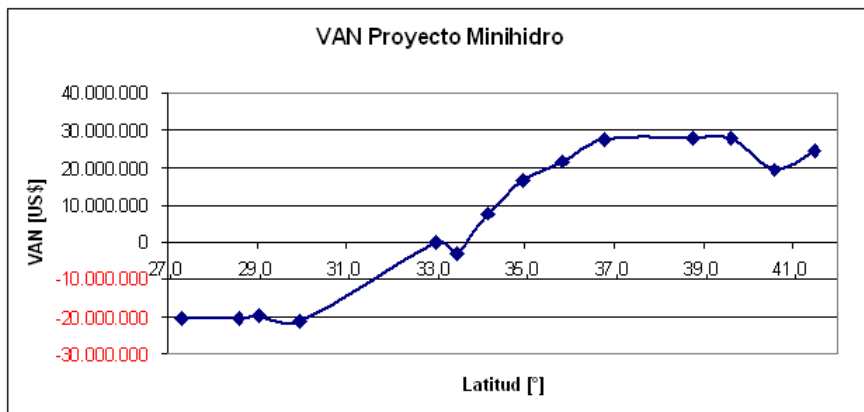


Figura 4.9: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Precio Nudo en alza

4.3.2. Precio Nudo en baja 1 % anual

Para obtener estos resultados, se calculan los precios nudos como se establece en 3.7.1, pero además, se varía el valor del Precio Base disminuyéndolo en un 1 % anual.

Los resultados se muestran a continuación.

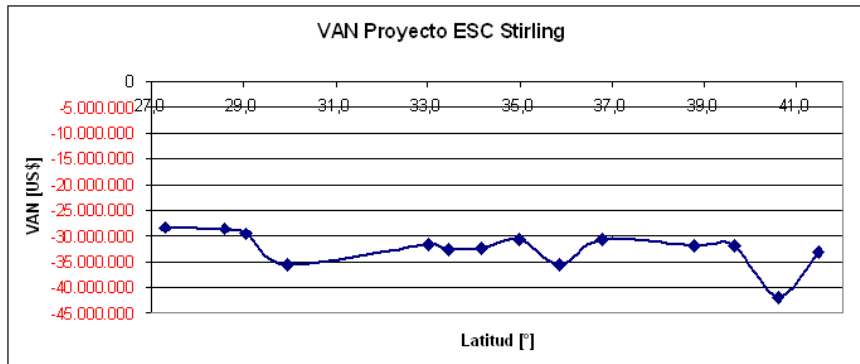


Figura 4.10: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Precio Nudo en baja

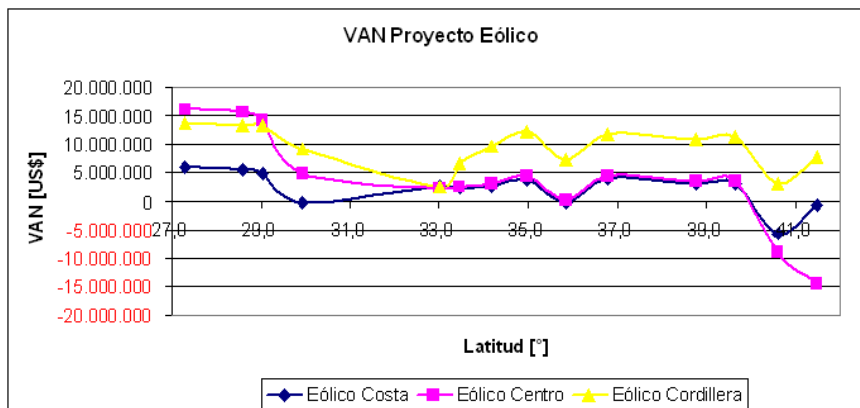


Figura 4.11: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Precio Nudo en baja

De forma similar al caso de precio nudo en alza, en este escenario, las rentabilidades disminuyen sin llegar a ser determinantes en la viabilidad del proyecto. Además, en este escenario, la alternativa de venta a distribuidoras mediante licitación de contratos se vuelve mas conveniente debido al mayor precio de la energía que esta alternativa posee respecto al precio estabilizado.

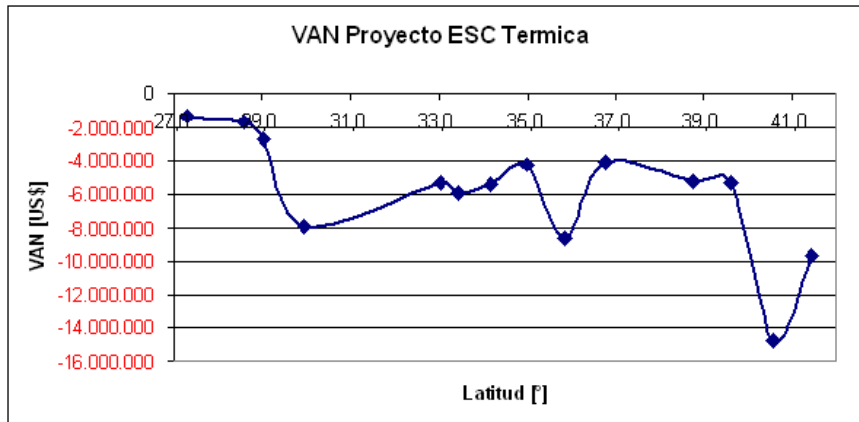


Figura 4.12: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Precio Nudo en baja

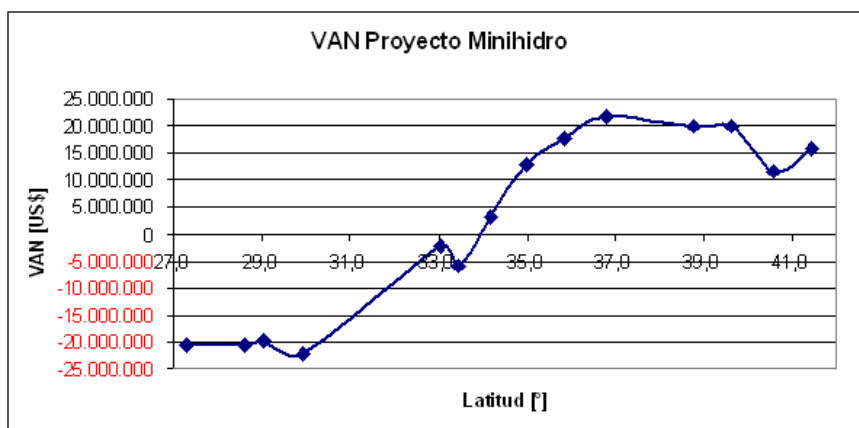


Figura 4.13: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Precio Nudo en baja

4.3.3. Parámetro en alza

Para obtener estos resultados, se calculan los precios nudos como se establece en 3.7.1, pero algunos parámetros de las centrales toman los valores especificados a continuación, mayores que los considerados en el caso base.

- Impuesto: 17 %
- Potencia Nominal: 9 MW
- Tasa de descuento: 10 %
- Eficiencia Generador Stirling: 30 %
- Horas Almacenamiento de energía en central solar térmica: 5
- Altura eje generador eólico: 60 m.
- Velocidad mínima viento del generador eólico: 2,5 m/s.
- Velocidad del viento donde el generador eólico alcanza potencia nominal: 9 m/s.
- Velocidad máxima viento del generador eólico: 25 m/s.

Los resultados son los siguientes:

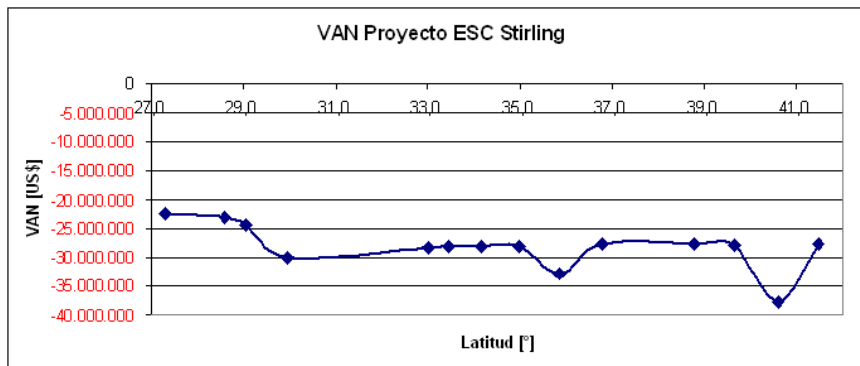


Figura 4.14: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Parametro en alza

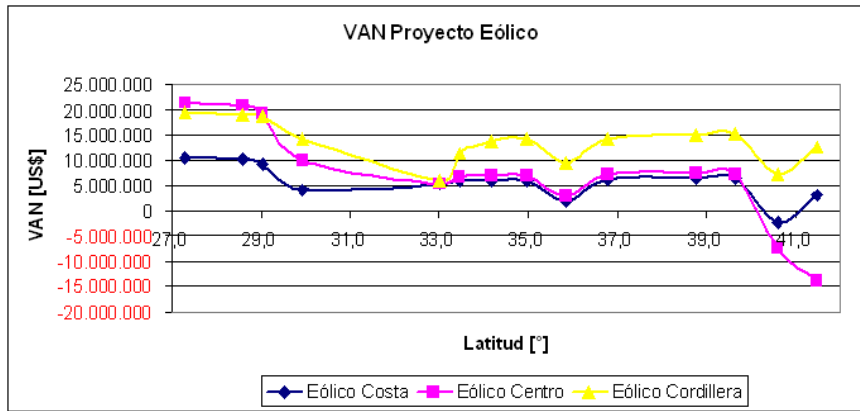


Figura 4.15: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Parametro en alza

