



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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PLANTA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE 3MW**

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

DIEGO MANUEL GRANGER MELIS

PROFESOR GUÍA:
JACQUES CLERC PARADA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MANUEL DÍAZ ROMERO
KEITH WATT ARNAUD

SANTIAGO DE CHILE
2015

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL INDUSTRIAL
POR : DIEGO GRANGER MELIS
FECHA : 16/03/2015
PROF.GUÍA: JACQUES CLERC P.

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE 3MW

Esta memoria se escribe en un periodo de auge de las energías renovables en Chile, donde existen una gran cantidad de proyectos en cartera y leyes específicas, que si bien son perfectibles, han significado un avance al permitir el ingreso al mercado a la pequeña generación renovable. Esto, sumado a los altos precios de la energía, ha hecho florecer la generación fotovoltaica en pequeña y gran escala tanto en el Sistema Interconectado Central como en el Sistema Interconectado del Norte Grande.

El objetivo de esta memoria es la evaluación técnico-económica de una central fotovoltaica de potencia nominal de 3MW en la Comuna de Cabildo, V región. Para ello, se evaluó el marco regulatorio, la generación esperada, los escenarios de precios futuros, los costos de inversión y operación, y finalmente, los costos de instalación de la planta.

Para estudiar la factibilidad económica se evalúan las opciones de venta de energía, particularmente, las opciones de venta a Precio Nudo y Costo Marginal o instantáneo. Para el modelamiento de estas alternativas se utilizan proyecciones de precios (Costos Marginales) promedio mensuales de la Comisión Nacional de Energía [34] a las que se les incorpora variabilidad diaria haciendo uso de series históricas horarias.

Todo lo anterior, permite estimar los ingresos por venta de energía que junto con los costos de inversión y operación, permiten hacer una evaluación económica que entrega un VAN de -1.629.725 USD a una tasa de descuento del 10% en un escenario Normal. Buscando robustecer el análisis se evalúan diferentes escenarios de precios, factores de planta y escenarios de subestimación de la inversión.

A partir, de la evaluación efectuada, se concluye que el proyecto es factible solo en escenarios de precios de energía elevados vendiendo a Costo Marginal. Se recomienda explorar opciones que incorporen contratos con generadoras eléctricas que estén obligadas por ley a contar con un porcentaje de generación renovable en su pool de generación, tomando como base los costos de desarrollo e ingresos aquí calculados. Ello puede no solo mejorar la rentabilidad del proyecto sino que también reducir su riesgo. Por último, se sugiere complementar el análisis realizado en esta memoria, con opciones de financiamiento que permitan apalancar el proyecto, aumentando su rentabilidad.

A mi Mamá

Me remito a agradecer a los que colaboraron para que fuera posible esta memoria: Jacques Clerc, Claudio Miranda, Felipe Fantini, Matías Torrealba, Manuel Díaz y Rigoberto Torres.

Tabla de contenido

Capítulo 1: Introducción, objetivos y metodología	1
1. Introducción.....	1
2. Objetivos y alcances	3
2.1. Objetivo general	3
2.2. Objetivos específicos.....	3
2.3. Alcances	3
3. Metodología.....	4
3.1. Análisis del contexto y regulación	4
3.2. Estimación de precios y generación.....	4
3.3. Evaluación económica.....	5
Capítulo 2: Identificación y descripción del sector generación.....	6
1. Situación Energética y Mercado Eléctrico de Chile.....	6
1.1. Situación Energética en Chile	6
1.2. Mercado Eléctrico Chileno.....	10
1.3. Organismos administrativos del sector eléctrico.....	11
2. Generación fotovoltaica en el mundo y Chile	12
2.1. Situación de la generación solar fotovoltaica en el mundo.....	12
2.2. Situación de la generación solar fotovoltaica en Chile	14
3. Viabilidad regulatoria de realizar el proyecto de generación	15
3.1. Regulación aplicable a pequeños generadores	15
3.2. Evaluación ambiental y Mercado del Carbono	18
Capítulo 3: Sistema de precios, comercialización y valoración de la energía.....	19
1. Precios de la potencia	19
2. Precios de la energía.....	20
2.1. Precios Nudo de Energía	20
3. Venta de energía y potencia	23
3.1. Venta de energía y potencia al mercado Spot	23
3.2. Mercado Spot y mercado de contratos con cliente libre, generador o distribuidora...	23
3.3. Mercado Spot y mercado contratos con distribuidora (licitación)	24
3.4. Venta a precio estabilizado	24
4. Proyecciones de precios de energía.....	24
4.1. Proyecciones para los Costos Marginales	25

4.2.	Proyecciones de Precios Nudo.....	32
4.2.1.	Precios nudo, fijación e histórico	32
4.2.2.	Proyecciones de Precios Nudo	33
5.	Pago de peajes	35
Capítulo 4: Estimación de disponibilidad del recurso solar y temperatura		37
1.	Datos disponibles.....	37
1.1.	NASA.....	37
1.2.	Departamento de Geofísica- Universidad de Chile, Ministerio de Energía.....	38
2.	Construcción de curva de radiación y temperatura	39
3.	Radiación en el horizonte de evaluación, tratamiento de variabilidad.....	40
Capítulo 5: Descripción de la planta solar y estimación de producción.....		41
1.	Central solar fotovoltaica.....	41
1.1.	Paneles solares.....	41
1.2.	Seguimiento.....	43
2.	Planta solar fotovoltaica Las Murallas	43
3.	Cálculo de eficiencia de la planta, transformación de curva de radiación/temperatura en generación.....	49
4.	Factor de planta	53
Capítulo 6: Evaluación económica		55
1.	Inversión	56
2.	Costos de operación y mantenimiento.....	57
3.	Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy)	58
4.	Ingresos por venta de energía	59
4.1.	Ingresos por venta de energía, vendiendo a Costo Marginal	59
4.2.	Ingresos por venta de energía, vendiendo a Precio Nudo	60
5.	Escenarios y sensibilización	61
5.1.	Escenarios de precios	61
5.2.	Escenarios de generación	63
5.3.	Escenarios de inversión.....	64
6.	Análisis de sensibilidad	64
Conclusiones y recomendaciones		66
Bibliografía.....		68
Anexos.....		72
Anexo A: Costos de desarrollo de diferentes fuentes de generación.....		72

Anexo B: Organismos administrativos del sector eléctrico	73
1. Ministerio de Energía.....	73
2. Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC).....	73
3. Comisión Nacional de Energía	73
4. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).....	73
5. Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos	74
6. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia	74
7. Ministerio de Medio Ambiente.....	74
8. Servicio de Evaluación Ambiental	74
Anexo C: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)	75
Anexo D: Mercado del Carbono	76
1. Mecanismos de Desarrollo Limpio, Bonos de carbono	76
2. Costos asociados a la venta de bonos de carbono.....	79
Anexo E: Demanda proyectada para el Sistema Interconectado Central	80
Anexo F: Modelo de desagregación de promedios mensuales en precios horarios.....	81
Anexo G: Construcción de ponderadores horarios	83
Anexo H: Análisis de precios horarios para Quillota 220kV	84
Medias horarias para Costos Marginales y sus desviaciones estándar.....	84
Medias y desviaciones estándar de generación en 24 horas y 8-18horas.....	84
Anexo I: Ficha técnica del panel fotovoltaico	85
Anexo J: Simulación PVSYST de output de la planta.....	87
Anexo K: Inversión itemizada	90
Anexo L: Costos operacionales	91
Anexo M: Flujo de Caja escenario CNE-normal.....	92

Índice de tablas

Tabla 1: Capacidad instalada por sistema el 2013.....	9
Tabla 2: Generación y proyección de energía renovable global (TWh).....	13
Tabla 3: Generación renovable no hidro en países seleccionados.....	14
Tabla 4: Proyectos ERNC en Chile el 2014	14
Tabla 5: Cálculo de distancia de nodos más cercanos listados a Cabildo	22
Tabla 6: Energía de los afluentes, hidrologías seleccionadas.....	26
Tabla 7: Costos Marginales ejemplo 1	29
Tabla 8: Costos Marginales ejemplo 2	30
Tabla 9: Costos Marginales ejemplo 3	31
Tabla 10: Demanda proyectada para Cabildo.....	36
Tabla 11: Panel escogido.....	47
Tabla 12: Pérdidas	49
Tabla 13: Eficiencia del panel y pérdida por temperatura.....	50
Tabla 14: Comparación del modelamiento con PVSYST	52
Tabla 15: Generación anual en el horizonte de evaluación	52
Tabla 16: Factores de planta.....	54
Tabla 17: Inversión.....	56
Tabla 18: Costos de operación y mantenimiento.....	57
Tabla 19: Ingresos proyectados vendiendo a Costo Marginal.....	59
Tabla 20: Ingresos por venta de energía, vendiendo a Precio Nudo	60
Tabla 21: Indicadores según escenario de precios vendiendo a Costo Marginal	61
Tabla 22: Indicadores vendiendo a Precio Nudo.....	61
Tabla 23: Diferencia de Costos Marginales evidenciados comparados con proyecciones CNE ..	62
Tabla 24: Indicadores vendiendo a Costo Marginal en escenarios ajustados.....	63
Tabla 25: Indicadores sensibilizando respecto al factor de planta	63
Tabla 26: Indicadores sensibilizando respecto a la Inversión	64
Tabla 27: Variaciones respecto al escenario base	64
Tabla 28: Emisiones el 2010, por tipo de generación y sistema.....	78
Tabla 29: Tasas de crecimiento de la demanda proyectadas	80
Tabla 30: Demanda proyectada para el SIC	80
Tabla 31: Ponderadores horarios en base a serie histórica	83
Tabla 32: Ponderadores de penalización	83

Capítulo 1: Introducción, objetivos y metodología

1. Introducción

Las metas de generación con energías no convencionales de un 20% para el año 2025[1] plantean un desafío tanto para el Estado como para las empresas, perfilándose la generación fotovoltaica en mediana y pequeña escala como una opción a considerar, más aún, con los altos niveles de radiación que se presentan desde la V región de Valparaíso hasta la XV región de Arica y Parinacota[2]. Considerando los altos precios de energía sumado a la reducción constante en los precios de equipamiento fotovoltaico han hecho cada vez más atractivo este tipo de generación renovable.