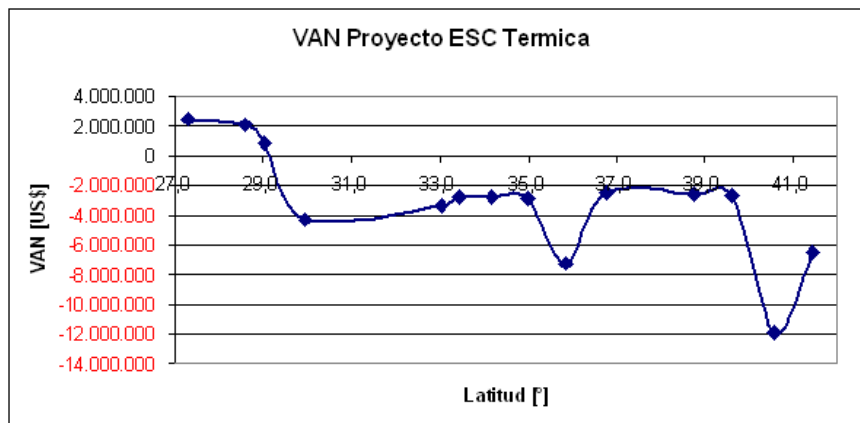


Figura 4.16: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Parametro en alza

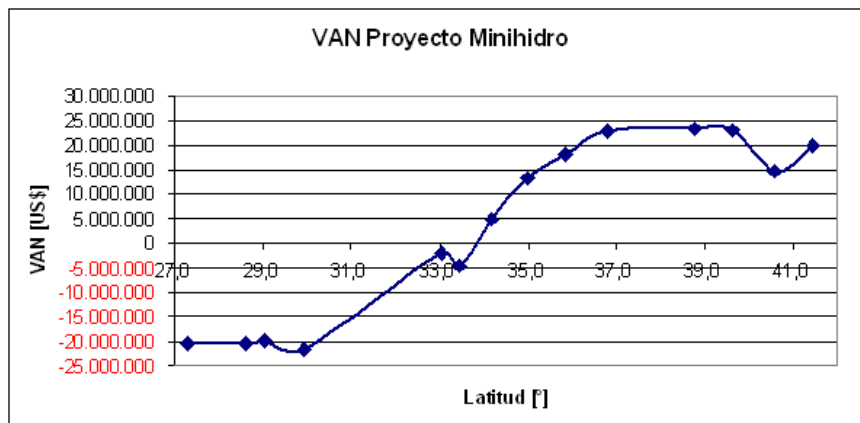


Figura 4.17: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Parametro en alza

4.3.4. Parámetro baja

Para obtener estos resultados, se calculan los precios nudos como se establece en 3.7.1, pero algunos parámetros de las centrales toman los valores especificados a continuación, menores que los considerados en el caso base.

- Impuesto: 17 %
- Potencia Nominal: 9 MW
- Tasa de descuento: 10 %
- Eficiencia Generador Stirling: 20 %
- Horas Almacenamiento de energía en central solar térmica: 0
- Altura eje generador eólico: 60 m.
- Velocidad mínima viento del generador eólico: 3,5 m/s.
- Velocidad del viento donde el generador eólico alcanza potencia nominal: 11 m/s.
- Velocidad máxima viento del generador eólico: 25 m/s.

Los resultados son los siguientes:

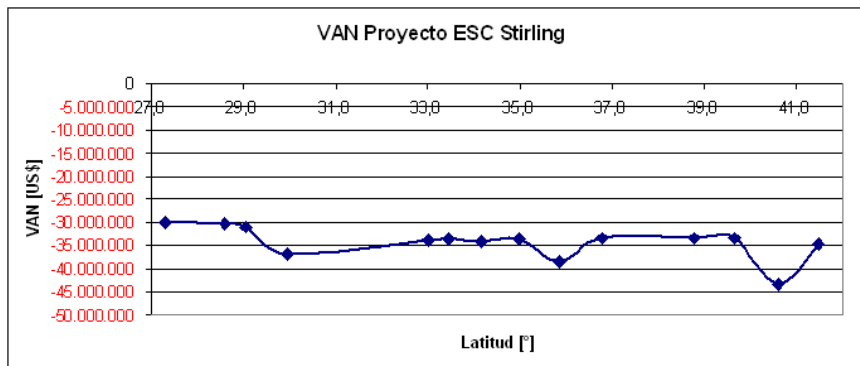


Figura 4.18: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Parametro en baja

En los escenarios anteriores, tanto donde los valores de los parámetros de las centrales son variados, la alternativa de comercialización no varía respecto del caso base, lo único que varía es la rentabilidad de cada proyecto, aunque este hecho no cambia la viabilidad de los proyectos no rentables que se observan en el caso base al igual que la forma en que la rentabilidad de cada proyecto varía en función de la latitud.

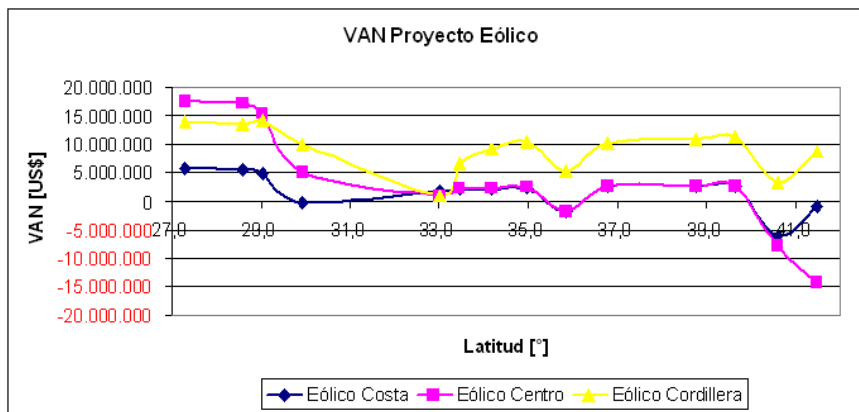


Figura 4.19: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Parametro en baja

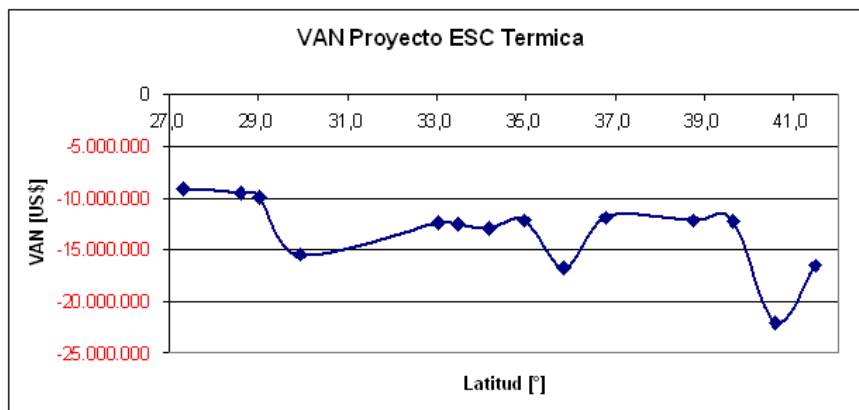


Figura 4.20: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Parametro en baja

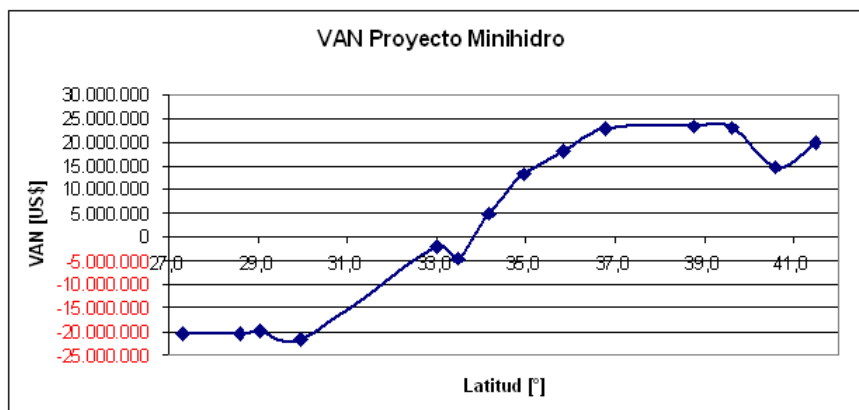


Figura 4.21: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Parametro en baja

4.3.5. Variación tasa de descuento

Para obtener estos resultados, se calculan los precios nudos como se establece en 3.7.1, pero considerando una tasa de descuento del proyecto de un 6 %.

Los resultados son los siguientes:

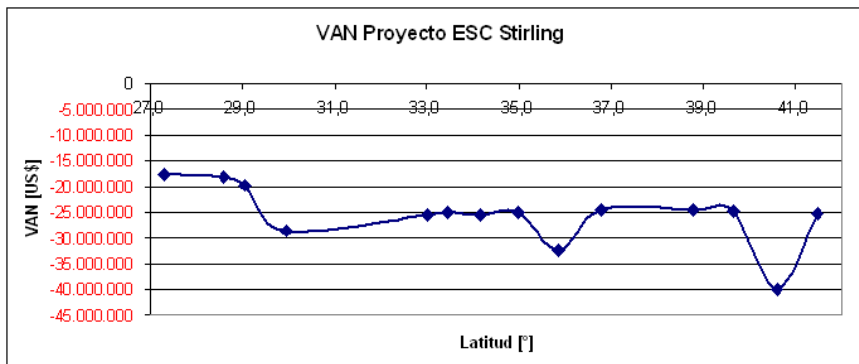


Figura 4.22: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Tasa 6 %

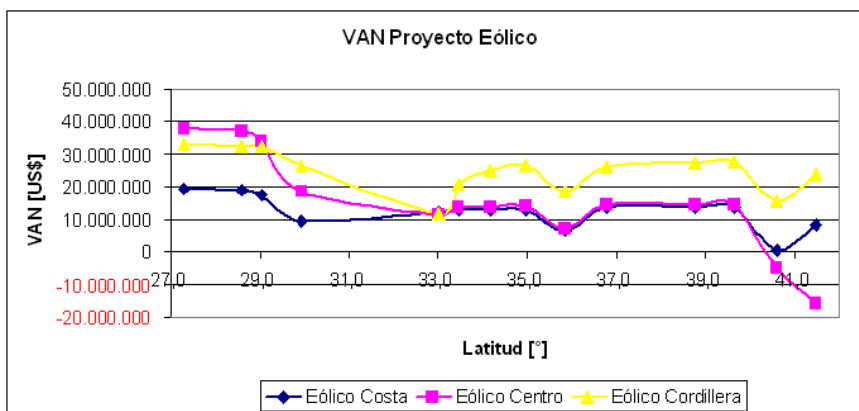


Figura 4.23: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Tasa 6 %

A partir de estos resultados se puede observar que las rentabilidades son altamente sensibles a la variación de la tasa de descuento. Este hecho es notable en el caso ESC Térmica, donde el proyecto llega a ser rentable en gran parte del país. De todas formas, el caso de ESC Stirling no logra ser rentable en ningún punto del SIC.

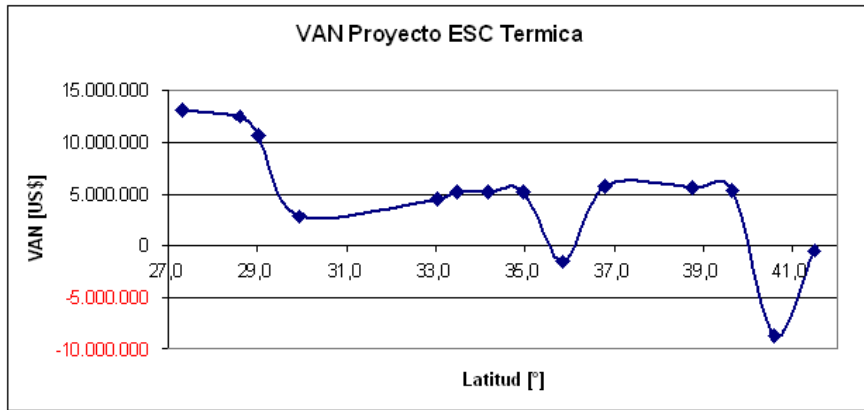


Figura 4.24: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Tasa 6 %

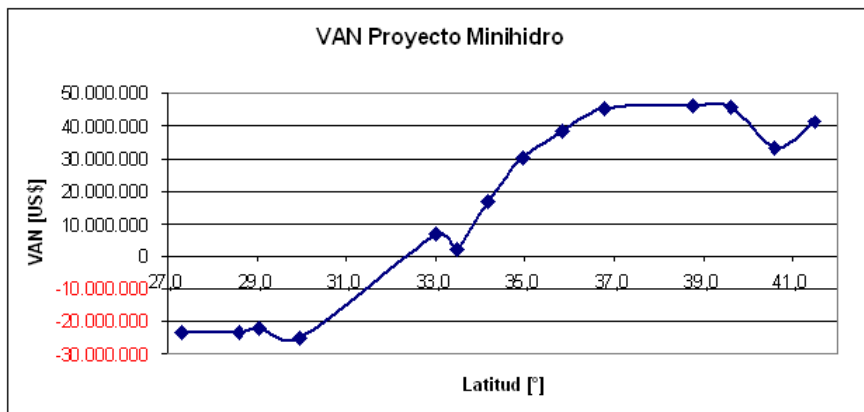


Figura 4.25: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Tasa 6 %

4.3.6. Variación potencia instalada

Para obtener estos resultados, se calculan los precios nudos como se establece en 3.7.1, pero considerando una potencia instalada de 14 MW y luego 20 MW.

Los resultados son los siguientes:

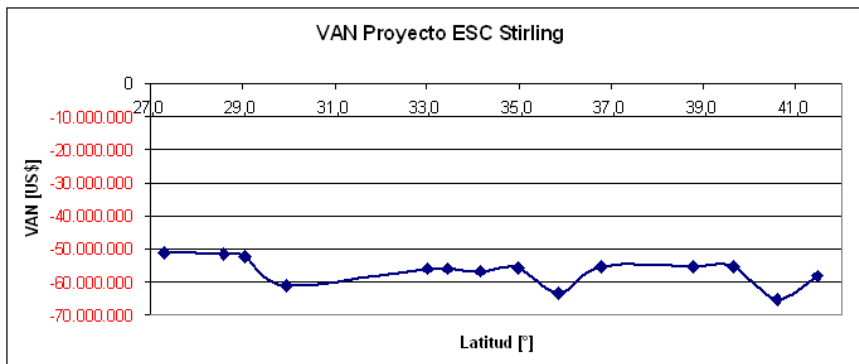


Figura 4.26: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la latitud Potencia 14 MW

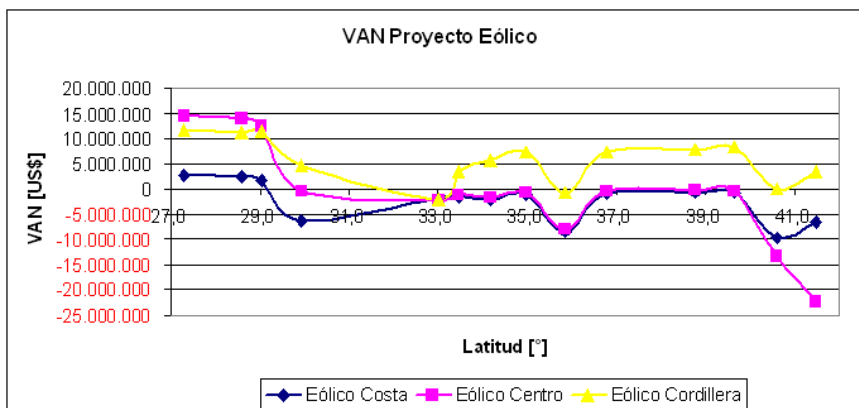


Figura 4.27: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Potencia 14 MW

En estos 2 escenarios, donde se varía la potencia instalada de las centrales, tomando valores de 14 MW y 20 MW en cada caso, se observan distintos comportamientos dependiendo de la naturaleza de la potencia firme de la central. Para los casos minihidro y ESC Térmica, las rentabilidades aumentan respecto a los resultados del caso base, mientras que para los casos Stirling y eólico disminuyen. Este hecho se debe a que el pago por peajes en estos 2 últimos casos es mayor proporcionalmente hablando que el aumento de las ganancias debido a que el porcentaje de la potencia instalada que se les reconoce como potencia firme es menor que en los casos minihidro y ESC Térmica.

En las partes donde la rentabilidad de un proyecto es negativa en la evaluación base, el aumento de la potencia instalada hace que la rentabilidad en dichos lugares sea aún más negativa.