La generación con paneles fotovoltaicos es una tecnología probada que aprovecha la radiación solar para producir electricidad. Al utilizar la radiación solar, la generación, depende tanto de la hora del día, como del día del año y la meteorología de la zona. Esto hace que el peak de generación sea normalmente al medio día y la generación en la noche, nula, explicando el porqué los factores de planta para estas generadoras no sobrepasen el 35%[3].

Un desafío que enfrentan los proyectos de generación fotovoltaicos es la estimación de los precios a los que será pagada la energía producida. El mercado Spot de energía paga la energía producida por una central dada una hora y un día, según el criterio de costo marginal del último generador entrante. Ello en la práctica ha significado que los mayores Costos Marginales (precios) para el Sistema Interconectado Central se den en las horas peak de la noche, cuando la demanda obliga a entrar a las centrales más “caras”[4]. Las condiciones anteriores de generación y precios, hacen que los ingresos sean difíciles de estimar y dan pie a modelamientos que incorporan variabilidad intra-día en sus proyecciones.

En este contexto Fleischmann S.A., aprovechando su experiencia en montajes eléctricos, ha empezado a desarrollar proyectos solares fotovoltaicos de pequeña y mediana escala conectados al Sistema Interconectado Central. Esta memoria busca determinar la factibilidad técnico económica de un proyecto en particular, la planta de generación “Las Murallas”, con una capacidad instalada de 3MW (pequeño), emplazado en la Comuna de Cabildo, V región. El proyecto dadas sus características entra en la definición de generación renovable no convencional y por consiguiente, aporta al cumplimiento de las metas de generación renovable que se ha planteado el país.

El informe se estructura en seis capítulos dedicados a los diferentes aspectos que engloba la evaluación. El primero de carácter introductorio define los objetivos y metodología, el segundo describe el contexto y regulación, el tercero los precios y opciones de comercialización, el cuarto modela la radiación y temperatura en el sitio, el quinto modela la generación esperada para la planta y el sexto hace un análisis económico considerando ingresos, egresos y escenarios. Al final del informe se concluye sobre la factibilidad técnico económica de llevar a cabo el proyecto de generación. La estructura descrita junto con las preguntas que responde cada capítulo se presentan en el Esquema 1: Estructura del informe.

Esquema 1: Estructura del informe

Capítulo 1: Introducción, objetivos y metodología	<ul style="list-style-type: none">• Responde las preguntas: ¿Qué busca este informe? y ¿Cómo se propone realizar dicho propósito?
Capítulo 2: Identificación y descripción del sector generación	<ul style="list-style-type: none">• Analiza el contexto, las instituciones y regulación relevantes para el proyecto de generación.
Capítulo 3: Sistema de precios, comercialización y valoración de la energía	<ul style="list-style-type: none">• Responde las preguntas ¿Qué opciones de venta tiene la planta? y ¿Cuál es el precio por unidad de energía?
Capítulo 4: Estimación de disponibilidad del recurso solar y temperatura	<ul style="list-style-type: none">• Estima la radiación efectiva sobre los paneles y la temperatura de la zona, ambas variables relevantes para estimar la producción.
Capítulo 5: Descripción de la planta solar y estimación de producción	<ul style="list-style-type: none">• Describe la planta solar fotovoltaica y modela la generación esperada.
Capítulo 6: Evaluación económica	<ul style="list-style-type: none">• Estima ingresos y egresos, con ellos se construyen indicadores para evaluar el proyecto de generación.
Conclusiones y recomendaciones	<ul style="list-style-type: none">• Concluye sobre la factibilidad de llevar a cabo el proyecto

2. Objetivos y alcances

2.1. Objetivo general

Realizar una evaluación técnico económica de un proyecto de generación fotovoltaico de 3MW emplazado en Cabildo.

2.2. Objetivos específicos

- Analizar la viabilidad regulatoria de realizar el proyecto.
- Definir el esquema de precios al que se someterá el proyecto.
- Analizar la factibilidad técnica de la planta.
- Realizar una evaluación económica que determine la factibilidad de llevar a cabo el proyecto.

2.3. Alcances

El objetivo de esta memoria es responder a la pregunta de si es factible técnica y económicamente llevar a cabo el proyecto de generación fotovoltaico. Para ello, se revisan todos aquellos antecedentes necesarios para evaluar el proyecto.

Al tener foco en la Central Fotovoltaica Las Murallas, no se pretende abarcar todos los tipos de marcos regulatorios o contratos existentes en la industria, circunscribiéndose a la regulación chilena relevante para el proyecto, así como a la descripción de los contratos Spot(Costo Marginal) y estabilizado (Precio Nudo).

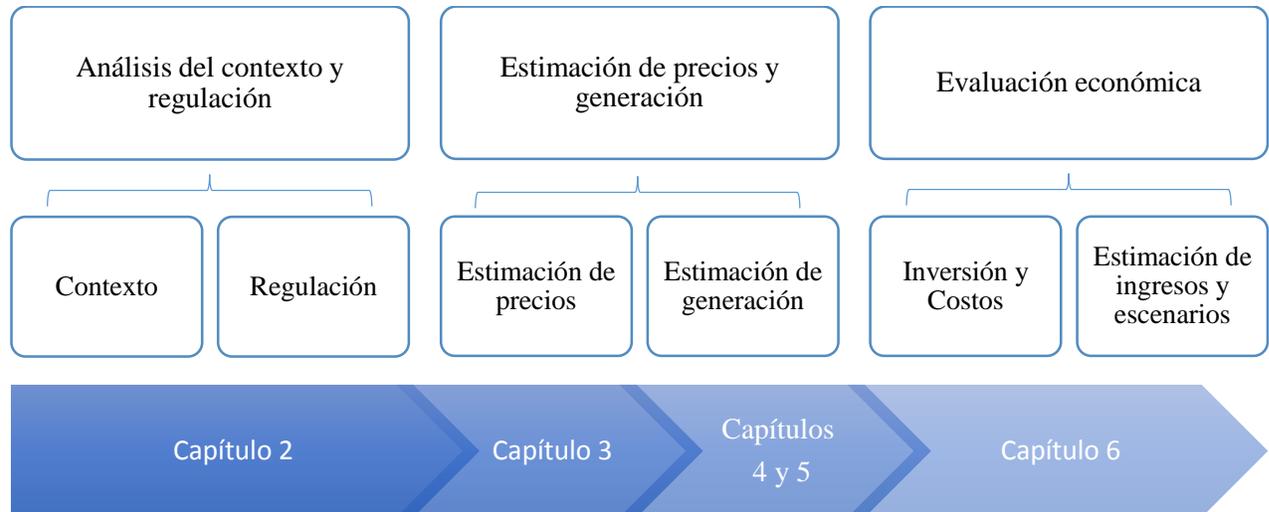
Para estimar la generación de la planta se utilizará radiación modelada para la zona provista por el Explorador Solar de la Universidad de Chile y la NASA. Esta determinación se adopta dada la lejanía del lugar de emplazamiento con las estaciones meteorológicas más cercanas de Illapel y La Cruz (INIA).

Esta memoria plantea una metodología específica para el proyecto, que si bien es replicable para otros proyectos y lugares de emplazamiento, no busca aportar con conclusiones sobre la incorporación de plantas fotovoltaicas en otras latitudes geográficas y su consiguiente factibilidad económica.

3. Metodología

La evaluación técnico económica a realizar considera una serie de aspectos que van desde el contexto y entorno regulatorio hasta la estimación de ingresos y sensibilización por escenario. En ese sentido, se distinguen tres temas en este informe: análisis del contexto y regulación, estimación de precios y generación, y evaluación económica. Cada uno de los temas anteriores se vincula estrechamente con los objetivos específicos planteados anteriormente.

Esquema 2: Metodología



3.1. Análisis del contexto y regulación

Se revisará la situación actual de Chile en materia energética y el desarrollo mundial de la generación solar fotovoltaica. Esto servirá como contexto para posteriormente analizar la viabilidad regulatoria del proyecto, contemplando la regulación específica para la central desde el mercado y la institucionalidad ambiental.

3.2. Estimación de precios y generación

Tanto los precios como la generación condicionan los ingresos de la planta. Con el objetivo de estimar los precios a los que accederá la planta se describirán los esquemas de precio y opciones de comercialización disponible, circunscribiéndose a las opciones de venta a Costo Marginal (Spot) y Precio Nudo (estabilizado). Esta descripción servirá como base para la construcción de proyecciones de precios para el horizonte de evaluación.

La construcción de proyecciones de precios para las modalidades enunciadas considera la elaboración de un modelo de desagregación horaria que se basará en series históricas del CDEC-SIC para el punto de conexión. Este modelo será luego utilizado para transformar proyecciones de

precios de la energía de la Comisión Nacional de Energía (mensuales) en curvas de precios horarias, específicas al punto de inyección de la energía.

Estimar la generación de la planta conlleva el estudio de dos materias, la estimación del recurso radiante disponible en la zona y la capacidad de la planta para transformar dicho recurso en energía. Para estimar el recurso radiante se evaluará la información disponible de radiación en el lugar de emplazamiento del proyecto, construyendo una curva promedio de radiación también en desagregación horaria, considerando para esto la mejor información disponible. Para estimar la generación de la planta en cuestión se describirá el diseño de la planta y modelará su generación. Para esto se tomará como insumo la curva anterior, contrastando luego los resultados del modelamiento con los del software comercial PVSyst (PVSyst v.5.06) para asegurar consistencia.

Para analizar la factibilidad técnica de la planta se contrastará la generación de la planta con las evidenciadas en otros proyectos fotovoltaicos.

3.3.Evaluación económica

La evaluación económica de la planta considerará una estimación de la inversión, costos de operación y mantenimiento, ingresos proyectados dados los esquemas de precios y sensibilización de los parámetros relevantes.

La empresa interesada proveerá los datos sobre inversión y costos de operación y mantenimiento. Estos datos permitirán calcular costo de desarrollo asociado a la planta, respondiendo a la pregunta base: ¿Qué precio permite que el proyecto sea económicamente factible?

Las curvas de precios y generación permitirán estimar ingresos para la planta. Estos ingresos serán contrastados con la inversión y costos de operación y mantenimiento utilizando los indicadores Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, considerando para esto una tasa de descuento convenida con la empresa del 10%.

Se variarán los parámetros relevantes de la planta para analizar cómo cambian los indicadores en diferentes escenarios. Esto permitirá elaborar un juicio fundado sobre los riesgos inherentes al proyecto y la magnitud de estos. Lo anterior, permitirá dar paso a una conclusión que determine la factibilidad técnico económica de llevar a cabo el proyecto de generación Las Murallas.

Capítulo 2: Identificación y descripción del sector generación

Este capítulo introduce el contexto y analiza la viabilidad regulatoria de realizar el proyecto de generación. Para ello, se describe la situación y Mercado Eléctrico Chileno, se presenta la situación de la generación fotovoltaica (mirando al futuro), se analiza la regulación e incentivos aplicables y por último, se explora la opción de participar del Mercado del Carbono.

Todos los elementos anteriores buscan contextualizar al lector tanto del presente como del futuro de la incursión de energías renovables en Chile, con foco en los proyectos fotovoltaicos pequeños conectados a red. El capítulo concluye determinando la viabilidad regulatoria del proyecto de generación.

1. Situación Energética y Mercado Eléctrico de Chile

Con el objetivo de presentar el contexto en que se desarrolla el proyecto, el primer aspecto a desarrollar es la situación actual del país en materia energética. Entender la matriz, sistemas, mercado eléctrico y organismos relevantes permite no solo tener una noción de la situación hoy, sino que comprender los desafíos y oportunidades de Chile en este ámbito a futuro.

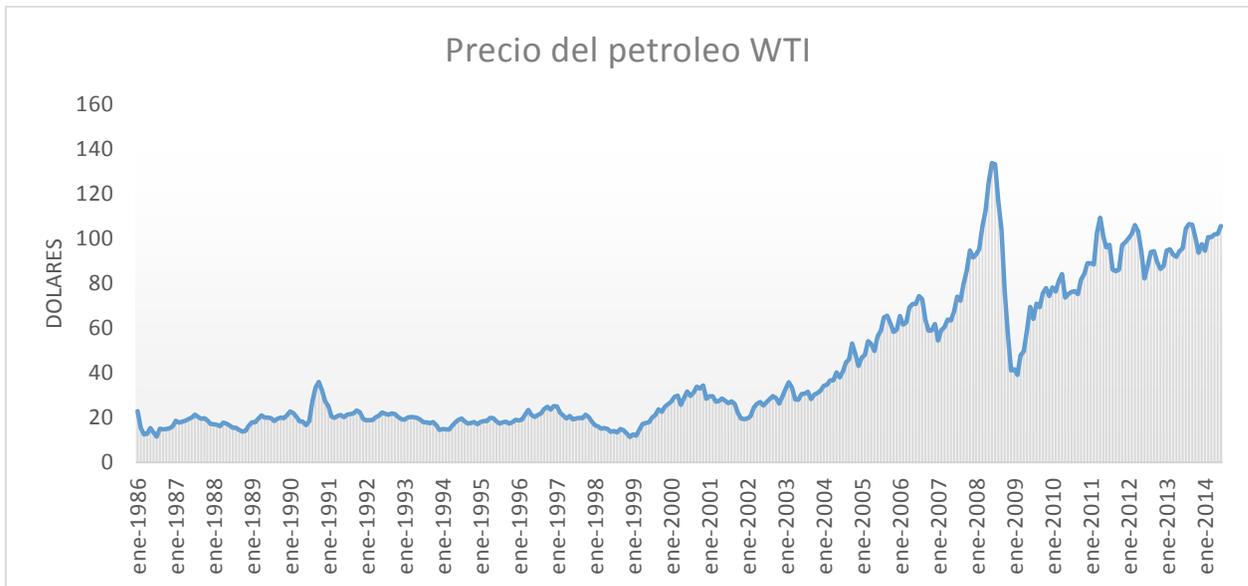
1.1. Situación Energética en Chile

En la agenda de energía recientemente difundida por el Gobierno de Chile[1], se destacan los desafíos de país en materia energética y la importancia de disponer de energía para alcanzar el desarrollo económico, así como también, una mayor inclusión social. Se busca que la energía sea confiable, sustentable, inclusiva y de precios razonables con una matriz energética diversificada y equilibrada.

Un cambio en los patrones de consumo en el mundo ha hecho que recursos otrora considerados abundantes y baratos se hayan vuelto cada vez más escasos y por lo tanto, expuestos a fluctuaciones en su valor y alzas de precio. Este fenómeno se ha visto en particular, en los precios del petróleo y en menor medida del carbón a lo largo del siglo 21. Esta volatilidad se ha visto acentuada en el último periodo de tiempo por la incursión del gas de esquisto (shale gas)¹.

¹ Bloomberg incluso declara el comienzo de una nueva era de precios del petróleo, en noviembre 28 del 2014, la OPEP decidió no recortar la producción pese a las señales de sobre oferta. Las consecuencias de esto aún son difíciles de prever en el momento de este informe (diciembre del 2014).

Gráfico 1: Evolución del precio del crudo (EEUU)



Fuente: EIA, Cushing WTI.

De la Agenda Energética [1] se desprende que el 2012 Chile importaba el 60% de su energía primaria siendo vulnerable a las fluctuaciones de precios en mercados internacionales [5]. Ello enfatiza la importancia de favorecer una generación energética que aproveche los recursos naturales del país, entre ellos, la radiación, la energía hídrica y la geotérmica.

Chile cuenta con un sistema eléctrico de tres etapas²: generación, transmisión y distribución de energía. La generación se encarga de inyectar energía al sistema, la transmisión de transportarla desde las centrales a las ciudades y grandes consumidores, mientras que la distribución se hace cargo de llegar a los consumidores finales de ésta [6]. Mientras la transmisión y distribución tienen sus actividades reguladas por su naturaleza que favorece economías de escala significativas, la generación está compuesta de una serie de actores que pueden vender su energía en el mercado o bien firmando contratos con grandes consumidores.

Teniendo en cuenta las actividades anteriores, se configuran sistemas eléctricos. En Chile coexisten cuatro sistemas eléctricos, producto de la larga y escarpada geografía nacional. Estos cuatro sistemas son: el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema de Aysén y el de Magallanes.

²Todo Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene estas tres etapas. La distribución de energía puede o no estar separada de la comercialización de esta.

Ilustración 1: Sistemas eléctricos chilenos



Fuente: Energy Policy Review Chile IEA (2009)

El Sistema Interconectado Central, con una capacidad instalada de 13826,4 MW a diciembre del 2013 [7], es el que abastece al 92.6% de la población[8]. El segundo sistema en importancia es el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con 3759MW de capacidad instalada [7], abastece al 5,7% de la población nacional [10], pero explica su alta demanda en los requerimientos de grandes empresas mineras. Los otros dos sistemas abastecen a una parte minoritaria de la población y proveen de energía principalmente a usuarios residenciales [10].

	Capacidad Instalada [MW]	Participación
SING	3759,5	21,19%
SIC	13826,4	77,92%
Aysén	50,2	0,28%
Magallanes	99,5	0,56%
Autoproductores*	9,3	0,05%
Total nacional	17744,8	100%

*Autoproductores se refiere a Isla de Pascua y Los Lagos

Fuente: CNE, 2013

Al analizar la evolución de la matriz energética en Chile, ésta se ha modificado significativamente en la última década. En promedio, en el periodo comprendido entre los años 1996-1997, el 60% de la matriz era hídrica, el 35% a carbón y el 5% restante de derivados del petróleo y biomasa. Esta relación cambia fuertemente con la inclusión de gas argentino entre 1997 y 2004. Con la crisis del

gas argentino[9] muchas empresas se ven obligadas a convertir turbinas de gas para operarlas con diésel. Con estos antecedentes, el año 2007, la matriz se componía en un 40% de hidro, 24.6% de derivados del petróleo, 22.7% carbón y el resto de gas natural (7.9%)[5]. La matriz de generación al año 2013 se presenta en el siguiente cuadro, desagregada por tipo de generación, para los dos sistemas relevantes.

Tabla 1: Capacidad instalada por sistema el 2013

Sistema Tecnología	SIC		SING	
	Potencia Neta [MW]	% del sistema	Potencia Neta [MW]	% del sistema
<i>Hidráulica Embalse</i>	3393,4	24,5%	0	0,0%
<i>Gas Natural</i>	2560,7	18,5%	1441,2	38,3%
<i>Hidráulica Pasada</i>	2299,5	16,6%	14,9	0,4%
<i>Mini Hidráulica Pasada</i>	280,6	2,0%	0	0,0%
<i>Petróleo Diésel</i>	2335,1	16,9%	134,7	3,6%
<i>Carbón</i>	1608,6	11,6%	1932,5	51,4%
<i>Carbón - Petcoke</i>	561,9	4,1%	0	0,0%
<i>Eólica</i>	292,7	2,1%	0	0,0%
<i>Biomasa</i>	306,8	2,2%	0	0,0%
<i>Biomasa-Petróleo N°6</i>	88	0,6%	177,6	4,7%
<i>Petcoke</i>	62,9	0,5%	0	0,0%
<i>Biogás</i>	27,3	0,2%	0	0,0%
<i>Solar</i>	8,4	0,1%	1,35	0,0%
<i>Cogeneración</i>	0	0,0%	17,5	0,5%
<i>Petróleo Diésel + Fuel Oil</i>	0	0,0%	39,4	1,1%
Potencia Total Instalada	13826	100%	3759	100%

Fuente: CNE para el 2013.

Los dos principales sistemas muestran diferencias. El SIC tiene una fuerte exposición a la hidrología con un componente hidro cercano al 50%, el SING por otro lado, tiene una base importante de energía térmica, asociado principalmente a la generación con carbón.

Una seguidilla de años secos junto con el bajo ingreso de proyectos energéticos ha estresado el sistema, obligando a entrar en operación centrales de alto costo por tiempos prolongados. Esto ha contribuido a que el costo marginal de la energía, en promedio, haya alcanzado cifras muy altas. Diversos actores de la industria prevén que a menos que se realicen inversiones considerables en generación y transmisión el escenario no debería mejorar[10]. Pese a lo anterior, Chile todavía posee capacidad instalada suficiente para cubrir sus necesidades de demanda, solo que a altos costos.