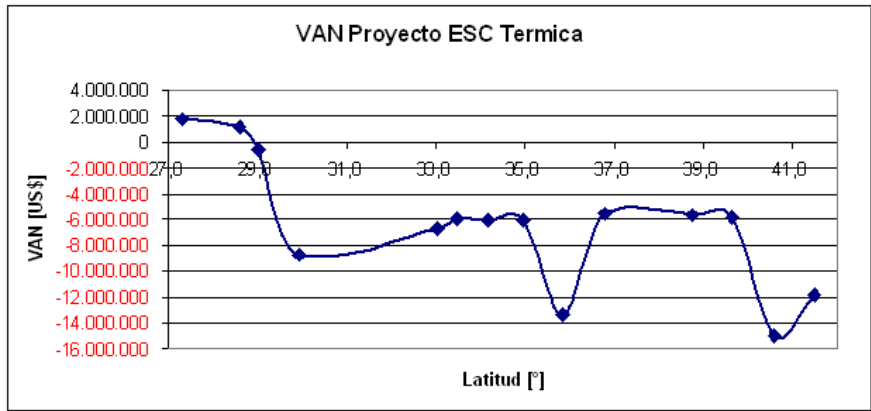


Figura 4.28: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Potencia 14 MW

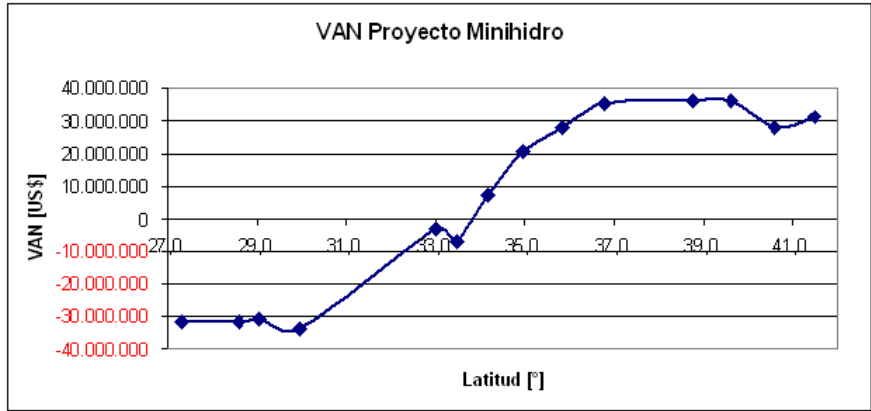


Figura 4.29: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Potencia 14 MW

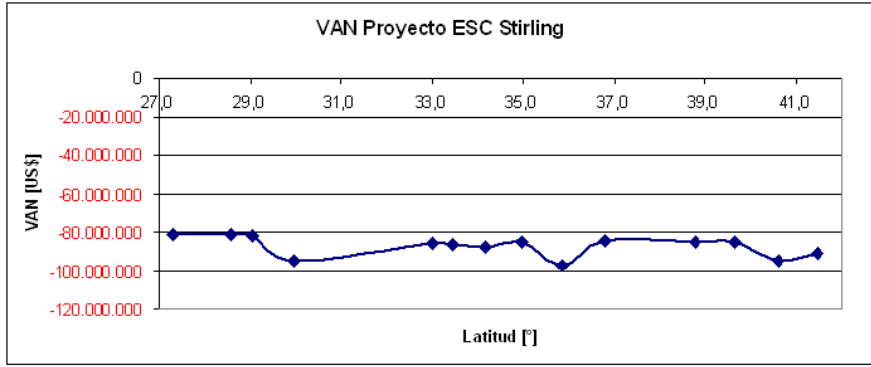


Figura 4.30: VAN Proyecto Solar Stirling en función de la Potencia 20 MW

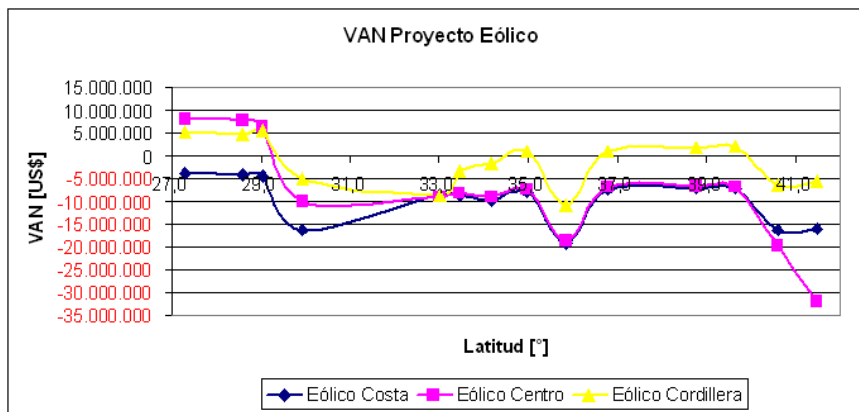


Figura 4.31: VAN Proyecto Eólico en función de la latitud Potencia 20 MW

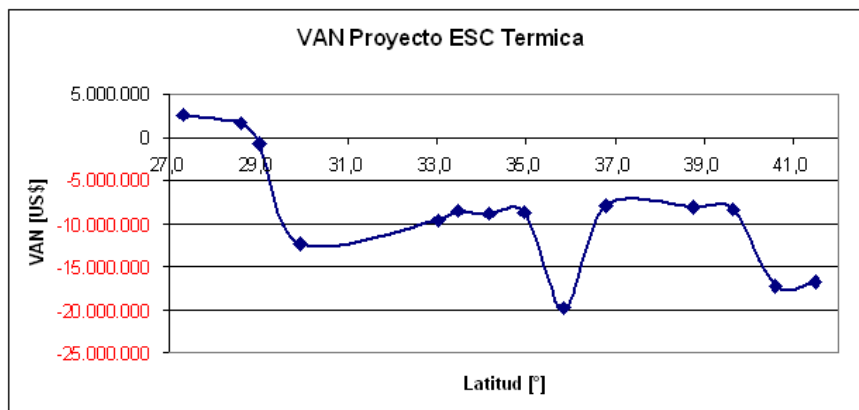


Figura 4.32: VAN Proyecto Solar Térmica en función de la latitud Potencia 20 MW

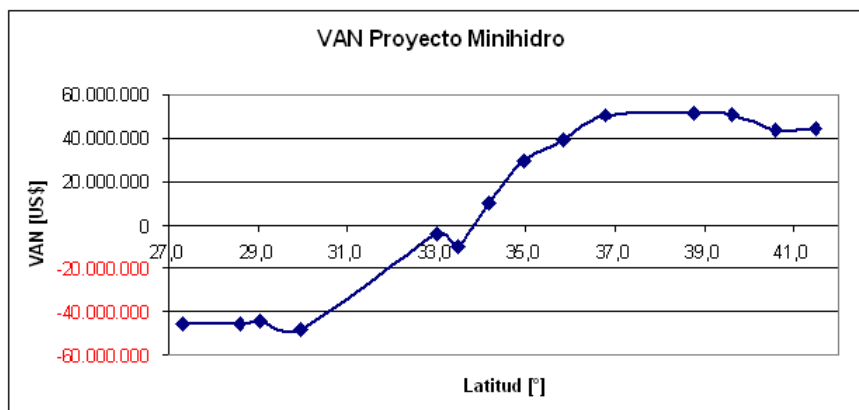


Figura 4.33: VAN Proyecto Minihidro en función de la latitud Potencia 20 MW

Capítulo 5

Conclusiones

Durante este trabajo se ha identifica la mejor alternativa de comercialización para un pequeño medio de generación que se encuentra sincronizado a un sistema, tomando en cuenta distintos factores tales como los cambios legislativos, distintos tipos de tecnologías (ESC Stirling, ESC Térmica, Minihidro y Eólica) y la ubicación geográfica del pequeño medio de generación dentro del SIC.

Se han identificado cuatro alternativas de comercialización, las cuales son: venta a precio estabilizado tanto de energía como de potencia, mercado spot, venta a distribuidora mediante licitación de contrato y contrato bilateral con un cliente libre, las cuales, diviendo al Sistema Interconectado Central en varias zonas, fueron comparadas entre sí para ver la mejor alternativa, tomando en cuenta la ubicación geográfica de la central.

De esta forma, la mejor alternativa de comercialización para cada tipo de tecnología se puede apreciar en la tabla 5.1.

Donde cada alternativa queda clasificada de 1 a 4 de la siguiente forma:

1. Venta al CDEC a precio estabilizado (sección 3.7.1).
2. Venta al CDEC en mercado spot (sección 3.7.2).
3. Venta a una empresa distribuidora vía licitación de contratos (sección 3.7.3).
4. Venta de la energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo (sección 3.7.4).

Como se puede ver de los resultados, la mejor alternativa en la mayor parte de los casos es la número 1, correspondiente a la venta de energía y potencia a precio estabilizado, aunque como resultado de los análisis de sensibilidad se puede apreciar que en algunos casos, la alternativa más conveniente corresponde a la venta a distribuidoras mediante licitación de contratos. Esta última alternativa, sin embargo, no es probable de

Caso N°	Ciudad	Latitud °	Eólico			ESC Stirling	ESC Termica	Minihidro
			Costa	Centro	Cordillera			
1	Chañaral	27,30	1	1	1	1	1	1
2	Copiapó	28,58	1	1	1	1	1	1
3	Vallenar	29,03	1	1	1	1	1	1
4	Coquimbo	29,95	1	1	1	1	1	1
5	Valparaíso	33,02	1	1	1	1	1	1
6	Santiago	33,45	1	1	1	1	1	1
7	Rancagua	34,17	1	1	1	1	1	1
8	Curicó	34,97	3	3	3	3	3	3
9	Linares	35,85	3	3	3	3	3	3
10	Concepción	36,78	1	1	1	1	1	1
11	Temuco	38,77	1	1	1	1	1	1
12	Valdivia	39,63	1	1	1	1	1	1
13	Osorno	40,60	1	1	1	1	1	1
14	Puerto Montt	41,47	1	1	1	1	1	1

Tabla 5.1: Alternativa de Comercialización según tipo de Tecnología

aplicarse en la realidad, porque en este tipo de contratos se adjudica es una cantidad de energía, que este tipo de centrales no es capaz de suministrar. Además, en algunos casos como la tecnología Stirling por ejemplo, posee rentabilidades negativas, por lo que no es posible aplicar una alternativa de comercialización.

Tal vez era de esperar que la alternativa de comercialización fuera influenciada por la ubicación geográfica de la central, pero este hecho no se puede observar en los resultados finales. Lo que si se observa de los resultados es la variación de la rentabilidad de cada proyecto en función de la latitud, hecho que era de esperarse y que valida los resultados.