1.2. Mercado Eléctrico Chileno

Contextualizada la Situación Energética Chilena, corresponde conocer los diferentes actores que componen el Mercado Eléctrico Chileno y como estos se relacionan.

Desde finales de los años 1970, la política energética chilena ha estado estructurada a partir de dos conceptos fundamentales: la eficiencia y el rol subsidiario del estado. Esto reflejado en la creencia que la mejor manera de conseguir precios competitivos es mediante la competencia entre actores; siempre que ésta sea posible, cuando no, es el estado quien debe regular posibles fallas de mercado. Este rol subsidiario establecido en la Constitución llevó a la desagregación horizontal y vertical de las actividades, concentradas antes en empresas estatales[5], siendo Chile pionero en estas reformas de liberalización del mercado eléctrico en Latinoamérica y el mundo[5].

Como se describió en el punto anterior el mercado eléctrico chileno considera las actividades de generación, transmisión y distribución de energía.

Generación

Basados en la inexistencia de economías de escala significativas en la generación, el mercado se caracteriza por ser competitivo con múltiples oferentes. En este mercado los precios tienden a reflejar los costos marginales de producción.

Este segmento está constituido a septiembre del 2014 por 71 empresas propietarias de centrales generadoras de electricidad³.

Transmisión

El sistema de transmisión es un conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados a transportar la electricidad, desde donde es producida a donde es demandada. Ello se realiza a través de líneas de alta tensión, operando según la norma europea a 50 Hz de frecuencia nominal[11].

Las instalaciones de transmisión son principalmente transformadores y líneas aéreas, es decir, conductores suspendidos mediante aisladores, de estructuras apropiadas[11]. Los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión cubren el rango de tensión comprendido entre los 23 kV y 500 kV [11].

En Chile, el sistema de transmisión se divide en transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional. La transmisión troncal es aquella “con tensiones iguales o mayores a 220 kV, no determinada por un número reducido de consumidores, cuyos flujos no sean atribuibles a un cliente o la producción de una central y que tengan flujos bidireccionales relevantes”[11]. El sistema de subtransmisión está formado por aquellas instalaciones interconectadas al sistema eléctrico y que sirven de forma exclusiva a grupos de consumidores finales libres o regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por último, están las instalaciones adicionales, que permiten la conexión a usuarios no sometidos a regulación de precios, permitiendo así que las generadoras puedan inyectar su producción al sistema eléctrico[11].

³ CDEC-SIC, Empresas Integrantes, septiembre del 2014.

La operación de las plantas generadoras y sistemas de transmisión son manejadas por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo.

Distribución

La distribución de energía se compone por una serie de líneas, subestaciones y equipos que llevan la electricidad a los consumidores finales. Este servicio es regulado, con niveles de servicio establecidos. Estos consumidores se encuentran en zonas geográficas limitadas donde operan empresas de distribución bajo un “régimen de concesión de servicio público de distribución” con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. En esta se tienen dos rangos de tensión: alta (400V-23kv) y baja (menores a 400V).

1.3. Organismos administrativos del sector eléctrico

En el mercado eléctrico participan una serie de organismos administrativos, públicos y privados, que permiten la coordinación y regulación de las actividades de generación, transmisión y distribución. En este punto se presentan los dos organismos a los que se hará mención en la memoria, que se vinculan directamente con los precios y pagos a las centrales de generación. Para revisar otros organismos relevantes del mercado eléctrico chileno se puede encontrar una descripción de cada uno en el Anexo B: Organismos administrativos del sector eléctrico.

Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC)

El CDEC es un organismo privado que busca garantizar la operación segura al mínimo costo, así como la valorización de la energía y potencia para las transacciones entre generadores. Esta valoración se basa en los costos marginales de energía y potencia, que varían en cada punto y momento en el sistema. Además, se preocupa de mantener un balance entre inyecciones y retiros de plantas generadoras y, de elaborar información referencial de peajes básicos y adicionales que cada planta generadora debe pagar.

Comisión Nacional de Energía

La Comisión Nacional de Energía fue creada en 1978 por Decreto Ley como un organismo fiscal, autónomo y descentralizado. La dirección superior de la CNE está constituida por un consejo donde participan siete ministros de diferentes carteras además de un equipo profesional nominado por el Presidente de la República. Su objetivo es la disposición de un servicio eficiente, seguro y de calidad mediante la planificación de inversiones en los sectores de generación y transmisión y elaboración de reglamentos. Este organismo es el que propone los lineamientos de la política energética, monitorea el comportamiento del sector, propone leyes y determina los precios de electricidad que están sujetos a regulación. El ministerio de Energía visa las tarifas propuestas por la CNE y arbitra en caso de desacuerdos con el CDEC.

2. Generación fotovoltaica en el mundo y Chile

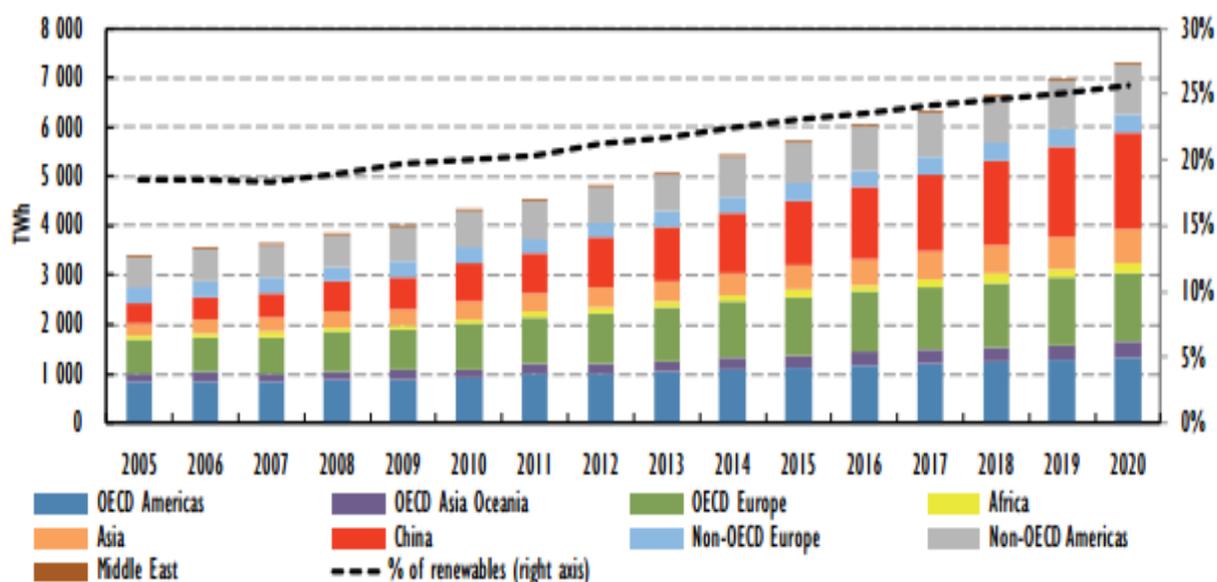
Se describió la matriz de generación actual, el Mercado Eléctrico y sus etapas y las instituciones relevantes para la central fotovoltaica a evaluar. Este punto busca ampliar la contextualización dando nociones de la evolución de la generación fotovoltaica en el mundo y Chile.

2.1. Situación de la generación solar fotovoltaica en el mundo

La generación solar fotovoltaica es un tipo de generación renovable que se caracteriza por la utilización de paneles fotovoltaicos para la generación de energía. Otros tipos de generación renovable incluyen la hidro de pequeña y gran escala, la generación eólica, geotérmica, mareomotriz, de concentración solar y aquellas que utilizan biomasa y/o etanol.

La generación renovable ha experimentado un auge importante los últimos años, según el último Renewable Energy Medium Term Report de octubre del 2014[12], aumentando cada vez más su proporción en relación al total de la energía generada.

Gráfico 2: Generación y proporción del total de generación renovable



Fuente: IEA, Renewable Energy Medium Term Report de octubre del 2014

Esta tendencia se espera que se mantenga, esperando que la energía renovable crezca a 7313 TWh en 2020, con un crecimiento promedio del 5.4% anual. Este crecimiento se vería explicado principalmente por aumentos en generación hidro(37%) y eólica(31%)[12].

Tabla 2: Generación y proyección de energía renovable global (TWh)

	2007	% del total	2012	% del total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidro	3166	15,9%	3756	16,5%	3828	3982	4104	4223	4340	4469	4581	4669
Bio-combustibles	233	1,2%	379	1,7%	396	433	457	483	514	547	581	615
Eólica	171	0,9%	521	2,3%	633	721	830	936	1042	1156	1279	1409
Solar PV*	7	0,0%	97	0,4%	131	188	237	286	334	382	431	482
Solar CSP**	1	0,0%	5	0,0%	6	11	14	16	19	23	27	32
Geotérmica	62	0,3%	70	0,3%	73	78	81	85	90	94	99	104
Mareomotriz	0	0,0%	1	0,0%	1	1	1	1	1	2	2	2
Total	3641	18,3%	4829	21,2%	5068	5414	5724	6030	6340	6672	7000	7313

*Paneles fotovoltaicos, ** Concentración solar

Fuente: IEA, *Renewable Energy Medium Term Report de octubre del 2014*

El auge de estas tecnologías también ha venido aparejado a una disminución de costos de desarrollo que han ayudado a incrementar la rentabilidad de los proyectos de generación con fuente renovable. Para hacerle seguimiento a los costos se emplea usualmente el indicador *Levelized Cost of Energy* (LCOE)⁴, que pese a no estar exento de críticas busca representar el costo de desarrollo de las diferentes tecnologías. La IEA prevé que los costos de desarrollo de las tecnologías solares y eólicas, capturados por el LCOE, se acerquen cada mes más a los precios de la generación con combustibles fósiles[12], rondando los 100 dólares por MWh para generación conectada a red (*Utility scale*), hacia el 2020 (véase Anexo A: Costos de desarrollo de diferentes fuentes de generación).

Centrando la atención, en la generación fotovoltaica se puede apreciar que se prevé un fuerte auge en los próximos años, con un crecimiento esperado del 256% al 2020[12]. La magnitud de este incremento puede verse potenciada si hubiesen desarrollos normativos que hagan conveniente las instalaciones distribuidas (ya sea domiciliario o pequeña escala) o bien, si por el lado de la inversión, la caída en los costos fuese más pronunciada de lo esperado.

Adicional a los costos de inversión y operación (recogidos por el LCOE) existen costos asociados al uso intensivo de energías renovables intermitentes. La intermitencia plantea desafíos en ámbitos de generación, coordinación y transmisión a nivel sistema, ya que los sistemas deben responder a la demanda de sus usuarios en todo momento y a costos razonables. Estos costos han sido objeto de estudio recientemente, siendo estos muy asociados a la naturaleza de la generación y el sistema de referencia en cuestión[13][14][15], esta discusión se volverá más relevante a medida que mayores proporciones de la energía total sean provistas por medios intermitentes.

Explicado a grandes rasgos el contexto mundial corresponde preguntarse cómo es la matriz chilena si se la compara con el mundo. Como Chile tiene una componente importante de generación hidro se opta por estudiar cómo es la penetración de otros tipos de generación renovable en una muestra de países, específicamente los 10 con mayor generación renovable.

⁴ El LCOE es un costo que multiplicado por la generación esperada, descontada a la tasa de descuento, iguala a los requerimientos de inversión y mantenimiento de la planta descontados. En términos conceptuales sería equivalente a un precio que permitiría obtener un VAN igual a cero en un horizonte de evaluación determinado.

Tabla 3: Generación renovable no hidro en países seleccionados

	Generación Renovable No Hidro [Miles de millones de KWh]	Renovable no-hidro como porcentaje del total de generación
Estados Unidos	208,1347	5,08%
China	110,362	2,46%
Alemania	109,089	19,23%
España	56,71	20,49%
Italia	39,891	13,93%
Brasil	35,0002	6,60%
Japón	33,936	3,29%
India	31	3,18%
Reino Unido	30,637	8,95%
Canadá	26,53	4,26%
Chile	3,738	6,04%*

*Fuente: Selección de los 10 países con mayores generaciones renovables no hidro y Chile, y el porcentaje de su total de generación, elaboración propia con datos del EIA (EEUU) para el 2011 (último año disponible en la serie). *: Considera biomasa.*

Si bien la tabla anterior, representa una muestra reducida de países, es ilustrativa pues permite comprender que los porcentajes de penetración de estas tecnologías varían de región en región, no necesariamente aparejados a la condición de desarrollo de los países. Si se considera la generación hidro, Chile se podría considerar un país con una componente renovable muy significativa con aproximadamente un 33% de la capacidad instalada (véase punto 1.).

2.2. Situación de la generación solar fotovoltaica en Chile

Chile hace distinción entre Energía Renovable y Energía Renovable No Convencional (ERNC). Esta distinción permite diferenciar entre distintos tipos de centrales hidroeléctricas, las hidro de pasada y las hidro de embalse. Teniendo esto presente, la siguiente tabla resume la situación a septiembre del 2014 para las energías renovables no convencionales en el país, considerando su potencia instalada:

Tabla 4: Proyectos ERNC en Chile el 2014

Tecnología	Operación [MW]	Construcción [MW]	SEIA: RCA, aprobada, sin construir [MW]	SEIA: En calificación [MW]
Biomasa	461	0	94	40
Biogás	43	0	1	8
Eólica	692	205	5195	1792
Mini-hidro	343	34	299	195
Solar-PV	244	456	7001	3401
Solar- CSP	0	110	760	0
Geotérmica	0	0	120	0
Total	1784	805	13469	5435

Fuente: CER, Ministerio de Energía a septiembre del 2014

En el periodo entre enero y septiembre del año 2014 se experimentó un fuerte incremento en los proyectos de generación de este tipo con la entrada de 624MW de potencia instalada, además de la aprobación de 3224MW en proyectos de generación, haciendo que la cartera total de aprobados ascienda a 13469MW, con una fuerte predominancia de las tecnologías solar fotovoltaica (Solar-PV) y eólica[16].

Se espera que cada vez una parte más importante de la capacidad instalada chilena sea producida por ERNC, crecimiento explicado en parte importante por la legislación pro-ERNC vigente. De esta, es esperable que una componente importante sea provista por generación eólica y solar fotovoltaica, en diferentes configuraciones.

3. Viabilidad regulatoria de realizar el proyecto de generación

Una vez explicitado el contexto en que se desarrolla el proyecto se puede analizar la viabilidad regulatoria de este. Para esto se exploran dos ejes, el primero, relacionado con la regulación vinculada al Mercado Eléctrico Chileno, y el segundo, relacionado con la regulación ambiental e incentivos de generación limpia.

3.1. Regulación aplicable a pequeños generadores

El Gobierno de Chile desde el año 2004 ha impulsado fuertemente legislación pro ERNC, complementando la Ley General de Servicios Eléctricos [17]. Estas mejoras han buscado subsanar incertidumbres y derrumbar barreras de entrada importantes para su incorporación, además de la incorporación de subsidios directos e indirectos al estudio y generación con fuentes renovables no convencionales. Esta regulación favorable se recoge en diversos cuerpos jurídicos que se describen, someramente, a continuación.

Ley N° 19.940 “Ley Corta I”

La Ley N° 19.940 fue promulgada el año 2004. Dicha ley regula el mercado de la transmisión estableciendo una normativa clara respecto al cobro de “peajes”, entregando un carácter de bien público y monopolio natural a la transmisión troncal, permitiendo la tarificación y regulación de estas líneas.

Esta legislación libera del pago de transmisión a los pequeños generadores (menor a 9MW), estableciendo un pago creciente hasta los 20MW[18]. Además, garantiza el derecho a conexión a redes de distribución para evacuar sus excedentes de potencia, obligando al distribuidor a realizar las obras que eventualmente se requiriesen, traspasando los costos de ellas al generador.

En aspectos administrativos, establece una relación sencilla con el CDEC para la coordinación y el despacho, que tiene por objeto quitar la barrera de entrada que implicaba contar con personal dedicado a estas funciones.

Esta ley, junto con una serie de normativas, es la que sustenta el análisis de pago de instalaciones de transmisión que se realizará en el capítulo siguiente.

Ley N° 20.018 “Ley Corta II”

La Ley N° 20.018 fue promulgada en el año 2005, nace con el objetivo de incentivar la inversión en generación (post crisis de gas argentino). Ésta obliga a las empresas a pagar por “bloques de potencia” a los generadores, dando seguridad a las inversiones. Además, establece un sistema de licitaciones con bandas de precios.

Esta ley incluye cláusulas de traspaso de los costos agregados por las pequeñas generadoras, estableciendo que a las generadoras se les paga costo marginal y las distribuidoras pagan a precio nudo (en capítulo 3, se describirán en concreto dichos esquemas), teniendo que traspasar a los consumidores finales las diferencias entre los dos últimos.

La Ley Corta II posibilitó destrabar una barrera importante aportando claridad en los pagos y transferencias de energía a centrales pequeñas.

Ley N° 20.257 “Ley ERNC”

El 20 de marzo de 2008, se promulgó la Ley 20.257 sobre la obligación de generación en base a fuentes ERNC, la cual estableció que el 5% de los retiros efectuados por empresas generadoras que mantengan contratos de suministros firmados con fecha posterior al 1 de agosto de 2007 debía provenir de fuentes no convencionales. Este porcentaje debía incrementarse en 0.5% cada año a partir del 2015 llegando al 10% el 2024, la energía acreditada debía provenir de centrales ERNC que hayan iniciado su operación a partir del 1 de enero de 2007[19].

Para cumplir con lo impuesto las generadoras que no poseyeren centrales ERNC propias, tendrían la facultad de tranzar con empresas ERNC la energía requerida. Además, se impusieron multas por no cumplimiento de 0,4 UTM/MWh.

Ley N° 20.698 “Ley 20-25”

En octubre del 2013, se promulga la ley 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética mediante ERNC. Esta modifica la ley N° 20.257 fijando una nueva obligación de penetración de ERNC aplicable a contratos con fecha posterior al 1 de julio de 2013. Esta ley fija una cuota de 6% en el año 2014, que aumenta llegando al 20% el año 2025 [19].

En este momento no se prevé escases de generación renovable para el cumplimiento de obligaciones de penetración de ERNC[20]. A futuro esto podría significar una valoración por sobre los precios de mercado de las inyecciones renovables, dependiendo esto último del desarrollo de las ERNC los años venideros.

Resolución ministerial n°88

Esta resolución del año 2001, establece que será responsabilidad de todos los generadores suplir los déficits en energía contratada. Es decir, si un distribuidor no tiene contrato de suministro para los bloques principales, los generadores (del sistema) deberán suplir esa falta de energía y venderla a precio nudo. Esta resolución causó estragos en los pequeños generadores cuando Campanario pidió su quiebra en 2011 dejando 220MW desabastecidos[21].

Si algún generador no lograra cumplir sus compromisos de energía, la central fotovoltaica podría verse obligada a vender su energía a precios que no cubren sus costos de desarrollo. Este factor es un riesgo que hay que tener en consideración pese a que correspondería a una situación coyuntural.

Decreto 244 de enero del 2006

Reglamento para las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados conectados a un sistema eléctrico cuya generación sea menor a 9MW y estén conectados a instalaciones de distribución (Pequeños Medios de Generación Distribuidos), menores 9MW conectados a instalaciones ya sea de sistemas troncales, de subtransmisión o adicional (Pequeños Medios de Generación) y , no excluyente de las anteriores, para aquellos medios de fuente no convencional y menores a 20MW (Medios de generación no convencionales).

Este reglamento regula la interacción de los medios de generación descritos con sus contrapartes, de forma de garantizar que puedan participar del mercado. El decreto en particular también norma los requisitos de conexión, de forma que no se alteren la calidad ni seguridad del servicio.

Este es el documento más importante para objetos de esta evaluación. Puesto que sitúa al proyecto de generación como Pequeño Medio de Generación Distribuido y, por lo tanto, regula su conexión y sincronización con la Distribuidora, en este caso CONAFE.