Vale la pena destacar algunos casos como por ejemplo la tecnología ESC Térmica que logra ser rentable en el extremo norte del SIC. Además las centrales minihidro son altamente rentables en el centro-sur del SIC, y el caso eólico cuya rentabilidad es positiva en gran parte del sistema.

Hay que aclarar sin embargo que, si bien se entrega una rentabilidad para un cierto lugar de Chile, este valor puede variar respecto a el valor real que se obtenga en el caso de realizar el proyecto ya que existen factores locales que no son posible de identificar sino hasta el momento de los estudios de factibilidad de el proyecto e ingeniería básica, tales como la disponibilidad real del recurso en el lugar, la distancia al punto de inyección más cercano, accesibilidad del lugar, factores medioambientales, etc.

Con respecto a los peajes, hay que mencionar que con la metodología utilizada en este trabajo, no se

es posible apreciar un gran impacto de la exención del pago de peaje del sistema de transmisión troncal la evaluación de cada proyecto ya que, la mayoría de las centrales no se conecta directamente en este sistema de transmisión sino en sistemas de subtransmisión, y debido a que la potencia de las centrales consideradas no son de gran magnitud, la mayor parte de sus flujos no logran penetrar en el sistema de transmisión troncal. En resumen, este tipo de centrales no paga peaje troncal, no por la exención del pago sino por que sus flujos no logran llegar al sistema de transmisión troncal. De todas formas, en el caso de que el punto de conexión de una central se encuentre muy próximo al sistema de transmisión troncal, el ahorro que tiene la central por motivo de la exención de pago de peajes troncales puede repercutir en gran medida en la rentabilidad final del proyecto. Además, en caso de que la metodología del cálculo de peajes cambie, puede que la exención del pago de peaje troncal pueda repercutir en la rentabilidad del proyecto, sin importar lo alejado que se encuentre del sistema de transmisión troncal.

Respecto del análisis de sensibilidad hay que mencionar que:

- Para el caso en precio de nudo en alza, la alternativa varía de forma de que la venta a precio estabilizado es la mejor opción en todo el sistema.
- Para el caso de precio de nudo en baja, en algunas zonas se vuelve conveniente la alternativa de contrato con distribuidoras.
- Para el caso en que se varían los parámetros de las centrales, la alternativa no sufre cambios, en cambio sí la rentabilidad del proyecto.
- El caso en que se evalúan los proyectos a una tasa de descuento de un 6 % se observa que las rentabilidades claramente aumentan de forma considerable, incluso provocando que la tecnología ESC Térmica llegue a ser rentable más al sur del país. Las alternativas de comercialización no varían.
- Finalmente, al variar la potencia de la central se observan distintos comportamientos dependiendo de la potencia firme de la central, ya que para los casos minihidro y ESC térmica, las rentabilidades aumentan mientras que para los casos Stirling y eólico disminuyen debido a que el aumento del pago de peajes en estos dos últimos casos es mayor que el aumento de los ingresos debido a la baja potencia de suficiencia considerada en este trabajo en comparación de los casos minihidro y ESC térmica.

Se puede afirmar que la mayor causa de la no viabilidad económica de un tipo de tecnología es el valor de la inversión inicial, ya que como se puede apreciar para el caso de la tecnología ESC Stirling, el gran valor de la inversión, comparado con el resto de las tecnologías, no permite una recuperación de los recursos en el período de la evaluación, a pesar de la gran disponibilidad del recurso solar en zonas como el norte del país. Dada las tendencias actuales, es de esperar que en un futuro cercano, los valores de inversión bajen hasta el punto en que el realizar este tipo de proyectos se vuelvan atractivos de realizar.

Mientras lo anterior no ocurra, es necesario otro tipo de incentivos por parte de la autoridad para la realización de este tipo de proyectos, ya que como se menciona anteriormente, la exención del pago de peajes en la mayoría de los casos no es de gran relevancia.

De forma complementaria, todo este trabajo fue realizado mediante planillas de cálculo, las cuales quedan a disposición para el desarrollo de futuros trabajos realacionados.

Finalmente, dentro de los trabajos futuros, se proponen las siguientes tareas:

- Se propone la realización de un estudio que permita obtener una mejor proyección de los valores de los precios de nudo, que tome variables como los precios de los combustibles, proyecciones de demanda, entrada en servicio de líneas de transmisión y centrales, etc. ya que este es uno de los puntos más cruciales durante la evaluación de los proyectos considerados en este trabajo, y como se puede apreciar en los análisis de sensibilidad, los resultados eran muy sensibles a la varacion de estos precios.
- Si bien todo el estudio se encuentra realizado en planillas de cálculo, se recomienda que se implemente en una base de datos que utilice como interfaz una planilla de cálculo, de forma de que sea más flexible la actualización y la ampliación del trabajo.
- Se puede realizar este estudio a otro tipo de tecnologías, como la geotérmica, de gran potencial en el país, celdas fotovoltaicas, energía de los océanos, biomasa, entre otros.
- Se propone la implementación de un software que permita el fácil cálculo de peajes y de potencia firme para el SIC y el SING, el cual permitiría realizar tanto estudios de evaluación como otros de forma más exacta y certera.

Bibliografía

- [1] ARINGHOFF, Rainer et. al. Concentrated Solar Thermal Power Now. [en línea] 2005. Disponible en <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/Concentrated-Solar-Thermal-Power.pdf>.
- [2] Y. Baghzouz, B. Karam, R.F. Boehm. Alternative Energy Production with Grid-Connected Solar Dish-Stirling Systems. IEEE p129-133 2002
- [3] CDEC-SIC, Dirección de Peajes. Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales y Proyección de los Ingresos Tarifarios, Período 2007. Santiago, Chile, 2007. https://www.cdec-sic.cl/est_operacion_publica.php
- [4] CNE, Gobierno de Chile. Fijación de Precio de Nudo Abril 2007 Sistema Interconectado Central (SIC) - Informe Técnico Definitivo [en línea]. Santiago, Chile, 2007. Disponible en http://www.cne.cl/electricidad/destacados/precio_abril2007.php
- [5] CORFO - Dpto. de Geofísica, Universidad de Chile. Evaluación del Potencial Eólico Nacional [en línea]. Santiago, Chile, 1993. Disponible en <http://www.dgf.uchile.cl/eolo/>
- [6] CORFO, Gobierno de Chile. Renewables in Chile. [CD-ROM] 2005.
- [7] DE LA CASTILLEJA MENDOZA, Rodrigo. Análisis Técnico Económico de una Central con Tecnología Solar Comprimida. Memoria (Ingeniero Civil Electricista) Santiago, Chile: Universidad de Chile, 2007, 70h.
- [8] FIGUEROA DÍAZ, Javier. Análisis de Alternativas de Expansión de la Matriz Energética de Endesa Chile Mediante Generación Eólica. Memoria (Ingeniero Civil Mecánico) Santiago, Chile: Universidad de Chile, 2006, 153h.
- [9] HERRERA VERGARA, Benjamín. Pago por Potencia Firme a Centrales de Generación Eólica. Memoria (Ingeniero Civil Industrial) Santiago, Chile: Universidad de Chile, 2006, 53h.
- [10] ROMÁN, Roberto. Curso de energías renovables [en línea]. www.ecomaipo.cl
- [11] MUGUERZA, Daniel. "Microcentrales Hidroeléctricas". Curso de Microturbinas Hidroeléctricas [en línea]. <http://exa.unne.edu.ar/depar/areas/fisica/maestria/modulo2/microturbinas/apuntemch.pdf>
- [12] MINISTERIO DE ECONOMÍA, Gobierno de Chile. Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°4. Santiago Chile, 2006.
- [13] MINISTERIO DE ECONOMÍA, Gobierno de Chile. Reglamento para Pequeños Medios de Generación. Santiago Chile, 2006.

- [14] VALERA, Pablo et.al. Solar Energy: Comparative Analysis of Solar Technologies for Electricity Production. 3rd World conference on Photovoltaic Energy Conversion. Osaka, Japón. 2003
- [15] NORTON, Brian. Renewable electricity - what is the true cost? Power Engineering Journal. 1999
- [16] Panel de Expertos. Dictamen N°4 Discrepancia: Manual de Procedimientos del CDEC-SIC relativo a los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) [en línea]. <http://www.panelexpertos.cl/discreptramit.php>

Apéndice A

Resultados Análisis de Sensibilidad

A continuación se presenta las tablas (tablas 4.6 a 4.13) correspondientes a los resultados del análisis de sensibilidad de la evaluación del caso base.

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	10.418.699	1	23.494.977	1	20.362.967	1
2	Copiapó	28,6	10.145.592	1	22.983.059	1	19.834.170	1
3	Vallenar	29,0	9.186.125	1	20.984.841	1	19.966.979	1
4	Coquimbo	30,0	4.056.034	1	10.472.753	1	15.890.479	1
5	Valparaíso	33,0	5.497.443	1	4.933.359	1	5.195.970	1
6	Santiago	33,5	6.029.617	1	6.556.217	1	11.665.235	1
7	Rancagua	34,2	6.083.007	1	6.726.048	1	14.622.646	1
8	Curicó	35,0	5.884.958	1	6.435.274	1	15.146.386	1
9	Linares	35,9	1.477.176	1	2.020.522	1	9.810.948	1
10	Concepción	36,8	6.424.975	1	6.914.451	1	15.404.357	1
11	Temuco	38,8	6.628.458	1	7.070.942	1	16.138.532	1
12	Valdivia	39,6	6.587.891	1	6.976.048	1	16.473.059	1
13	Osorno	40,6	-2.066.144	1	-5.932.247	1	8.534.411	1
14	Puerto Montt	41,5	3.073.427	1	-13.999.960	1	13.996.267	1

Tabla A.1: Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en alza Eólico

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Stirling		ESC Termica		Minihidro	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-23.630.101	1	3.984.695	1	-20.446.627	1
2	Copiapó	28,6	-24.096.012	1	3.589.731	1	-20.446.627	1
3	Vallenar	29,0	-25.276.702	1	2.335.479	1	-19.860.046	1
4	Coquimbo	30,0	-30.979.365	1	-2.876.020	1	-21.226.795	1
5	Valparaíso	33,0	-29.151.480	1	-2.026.952	1	-13.717	1
6	Santiago	33,5	-28.833.577	1	-1.457.069	1	-2.756.322	1
7	Rancagua	34,2	-29.070.290	1	-1.407.596	1	7.585.890	1
8	Curicó	35,0	-29.063.290	1	-1.804.078	1	16.430.653	1
9	Linares	35,9	-33.996.565	1	-6.383.914	1	21.768.613	1
10	Concepción	36,8	-28.561.955	1	-1.207.143	1	27.408.536	1
11	Temuco	38,8	-28.552.071	1	-1.291.865	1	27.896.094	1
12	Valdivia	39,6	-28.660.901	1	-1.465.716	1	27.771.144	1
13	Osorno	40,6	-38.470.699	1	-10.582.313	1	19.553.636	1
14	Puerto Montt	41,5	-28.699.802	1	-5.208.530	1	24.669.636	1

Tabla A.2: Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en alza Minihidro, ESC Stirling y Térmico

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	5.838.998	1	16.177.872	1	13.666.523	1
2	Copiapó	28,6	5.556.031	1	15.721.419	1	13.195.584	1
3	Vallenar	29,0	4.856.782	1	14.172.943	1	13.354.878	1
4	Coquimbo	30,0	-272.295	1	4.841.988	1	9.125.833	1
5	Valparaíso	33,0	2.799.006	2	2.335.601	2	2.547.524	2
6	Santiago	33,5	2.165.208	1	2.580.535	1	6.636.734	1
7	Rancagua	34,2	2.638.920	3	3.169.774	3	9.679.823	3
8	Curicó	35,0	3.881.737	3	4.396.453	3	12.218.113	3
9	Linares	35,9	-337.164	3	144.895	3	7.254.948	3
10	Concepción	36,8	4.016.518	3	4.455.229	3	11.880.881	3
11	Temuco	38,8	3.180.106	3	3.540.230	3	10.948.007	3
12	Valdivia	39,6	3.182.000	3	3.498.732	3	11.273.260	3
13	Osorno	40,6	-5.728.405	3	-8.981.214	3	3.040.318	3
14	Puerto Montt	41,5	-841.752	1	-14.580.648	1	7.783.307	1

Tabla A.3: Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en baja Eólico

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Stirling		ESC Termica		Minihidro	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-28.301.437	1	-1.315.093	1	-20.446.627	1
2	Copiapó	28,6	-28.688.141	1	-1.711.981	1	-20.446.627	1
3	Vallenar	29,0	-29.570.162	1	-2.682.189	1	-19.860.046	1
4	Coquimbo	30,0	-35.395.734	1	-7.943.717	1	-22.048.948	1
5	Valparaíso	33,0	-31.705.973	2	-5.307.252	2	-2.309.259	2
6	Santiago	33,5	-32.673.255	1	-5.904.687	1	-5.772.763	2
7	Rancagua	34,2	-32.342.325	3	-5.419.981	3	3.194.028	3
8	Curicó	35,0	-30.772.435	3	-4.248.901	3	12.916.979	3
9	Linares	35,9	-35.568.539	3	-8.674.098	3	17.683.097	3
10	Concepción	36,8	-30.719.046	3	-4.092.115	3	21.940.627	3
11	Temuco	38,8	-31.802.952	3	-5.209.589	3	20.143.725	3
12	Valdivia	39,6	-31.851.778	3	-5.320.716	3	20.116.990	3
13	Osorno	40,6	-41.836.006	3	-14.757.453	3	11.688.028	3
14	Puerto Montt	41,5	-33.210.111	1	-9.624.128	1	15.963.534	1

Tabla A.4: Resultados Análisis de Sensibilidad Precio Nudo en baja Minihidro, ESC Stirling y Térmico

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	10.410.583	1	21.439.164	1	19.518.534	1
2	Copiapó	28,6	10.089.811	1	20.922.684	1	18.981.099	1
3	Vallenar	29,0	9.094.256	1	19.042.239	1	18.679.542	1
4	Coquimbo	30,0	3.990.369	1	9.822.649	1	14.370.824	1
5	Valparaíso	33,0	5.397.333	1	5.369.895	1	5.919.850	1
6	Santiago	33,5	5.930.071	1	6.861.462	1	11.444.541	1
7	Rancagua	34,2	5.975.172	1	7.029.758	1	13.744.635	1
8	Curicó	35,0	5.988.654	3	6.938.339	3	14.295.743	3
9	Linares	35,9	1.804.862	3	2.749.898	3	9.487.287	3
10	Concepción	36,8	6.314.561	1	7.221.565	1	14.331.467	1
11	Temuco	38,8	6.523.201	1	7.391.515	1	14.949.375	1
12	Valdivia	39,6	6.480.010	1	7.303.743	1	15.182.432	1
13	Osorno	40,6	-2.135.796	1	-7.462.360	1	7.144.595	1
14	Puerto Montt	41,5	3.001.089	1	-13.974.275	1	12.488.836	1

Tabla A.5: Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en alza Eólico

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Stirling		ESC Termica		Minihidro	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-22.461.995	1	2.507.216	1	-20.446.627	1
2	Copiapó	28,6	-22.979.981	1	2.084.686	1	-20.446.627	1
3	Vallenar	29,0	-24.296.036	1	891.188	1	-19.860.046	1
4	Coquimbo	30,0	-30.010.728	1	-4.317.729	1	-21.667.728	1
5	Valparaíso	33,0	-28.453.367	1	-3.286.606	1	-1.889.259	1
6	Santiago	33,5	-28.047.982	1	-2.750.130	1	-4.432.764	1
7	Rancagua	34,2	-28.230.959	1	-2.736.651	1	4.817.248	1
8	Curicó	35,0	-28.086.767	3	-2.833.472	3	13.293.102	3
9	Linares	35,9	-32.832.105	3	-7.222.021	3	18.159.985	3
10	Concepción	36,8	-27.817.313	1	-2.475.703	1	22.844.698	1
11	Temuco	38,8	-27.799.295	1	-2.527.017	1	23.286.879	1
12	Valdivia	39,6	-27.911.453	1	-2.682.145	1	23.175.858	1
13	Osorno	40,6	-37.742.868	1	-11.868.160	1	14.874.185	1
14	Puerto Montt	41,5	-27.626.894	1	-6.462.409	1	20.001.653	1

Tabla A.6: Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en alza Minihidro, ESC Stirling y Térmico

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	5.704.050	1	17.641.335	1	13.971.138	1
2	Copiapó	28,6	5.473.818	1	17.193.515	1	13.515.396	1
3	Vallenar	29,0	4.824.983	1	15.548.445	1	14.067.754	1
4	Coquimbo	30,0	-330.578	1	5.133.952	1	10.036.022	1
5	Valparaíso	33,0	1.822.570	1	940.406	1	870.598	1
6	Santiago	33,5	2.150.096	1	2.196.420	1	6.528.223	1
7	Rancagua	34,2	2.028.957	1	2.167.183	1	9.187.455	1
8	Curicó	35,0	2.344.441	3	2.429.470	3	10.426.525	3
9	Linares	35,9	-1.937.851	3	-1.867.152	3	5.344.372	3
10	Concepción	36,8	2.624.864	1	2.643.365	1	10.269.138	1
11	Temuco	38,8	2.784.215	1	2.755.552	1	10.983.294	1
12	Valdivia	39,6	2.753.300	1	2.677.379	1	11.333.668	1
13	Osorno	40,6	-6.125.347	1	-7.973.537	1	3.294.491	1
14	Puerto Montt	41,5	-876.938	1	-14.440.962	1	8.734.389	1