Para cumplir el requerimiento referente a los requisitos de conexión se encargó un estudio a EcoEnergía⁵ en etapas tempranas del proyecto, que descartó problemas y/o realización de obras adicionales fruto de la conexión.

Repasados los cuerpos legales referentes al Mercado Eléctrico se puede concluir que el proyecto, en lo que respecta a este eje, es viable en términos regulatorios definiéndose como Pequeño Medio de Generación Distribuido conectado a una subestación del segmento Distribución de propiedad de CONAFE.

⁵ “La conexión de un parque fotovoltaico de 3 MW, denominado Parque Solar Murallas, al alimentador Alicahue de la subestación Cabildo, mejora la calidad, confiabilidad y seguridad de suministro en dicho alimentador. El informe de repercusión muestra que la conexión del parque fotovoltaico, tanto en los estudios estáticos y dinámicos cumple con la normativa técnica vigente para este tipo de unidad generadora”. Estudio de Repercusión de PMGD Parque Solar Murallas, Conectado a Red de Distribución CONAFE; EcoEnergía.

3.2. Evaluación ambiental y Mercado del Carbono

En la etapa de diseño y evaluación de la planta se debe considerar como interactúa esta con la normativa ambiental vigente. En particular, la normativa ambiental define dos instrumentos que se solicitan habitualmente a las plantas de generación, la Declaración de Impacto Ambiental y la más compleja, Evaluación de Impacto Ambiental.

Tanto la Declaración de Impacto Ambiental como la Evaluación de Impacto Ambiental se enmarcan en el llamado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). El proyecto a evaluar no deberá tramitar ninguna de las anteriores puesto que no entra dentro de las definiciones contempladas en la Ley 19300, que define detalladamente que proyectos deben someterse a evaluación. Esta regulación establece, entre otras causales, que deberán someterse a evaluación ambiental “aquellas centrales generadoras de energía mayores a 3MW”, exceptuando así de esta a proyectos pequeños como esta central. Para ahondar en este aspecto se puede consultar el Anexo C: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

Al ser el proyecto una fuente de generación limpia, renovable y de pequeña escala se evaluó la opción de participar en el Mercado del Carbono, por medio de los Mecanismos de Desarrollo Limpio. El análisis permite aseverar que dada la escala de la planta y su generación no es rentable optar por este esquema, tanto por los bajos precios evidenciados para los Bonos de Carbono, como los altos costos de verificación y asesoría. El análisis de las emisiones desplazadas, metodología utilizada, costos asociados y precios considerados se presenta en el Anexo D: Mercado del Carbono.

Dicho lo anterior, se puede concluir la factibilidad regulatoria desde el eje ambiental, descartando de paso la participación en el Mercado de Carbono. La simplicidad de la tramitación ambiental de este proyecto se considera una ventaja competitiva, significando ahorros en tiempo y costos de estudios.

Habiendo explorando tanto los aspectos relacionados con el mercado energético como aquellos relacionados con la institucionalidad ambiental, se puede afirmar la viabilidad regulatoria de llevar a cabo el proyecto de generación Las Murallas.

Capítulo 3: Sistema de precios, comercialización y valoración de la energía

Este capítulo se enmarca en el objetivo de definir el esquema de precios al que se someterá el proyecto de generación fotovoltaico. Para ello, se revisan los precios y opciones de comercialización, para finalmente, proyectar, utilizando información de la Comisión Nacional de Energía y el CDEC-SIC, series de precios para el horizonte de evaluación de la planta.

Se estructura este apartado de forma que los precios descritos en los puntos 1 y 2 permitan comprender los esquemas de comercialización basados en los mismos y expuestos en el punto 3. Al final del capítulo se proyectan los precios de energía y pago por uso de instalaciones de transmisión en los puntos 4 y 5 respectivamente.

1. Precios de la potencia

Los precios calculados para la potencia son dos, los precios regulados y los precios pactados con clientes libres.

- Precio regulado (Precio básico de potencia de punta): Calculado por la CNE, se calcula en base al costo de desarrollo de unidades a gas.
- Precios Libres: Pactados entre generador y cliente.

Los pagos regulados por potencia se calculan en base a los costos de inversión de una central a gas, y así fijados y normados por decretos tarifarios. Para objeto de esta memoria, no se consideran pagos por potencia dada la indisponibilidad de la planta para generar en horario punta. La definición específica de pago por potencia firme es la que siguiente:

“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.” (Fijación nudo octubre 2014).

Definiéndose horas punta, en el Sistema Interconectado Central, el periodo comprendido entre “*las 18:00 y 23 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingos, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses*” (Fijación nudo octubre 2014).

La imposibilidad de recibir pagos por este concepto ha sido recalcada, por ejemplo, en Central Energía [22], incluso para fuentes con disponibilidad (en probabilidad) como son la eólica. Los precios pactados entre generador y cliente son determinados por contratos entre privados.

2. Precios de la energía

Los precios de la energía pueden fijarse de las siguientes formas:

- Costo marginal instantáneo: Calculado por el CDEC-SIC para todas las barras del sistema, corresponde al costo de suministrar un KWh adicional al sistema (“último entrante”). El principio básico es que los precios reflejen los costos de generación.
- Precio Nudo: Calculo semestral de la CNE utilizando el plan de obras indicativo y estimando los Costos Marginales para los 48 meses ajustando este valor por los precios medios de mercado.
- Por contrato con cliente libre: Se fija entre las generadoras y los clientes libres en base a contratos de común acuerdo.

El decreto de fijación de Precios Nudo elaborado por la CNE es fruto de un trabajo de simulación y análisis. Para comprender su cálculo y por consiguiente los precios que se observarán en el horizonte de evaluación se describe brevemente el proceso de fijación y lo que considera.

2.1. Precios Nudo de Energía

El Precio Nudo de la Energía, es fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE), los meses de abril y octubre de cada año. En el informe técnico, que recoge un esfuerzo de modelamiento y simulación, se detallan los resultados y metodología al Ministerio de Economía, que procede a la fijación mediante decreto.

2.1.1. Precios y bandas definidas en el decreto

La fijación de precios nudo involucra una serie de pasos que buscan hacerse cargo de las diferencias entre los precios calculados y los precios de mercado. Para esto se describen una serie de “Precios”. En concreto, los relacionados con los precios de la energía son: el Precio básico de la energía (PBE), el Precio Medio Básico (PMB), el Precio Medio de Mercado PMM, el Precio Medio Teórico y las bandas que se describen a continuación:

- Precio Básico de Energía: corresponde a un promedio descontado teórico que considera la operación simulada futura del sistema, en concreto de 48 meses. Este busca recoger el precio descontado que multiplicado por la energía es igual a los Costos Marginales previstos por la Energía. Haciendo el correspondiente despeje con P constante y trasladando la sumatoria de energía con el factor de descuento asociado se llega a la fórmula de fijación del Precio Básico de Energía (PBE).

$$PBE_{ref} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{CMg_{ref}^i \cdot E_{ref}^i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{ref}^i}{(1+r)^i}}$$

Fuente: CNE

- Precio Medio Básico (PMB): el PMB incorpora tanto el precio básico de energía antes descrito como el precio de potencia brevemente descrito en “Precios de la Potencia” ponderado por factor de carga. Este será relevante para ver si se activan las bandas de precios definidas más adelante.
- Precio Medio de Mercado (PMM): Se calcula como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas y el total de energía suministrada tanto a clientes libres como distribuidoras, en el periodo de 4 meses que culmina el mes anterior a la fijación. Además se calculan Precios Medios de Mercado de forma mensual para la posterior indexación de los precios según la siguiente fórmula:

$$\text{Precio Energía} = PBE \cdot \left[\frac{PMM_i}{PMM_0} \right]$$

Donde PMM_0 corresponde al precio al momento de la fijación

- Banda de Precios de Mercado (BPM): Dada por la diferencia entre el PMB y el PMM. Definida de la siguiente manera.

$$BPM = \begin{cases} 5\% & |\Delta PMB / PMM \%| < 30\% \\ \frac{2}{5} \cdot |\Delta PMB / PMM \%| - 2\% & 30\% \leq |\Delta PMB / PMM \%| < 80\% \\ 30\% & 80\% \leq |\Delta PMB / PMM \%| \end{cases}$$

Fuente: EM736 2008, presentación de clases, Paola Caro, Dirección de Peajes CDEC-SIC

Dónde $|\Delta PMB / PMM \%|$ es la siguiente fórmula

$$DIF\%_{PMB-PMM} = \left| \frac{\text{Precio Medio Básico} - \text{Precio Medio Mercado}}{\text{Precio Medio Mercado}} \right| * 100\%$$

Fuente: Decreto 86, aprueba reglamento para la fijación de precios nudo

- Precio Medio Teórico (PMT): Corresponde al cociente entre la facturación teórica valorando los suministros a precio nudo, incluyendo cargos al sistema de transmisión troncal con los Precios Medios de Mercado. Si el precio nudo cae dentro de la banda de Precios de Mercado es aceptado, en caso contrario la CNE deberá multiplicar estos por un ponderador único de forma de alcanzar el limite más cercano de la banda.

Los precios anteriores muestran una serie de pasos contenidos en las fijaciones que involucran simulación y desarrollo del sistema (Precios Básico y Precio Medio Básico) y adaptación a la realidad del mercado (Precio Medio de Mercado, Bandas de Precios de Mercado, Precio Medio Teórico). Teniendo esto en consideración corresponde responder la pregunta: ¿Qué precio regulado “observará” la planta de generación?

2.1.2. Precio nudo observado en Cabildo

Todos los decretos de fijación detallan los precios básicos de energía para una serie de nudos del sistema, tomando en cuenta las salidas (outputs) de las simulaciones. El decreto de fijación de precios nudo para suministros de electricidad de abril del 2014 detalla que:

“Tanto el precio de nudo de energía como el precio de nudo de potencia aplicables a las inyecciones efectuadas por los PMGD⁶ y PMG a que se refieren los artículos 41 y 54 respectivamente, del decreto supremo N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana.

A estos efectos, la subestación troncal más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal respectiva, determinada por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo”

La subestación Cabildo⁷, que no se encuentra en el listado de fijación, tiene como subestaciones troncales más cercanas Quillota y Los Vilos. Para determinar cuál de las dos posee la menor “distancia eléctrica” se estima el módulo de la impedancia ($|Z|$) desde los puntos de conexión, este trabajo se recoge en la siguiente tabla:

Tabla 5: Cálculo de distancia de nodos más cercanos listados a Cabildo

Desde	Hacia	Distancia [km]	Tipo	Voltaje [kV]	$ Z $ [Ohm]
Quillota	Quillota	0	Transformación	220-110	48,91
Quillota	Marbella	41	2/0AWG	110	22,69
Marbella	Casas Viejas	8,6	2/0AWG	110	4,76
Casas Viejas	Quinquimo	19,22	2/0AWG	110	10,64
Quinquimo	Cabildo	28,81	2/0AWG	110	15,94
Total		97,63		Total	84,43

Desde	Hacia	Distancia [km]	Tipo	Voltaje [kV]	$ Z $ [Ohm]
Los Vilos	Choapa	0	Transformación	220-110	23,59
Choapa	Casas Viejas	61,75	2/0AWG	110	34,18
Quinquimo	Cabildo	28,81	2/0AWG	110	15,94
Total		90,56		Total	62,31

Fuente: Elaboración propia en base a información CDEC-SIC

⁶ Pequeño Medio de Generación Distribuido, véase capítulo introductorio.

⁷ Concretamente en la Barra de 110kV, calificada en el decreto 121 como subtransmisión.

Por lo tanto, corresponde valorar las inyecciones de energía al precio reportado en las fijaciones para Los Vilos. Los pagos por usos de sistemas eléctricos para centrales que inyectan directamente en nodos de subtransmisión se tratan al final del capítulo, pues tanto las inyecciones valoradas a Precio Nudo como aquellas valoradas a Costo Marginal están sujetas a este pago por uso de instalaciones o peaje.

3. Venta de energía y potencia

Antes de entrar a las proyecciones de los Costos Marginales y Precios Nudo, se hace necesario comprender las opciones de comercialización actualmente vigentes y como estas se relacionan con los precios anteriormente descritos.

Como se anticipó en el capítulo anterior, el sistema eléctrico chileno busca promover la eficiencia en la operación e inversión, creando mercados eléctricos. En este contexto, se configura un “mercado mayorista” de generación, en el cual se realizan compromisos contractuales por energía y potencia.

Mientras la energía es valorada al Costo Marginal o Precio Nudo, la potencia es valorada a precios calculados por la CNE, que buscan recoger los costos de desarrollo de la tecnología más económica para inyectar energía en horas punta. El pago por energía a Costo Marginal hace que se genere un “mercado pool” obligatorio donde un generador puede inyectar/retirar en otros puntos para cubrir sus contratos, pagando o recibiendo el Costo Marginal correspondiente a ese punto.

Las generadoras tienen la opción de pactar libremente contratos en donde se pueden establecer obligaciones de suministrar y comprar a un precio determinado. Estos contratos pueden tener como contraparte tanto a clientes libres como a distribuidoras.

Los puntos siguientes describen brevemente las opciones de comercialización que se observan actualmente en el mercado de generación[19]:

3.1. Venta de energía y potencia al mercado Spot

Venta de energía en el mercado Spot, donde las inyecciones se valorizan a Costo Marginal y la potencia a Precio Nudo de Potencia, ésta última; en este caso no considerada por la indisponibilidad de potencia firme descrita en el punto 1: Precios de la potencia.

3.2. Mercado Spot y mercado de contratos con cliente libre, generador o distribuidora

En esta opción de comercialización el generador interactúa con el mercado Spot y simultáneamente mantiene un contrato de suministro con una generadora, cliente libre o distribuidora, a precios a convenir para energía y potencia.

3.3. Mercado Spot y mercado contratos con distribuidora (licitación)

Similar al anterior, el generador interactúa con el mercado Spot, y con las distribuidoras. En este esquema los precios se fijan en subastas por bloques de energías. Este proceso lo realizan las distribuidoras y luego es auditado por la CNE. Tampoco se consideran pagos por potencia pues los bloques licitados explicitan potencia firme en sus bases.

3.4. Venta a precio estabilizado

Para generadores menores a 9MW en redes de media tensión en sistemas de distribución (PMGD), se establece un esquema (Decreto 244) donde las empresas se coordinan directamente con la empresa distribuidora. El PMGD puede así vender energía al mercado Spot o a través de un contrato con el cliente libre o distribuidora. También, pueden optar por un régimen estabilizado de precios, que para el caso de las inyecciones de energía el CDEC valoriza utilizando los precios de nudo. En caso de decidirse por el último, la central deberá mantenerse por al menos 4 años en este esquema.

En el caso de transferencias de potencia de pequeños generadores, estas se realizan a precio nudo de potencia para las conexiones al sistema de transmisión troncal. Si el generador se conecta a subtransmisión o distribución, la determinación del precio se realiza mediante la aplicación de factores multiplicadores al precio del nudo del sistema troncal más cercano. En este caso la venta por potencia no se considera.

4. Proyecciones de precios de energía

Una vez descritas las opciones de comercialización y su relación con los precios anteriormente descritos, se procede a proyectar la evolución de estos últimos en el horizonte de evaluación. Para ello, se realizan proyecciones de Costos Marginales y proyecciones de Precios Nudo para considerar la venta en régimen estabilizado.

4.1. Proyecciones para los Costos Marginales

La opción de venta por Costos Marginales plantea un desafío dado que se fijan de forma horaria en base al costo marginal del último entrante. Así, los promedios diarios esconden generaciones con costos marginales muy diversos, como por ejemplo el carbón y el diesel.

El grado de desagregación de los Costos Marginales es de suma importancia para este trabajo pues el grueso de la producción será inyectada entre las 9 y 6 de la tarde. En dicho contexto, se plantea un modelamiento consistente en los siguientes pasos:

- **Construcción de curva de Costos Marginales:** Se construyen curvas de costo marginal promedio del sistema para los años 2015-2040. Para esto se seleccionan simulaciones de la CNE.
- **Análisis de la serie histórica y variaciones del precio:** Buscando desagregar los Costos Marginales mensuales a Costos Marginales horarios, se analiza cómo fue la variación de estos entre los años 2010-2013. En concreto, se calculan diferencias porcentuales promedio entre el precio de una hora y otra. Con esto se obtienen ponderadores, en concreto uno por cada hora del año. Para más detalles de cómo se realiza esto véase Anexo F: Modelo de desagregación de promedios mensuales en precios horarios.
- **Construcción de Costo Marginal hora para el horizonte relevante:** Los ponderadores anteriores se ajustan de forma que las curvas generadas sean consistentes con los Costos Marginales esperados para el mes en la subestación de Cabildo. Es decir, si se promedia la curva generada da como resultado el Costo Marginal Esperado ingresado como insumo.

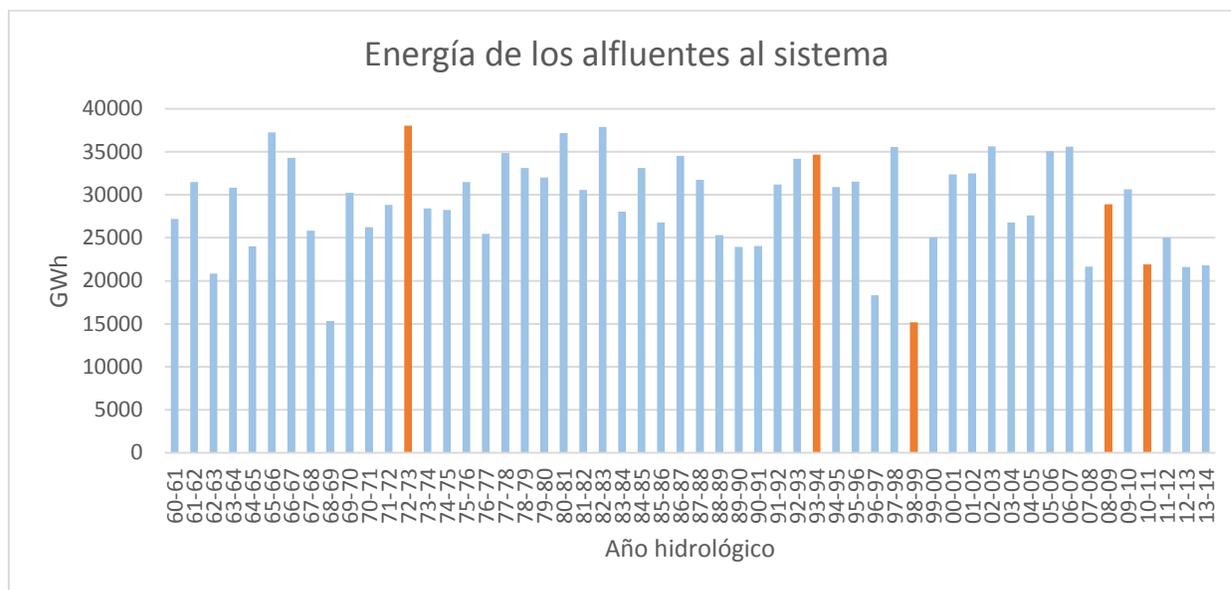
4.1.1. Curva de Costos Marginales

De acuerdo a lo señalado anteriormente, el Sistema Interconectado Central es un sistema con una predominancia hídrico-térmica. Dado lo anterior, se opta por tomar series de precios que recojan el efecto de disponibilidad de componente hídrico, para ello, se utilizan los resultados de las simulaciones de la CNE para los años seleccionados.

En concreto, las series corresponden a los Costos Marginales dado un año hidrológico tomado de la base de datos de la CNE. Un año hidrológico representa a la energía de los afluentes del sistema dadas las condiciones climáticas que se dieron entre abril de un año y marzo del próximo. Se toma un año seco, uno semi-seco, uno normal, uno semi-húmedo y otro húmedo.

De más seco a más húmedo, se seleccionaron los años hidrológicos correspondientes a los años 98-99, 10-11, 08-09, 93-94 y 72-73. La energía de los afluentes estos años se presenta en el Gráfico 3.