Tabla A.7: Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en baja Eólico

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Stirling		ESC Termica		Minihidro	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-29.805.351	1	-9.109.381	1	-20.446.627	1
2	Copiapó	28,6	-30.148.292	1	-9.494.684	1	-20.446.627	1
3	Vallenar	29,0	-30.866.870	1	-9.939.221	1	-19.860.046	1
4	Coquimbo	30,0	-36.672.348	1	-15.476.779	1	-21.667.728	1
5	Valparaíso	33,0	-33.757.007	1	-12.368.939	1	-1.889.259	1
6	Santiago	33,5	-33.719.872	1	-12.504.020	1	-4.432.764	1
7	Rancagua	34,2	-34.148.316	1	-12.945.091	1	4.817.248	1
8	Curicó	35,0	-33.509.788	3	-12.182.561	3	13.293.102	3
9	Linares	35,9	-38.304.973	3	-16.841.694	3	18.159.985	3
10	Concepción	36,8	-33.281.034	1	-11.910.298	1	22.844.698	1
11	Temuco	38,8	-33.283.807	1	-12.134.308	1	23.286.879	1
12	Valdivia	39,6	-33.357.637	1	-12.250.167	1	23.175.858	1
13	Osorno	40,6	-43.266.630	1	-22.132.319	1	14.874.185	1
14	Puerto Montt	41,5	-34.606.100	1	-16.481.247	1	20.001.653	1

Tabla A.8: Resultados Análisis de Sensibilidad Parámetro en baja Minihidro, ESC Stirling y Térmico

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	19.255.851	1	37.802.604	1	33.350.744	1
2	Copiapó	28,6	18.826.197	1	37.029.411	1	32.521.838	1
3	Vallenar	29,0	17.494.724	1	34.221.488	1	32.754.113	1
4	Coquimbo	30,0	9.643.647	1	18.734.287	1	26.416.162	1
5	Valparaíso	33,0	12.206.053	1	11.444.537	1	11.792.792	1
6	Santiago	33,5	12.908.565	1	13.687.636	1	20.897.914	1
7	Rancagua	34,2	12.887.892	1	13.841.762	1	24.999.385	1
8	Curicó	35,0	13.095.467	3	13.901.265	3	26.377.688	3
9	Linares	35,9	6.659.428	3	7.421.207	3	18.712.786	3
10	Concepción	36,8	13.585.620	1	14.274.833	1	26.267.233	1
11	Temuco	38,8	13.860.212	1	14.483.341	1	27.295.900	1
12	Valdivia	39,6	13.803.747	1	14.350.354	1	27.769.483	1
13	Osorno	40,6	524.258	1	-4.973.728	1	15.514.379	1
14	Puerto Montt	41,5	8.393.958	1	-15.904.373	1	23.757.509	1

Tabla A.9: Resultados Análisis de Sensibilidad Tasa de Descuento 6 % en alza Eólico

	Latitud	ESC Stirling		ESC Termica		Minihidro	
		Van US\$	Opción	Van US\$	Opción	Van US\$	Opción
1	27,3	-17.505.500	1	14.184.549	1	-13.026.336	2
2	28,6	-18.198.624	1	13.642.375	1	-13.050.264	2
3	29,0	-19.827.972	1	11.793.958	1	-12.585.662	2
4	30,0	-28.678.276	1	3.894.550	1	-16.224.759	1
5	33,0	-25.391.218	1	5.457.108	1	10.594.849	2
6	33,5	-24.999.734	1	6.301.532	1	6.781.997	1
7	34,2	-25.435.442	1	6.319.911	1	19.590.910	1
8	35,0	-24.905.912	3	6.153.015	3	30.957.873	3
9	35,9	-32.334.073	3	-525.373	3	37.155.913	3
10	36,8	-24.529.148	1	6.728.774	1	44.288.756	1
11	38,8	-24.515.692	1	5.566.867	1	43.977.227	1
12	39,6	-24.669.623	1	5.308.192	1	43.809.671	1
13	40,6	-39.989.210	1	-8.669.227	1	31.121.024	1
14	41,5	-25.174.346	1	-444.082	1	39.003.663	1

Tabla A.10: Resultados Análisis de Sensibilidad Tasa de Descuento 6 % Minihidro, ESC Stirling y Térmico

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	2.631.286	1	14.440.284	1	11.638.202	1
2	Copiapó	28,6	2.375.351	1	13.970.518	1	11.153.985	1
3	Vallenar	29,0	1.766.715	1	12.424.677	1	11.515.201	1
4	Coquimbo	30,0	-6.337.296	1	-397.123	1	4.557.633	1
5	Valparaíso	33,0	-1.884.976	1	-2.373.855	1	-2.150.282	1
6	Santiago	33,5	-1.716.498	1	-1.207.196	1	3.448.603	1
7	Rancagua	34,2	-2.202.669	1	-1.611.948	1	5.555.421	1
8	Curicó	35,0	-1.261.298	3	-758.259	3	7.244.515	3
9	Linares	35,9	-8.522.064	3	-8.014.226	3	-605.493	3
10	Concepción	36,8	-875.725	1	-434.663	1	7.257.990	1
11	Temuco	38,8	-691.806	1	-293.007	1	7.915.513	1
12	Valdivia	39,6	-731.633	1	-381.813	1	8.210.703	1
13	Osorno	40,6	-9.650.498	1	-13.224.472	1	74.789	1
14	Puerto Montt	41,5	-6.600.356	1	-22.367.523	1	3.392.537	1

Tabla A.11: Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 14 MW Eólico

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Stirling		ESC Termica		Minihidro	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-50.980.462	1	1.825.722	1	-31.805.864	1
2	Copiapó	28,6	-51.423.332	1	1.185.213	1	-31.805.864	1
3	Vallenar	29,0	-52.157.050	1	-543.913	1	-30.893.405	1
4	Coquimbo	30,0	-61.140.399	1	-8.656.292	1	-33.705.355	1
5	Valparaíso	33,0	-55.793.694	1	-6.671.146	1	-2.938.848	1
6	Santiago	33,5	-55.965.595	1	-5.962.911	1	-6.895.410	1
7	Rancagua	34,2	-56.834.623	1	-6.067.700	1	7.448.482	1
8	Curicó	35,0	-55.485.401	3	-6.029.440	3	20.678.159	3
9	Linares	35,9	-63.403.841	3	-13.335.934	3	27.849.674	3
10	Concepción	36,8	-55.157.644	1	-5.471.876	1	35.536.196	1
11	Temuco	38,8	-55.175.359	1	-5.580.306	1	36.224.034	1
12	Valdivia	39,6	-55.263.679	1	-5.834.552	1	36.051.334	1
13	Osorno	40,6	-65.091.526	1	-14.908.481	1	27.936.012	1
14	Puerto Montt	41,5	-58.163.321	1	-11.759.571	1	31.113.682	1

Tabla A.12: Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 14 MW Minihidro, ESC Stirling y Térmico

Caso N°	Ciudad	Latitud	Eólico Costa		Eólico Centro		Eólico Cordillera	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-3.895.039	1	8.107.665	1	5.271.124	1
2	Copiapó	28,6	-4.132.219	1	7.653.877	1	4.799.257	1
3	Vallenar	29,0	-4.496.050	1	6.348.710	1	5.428.063	1
4	Coquimbo	30,0	-16.367.732	1	-10.182.508	1	-5.051.976	1
5	Valparaíso	33,0	-8.520.755	1	-9.031.940	1	-8.803.744	1
6	Santiago	33,5	-8.688.201	1	-8.168.538	1	-3.409.199	1
7	Rancagua	34,2	-9.787.681	1	-9.173.724	1	-1.798.650	1
8	Curicó	35,0	-7.858.305	3	-7.344.822	3	841.117	3
9	Linares	35,9	-19.348.755	3	-18.808.654	3	-11.072.111	3
10	Concepción	36,8	-7.368.433	1	-6.910.110	1	958.276	1
11	Temuco	38,8	-7.181.049	1	-6.754.602	1	1.635.053	1
12	Valdivia	39,6	-7.226.212	1	-6.856.232	1	1.929.665	1
13	Osorno	40,6	-16.246.059	1	-19.873.223	1	-6.305.583	1
14	Puerto Montt	41,5	-15.992.970	1	-32.035.200	1	-5.609.724	1

Tabla A.13: Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 20 MW Eólico

Caso N°	Ciudad	Latitud	ESC Stirling		ESC Termica		Minihidro	
			VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción	VAN US\$	Opción
1	Chañaral	27,3	-81.007.155	1	2.608.174	1	-45.436.949	1
2	Copiapó	28,6	-81.450.026	1	1.693.162	1	-45.436.949	1
3	Vallenar	29,0	-81.792.690	1	-777.019	1	-44.133.436	1
4	Coquimbo	30,0	-94.522.140	1	-12.366.132	1	-48.150.506	1
5	Valparaíso	33,0	-85.460.825	1	-9.530.208	1	-4.198.354	1
6	Santiago	33,5	-86.109.063	1	-8.518.444	1	-9.850.586	1
7	Rancagua	34,2	-87.703.625	1	-8.747.587	1	10.563.521	1
8	Curicó	35,0	-85.154.129	3	-8.613.485	3	29.540.227	3
9	Linares	35,9	-97.252.928	3	-19.795.391	3	39.100.922	3
10	Concepción	36,8	-84.735.137	1	-7.816.966	1	50.765.995	1
11	Temuco	38,8	-84.783.942	1	-7.971.866	1	51.748.620	1
12	Valdivia	39,6	-84.863.606	1	-8.335.074	1	51.501.906	1
13	Osorno	40,6	-94.595.658	1	-17.273.865	1	43.540.376	1
14	Puerto Montt	41,5	-90.684.839	1	-16.799.387	1	44.448.117	1

Tabla A.14: Resultados Análisis de Sensibilidad Potencia 20 MW Minihidro, ESC Stirling y Térmico

Apéndice B

Valor de Índices utilizados en el Cálculo de Precios

En las tablas que siguen (tablas B.1 y B.2) se muestran los valores de los índices utilizados en los cálculos de los distintos precios tanto de energía como de potencia durante este trabajo.

Año	PMM	Dólar	CPI	IPC	IPM	CHE	ISS	D
2007	55,8	538,5	202,4	124,6	233,8	202,4	100,0	6 %
2008	63,9	541,0	206,5	126,9	243,0	202,4	105,8	6 %
2009	71,5	543,5	210,5	129,9	253,9	202,4	112,1	6 %
2010	79,2	546,0	214,9	132,9	264,9	202,4	118,4	6 %
2011	86,9	548,5	219,3	135,8	275,8	202,4	124,8	6 %
2012	94,5	551,0	223,6	138,8	286,7	202,4	131,1	6 %
2013	102,2	553,6	228,0	141,8	297,7	202,4	137,4	6 %
2014	109,9	556,1	232,4	144,8	308,6	202,4	143,8	6 %
2015	117,5	558,6	236,7	147,7	319,6	202,4	150,1	6 %
2016	125,2	561,1	241,1	150,7	330,5	202,4	156,4	6 %
2017	132,8	563,6	245,5	153,7	341,4	202,4	162,7	6 %
2018	140,5	566,1	249,8	156,6	352,4	202,4	169,1	6 %
2019	148,2	568,6	254,2	159,6	363,3	202,4	175,4	6 %
2020	155,8	571,1	258,5	162,6	374,3	202,4	181,7	6 %
2021	163,5	573,6	262,9	165,6	385,2	202,4	188,1	6 %
2022	171,1	576,1	267,3	168,5	396,1	202,4	194,4	6 %
2023	178,8	578,7	271,6	171,5	407,1	202,4	200,7	6 %
2024	186,5	581,2	276,0	174,5	418,0	202,4	207,1	6 %

Tabla B.1: Valores de los Índices Utilizados en el cálculo de Precios año 2007 - 2024

Año	PMM	Dólar	CPI	IPC	IPM	CHE	ISS	D
2025	194,1	583,7	280,4	177,5	429,0	202,4	213,4	6 %
2026	201,8	586,2	284,7	180,4	439,9	202,4	219,7	6 %
2027	209,5	588,7	289,1	183,4	450,8	202,4	226,1	6 %
2028	217,1	591,2	293,5	186,4	461,8	202,4	232,4	6 %
2029	224,8	593,7	297,8	189,4	472,7	202,4	238,7	6 %
2030	232,4	596,2	302,2	192,3	483,7	202,4	245,0	6 %
2031	240,1	598,7	306,6	195,3	494,6	202,4	251,4	6 %
2032	247,8	601,2	310,9	198,3	505,5	202,4	257,7	6 %
2033	255,4	603,8	315,3	201,3	516,5	202,4	264,0	6 %
2034	263,1	606,3	319,7	204,2	527,4	202,4	270,4	6 %
2035	270,8	608,8	324,0	207,2	538,4	202,4	276,7	6 %
2036	278,4	611,3	328,4	210,2	549,3	202,4	283,0	6 %
2037	286,1	613,8	332,8	213,2	560,2	202,4	289,4	6 %
2038	293,7	616,3	337,1	216,1	571,2	202,4	295,7	6 %
2039	301,4	618,8	341,5	219,1	582,1	202,4	302,0	6 %

Tabla B.2: Valores de los Índices Utilizados en el cálculo de Precios año 2025 - 2039

Apéndice C

Valor de los Costos Marginales por Barra

En las tablas a continuación (tablas C.1 y C.2) se muestra los valores considerados en este trabajo de los costos marginales por barra durante el período de evaluación. Estos valores fueron entregados por empresas del sector eléctrico en Chile.

Año	Chañaral D. de Almagro	Copiapó Cardones	Vallenar Maitencillo	Coquimbo Pan de Azucar	Valparaíso Quillota	Santiago Alto Jahuel	Rancagua Rancagua
2007	166,01	160,31	130,05	127,62	112,21	143,95	146,23
2008	166	160,68	105,19	103,33	86,92	91,78	94,14
2009	138,68	133,15	103,85	102,43	86,85	97,08	98,05
2010	57,23	59,06	56,78	61,29	62,33	62,1	62,38
2011	54,69	56,45	54,52	57,95	57,57	57,44	56,22
2012	53,71	53,76	50,66	52,55	49,6	50,24	50,53
2013	49,84	48,5	43,08	43,05	40,25	38,53	38,89
2014	53,43	52,95	46,53	46,96	44,27	41,78	42,11
2015	53,66	52,88	46,23	46,46	43,54	42,62	42,36
2016	54,32	54,1	45,45	45,89	48,17	44,75	47,12
2017	54,79	54,45	45,22	45,13	50,30	48,14	48,64
2018	52,32	51,94	44,36	43,56	59,57	58,46	59,58
2019	56,94	57,53	50,64	49,94	70,05	66,67	72,68
2020	55,76	55,91	46,60	45,53	64,78	61,53	65,39
2021	56,23	56,49	46,62	45,27	67,90	64,34	68,76
2022	56,70	57,08	46,64	45,01	71,03	67,15	72,13
2023	57,18	57,67	46,66	44,75	74,15	69,96	75,49
2024	57,65	58,25	46,68	44,49	77,28	72,77	78,86
2025	58,12	58,84	46,70	44,23	80,40	75,57	82,23
2026	58,59	59,43	46,72	43,97	83,53	78,38	85,60
2027	59,07	60,01	46,73	43,71	86,65	81,19	88,96
2028	59,54	60,60	46,75	43,45	89,78	84,00	92,33
2029	60,01	61,19	46,77	43,19	92,90	86,81	95,70
2030	60,49	61,78	46,79	42,93	96,03	89,61	99,06
2031	60,96	62,36	46,81	42,67	99,15	92,42	102,43
2032	61,43	62,95	46,83	42,41	102,28	95,23	105,80
2033	61,91	63,54	46,84	42,15	105,40	98,04	109,17
2034	62,38	64,12	46,86	41,90	108,52	100,85	112,53
2035	62,85	64,71	46,88	41,64	111,65	103,65	115,90
2036	63,33	65,30	46,90	41,38	114,77	106,46	119,27
2037	63,80	65,88	46,92	41,12	117,90	109,27	122,63
2038	64,27	66,47	46,94	40,86	121,02	112,08	126,00
2039	64,75	67,06	46,95	40,60	124,15	114,89	129,37

Tabla C.1: Valor de los Costos Marginales por Barra

Año	Curicó	Linares	Concepción	Temuco	Valdivia	Osorno	Puerto Montt
	Itahue	Ancoa	Concepción	Temuco	Valdivia	Barro Blanco	Puerto Montt
2007	141,89	141,77	147,41	149,52	149,4	153,15	153,2
2008	90,26	88,31	89,7	92,43	93,72	95,08	95,25
2009	88,57	86,31	86,96	86,12	86,31	86,8	86,3
2010	58,94	57,72	55,2	56,46	58,02	58,84	58,65
2011	48,92	44,34	34,55	36,63	37,28	37,84	37,63
2012	48,36	47,91	45,71	48,55	46,31	47,22	47,02
2013	37,18	36,72	35,58	36,74	35,54	36,58	36,79
2014	39,23	38,07	36,21	38,17	36,43	37,66	37,86
2015	37,84	35,21	29,03	35,47	34,81	36,26	36,58
2016	42,98	40,71	35,94	41,17	40,01	41,64	41,85
2017	45,13	42,72	40,31	43,81	43,10	45,98	45,99
2018	54,84	51,38	48,00	52,38	51,80	54,98	55,00
2019	65,30	61,39	58,24	63,59	63,03	68,55	68,45
2020	58,66	54,29	50,18	56,03	55,85	60,66	60,70
2021	61,40	56,52	52,19	58,48	58,52	63,90	63,92
2022	64,13	58,74	54,21	60,93	61,18	67,13	67,14
2023	66,87	60,97	56,22	63,39	63,84	70,36	70,36
2024	69,60	63,20	58,23	65,84	66,50	73,60	73,59
2025	72,34	65,43	60,24	68,29	69,16	76,83	76,81
2026	75,07	67,65	62,26	70,75	71,82	80,06	80,03
2027	77,81	69,88	64,27	73,20	74,48	83,30	83,26
2028	80,54	72,11	66,28	75,65	77,15	86,53	86,48
2029	83,28	74,34	68,29	78,11	79,81	89,77	89,70
2030	86,01	76,56	70,30	80,56	82,47	93,00	92,92
2031	88,75	78,79	72,32	83,02	85,13	96,23	96,15
2032	91,48	81,02	74,33	85,47	87,79	99,47	99,37
2033	94,22	83,25	76,34	87,92	90,45	102,70	102,59
2034	96,95	85,47	78,35	90,38	93,11	105,94	105,82
2035	99,69	87,70	80,36	92,83	95,77	109,17	109,04
2036	102,42	89,93	82,38	95,28	98,44	112,40	112,26
2037	105,15	92,16	84,39	97,74	101,10	115,64	115,48
2038	107,89	94,38	86,40	100,19	103,76	118,87	118,71
2039	110,62	96,61	88,41	102,64	106,42	122,11	121,93

Tabla C.2: Valor de los Costos Marginales por Barra