Gráfico 3: Energía de los afluentes al sistema



Fuente: CNE, Informe definitivo de precios nudo octubre 2014

A los años hidrológicos seleccionados, se les calcula una probabilidad de ocurrencia en base a los promedios y desviaciones estándar de la muestra. Todo lo anterior, para proyectar, en base a la hidrología, costos marginales del Sistema Interconectado Central.

Tabla 6: Energía de los afluentes, hidrologías seleccionadas

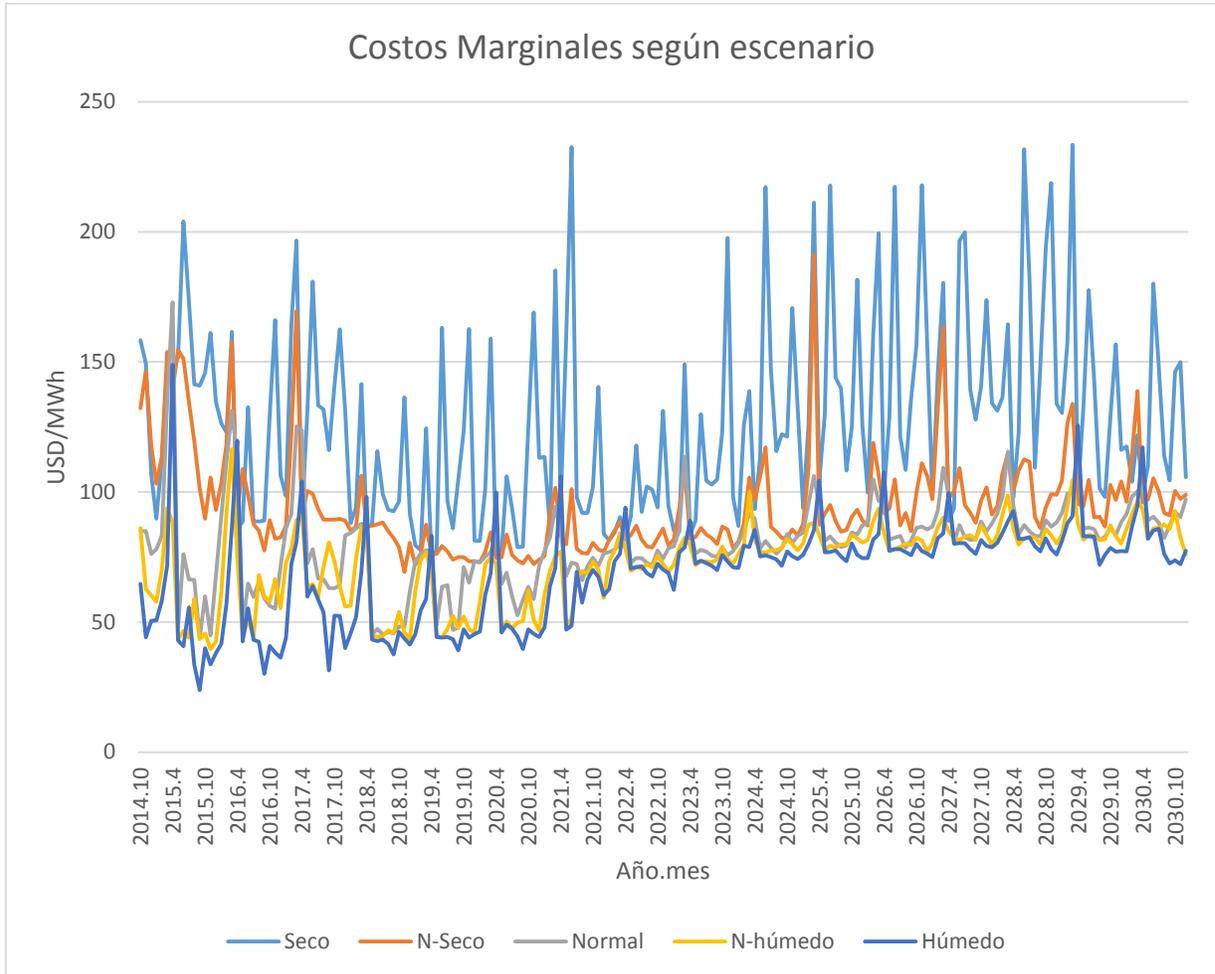
Año hídrico	Escenario	Energía de los afluentes [GWh]	Probabilidad ⁸
1998-1999	SECO	15.172	0,009
2010-2011	N-SECO	21.901	0,225
2008-2009	NORMAL	28.898	0,465
1993-1994	N-HUMEDO	34.677	0,253
1972-1973	HUMEDO	38.051	0,046

Fuente: Elaboración propia en base a datos históricos de la CNE

Luego, de la base de salidas del informe de Precio Nudo de octubre del 2014, se siguen los Costos Marginales asociados a las hidrologías antes planteadas. Estos costos se presentan en formato mensual hasta el año 2030. Desde el año 2030 al 2040 se asume que el sistema ya es estable y se repiten los Costos Marginales evidenciados el año 2030. Cabe destacar, que la tasa de descuento, pasados 14 años reduce el impacto que un supuesto errado en esta dirección podría tener. Los Costos Marginales que se consideran se presentan en el siguiente gráfico.

⁸ El cálculo consistió en la resolución de un sistema de ecuaciones encontrando números que fueran consistentes con la media y varianzas evidenciadas en la serie histórica. Así se buscó replicar con tan solo 5 escenarios la curva dada por los escenarios hidrológicos desde 1960 a la fecha.

Gráfico 4: Costos Marginales mensuales según escenario



Fuente: Elaboración propia en base a salidas CNE, octubre del 2014

4.1.2. Serie histórica y construcción de ponderadores

Se calculan las diferencias porcentuales evidenciadas⁹ en los precios del nudo de referencia⁹ del Sistema Interconectado Central (Quillota 220kV) entre los años 2010 y 2013. Estas diferencias porcentuales conforman una serie de ponderadores, uno por cada hora del año, que luego son multiplicados por los Costos Marginales mensuales considerados en el punto anterior (4.1.1). Lo anterior permite proyectar series de precios horarias para todo el horizonte de evaluación.

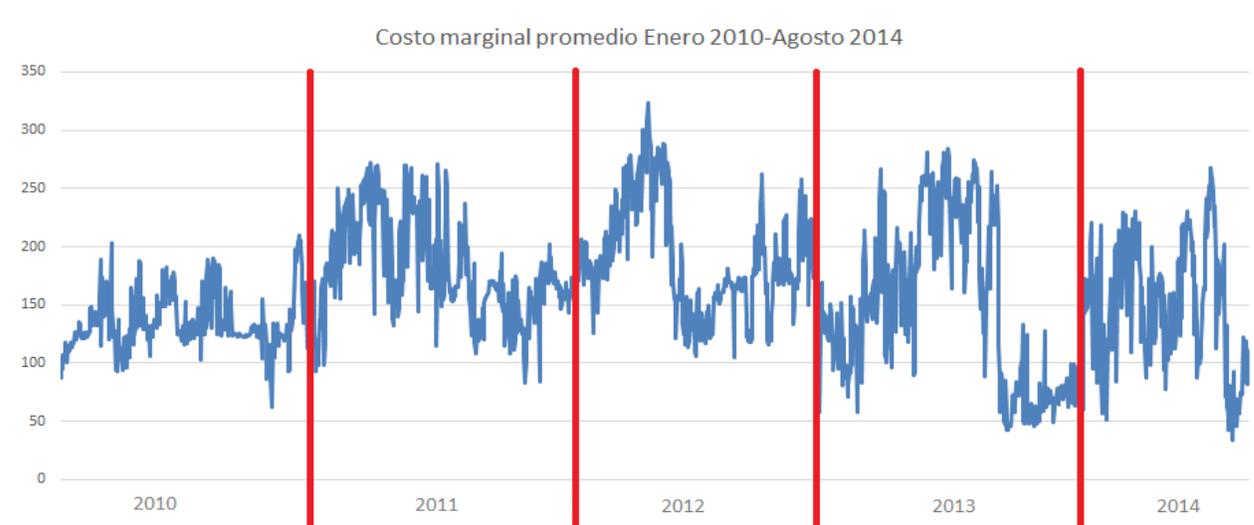
Para evitar que las curvas resultantes de ponderar los Costos Marginales mensuales por estas diferencias presenten Costos Marginales promedio mayores (o menores) a los que se ingresa como insumo, se ajustan dichos ponderadores de forma que los promedios de estas series mensuales sean consistentes con los datos ingresados¹⁰.

⁹ Nudo de referencia en las fijaciones de precios de la CNE, el precio de este nudo se “lleva” a otros nudos mediante factores de penalización.

¹⁰ El promedio de los datos simulados para un mes (horarios), es el promedio (mensual) ingresado al modelo.

Con el procedimiento anterior se busca capturar las diferencias dadas por estacionalidad intra mes e intra día. Para ver detalles del modelo véase Anexo F: Modelo de desagregación de promedios mensuales en precios horarios.

Gráfico 5: Costo Marginal promedio enero 2010 - agosto 2014



Fuente: Elaboración propia en base a datos CDEC-SIC para Quillota 220kV

4.1.3. Proyección de Costos Marginales hora para el horizonte relevante

Para efectos de la evaluación económica a realizar, en el último capítulo se considerarán las tres curvas con mayor probabilidad de ocurrencia, es decir, los escenarios: semi-seco, normal y semi-húmedo. En [Desagregador Horario de Costos Marginales SIC \(U-Cursos\)](#)¹¹, se pueden descargar las series de precios resultantes de aplicar el procedimiento anterior a las 5 curvas.

Buscando ilustrar los resultados de este ejercicio de simulación se presentan 3 ejemplos tomados al azar¹². En estos se muestran las curvas para el mes en cada uno de los escenarios hidrológicos utilizados.

¹¹ https://www.u-cursos.cl/usuario/9a08bb355b88cbfa3a59535bed7923c4/mi_blog/

¹² Se numeran los meses, y se utiliza la función random de Excel. Después se ordenan por fecha.

Ejemplo 1: Febrero 2017

Costos Marginales asociados que se toman como insumo:

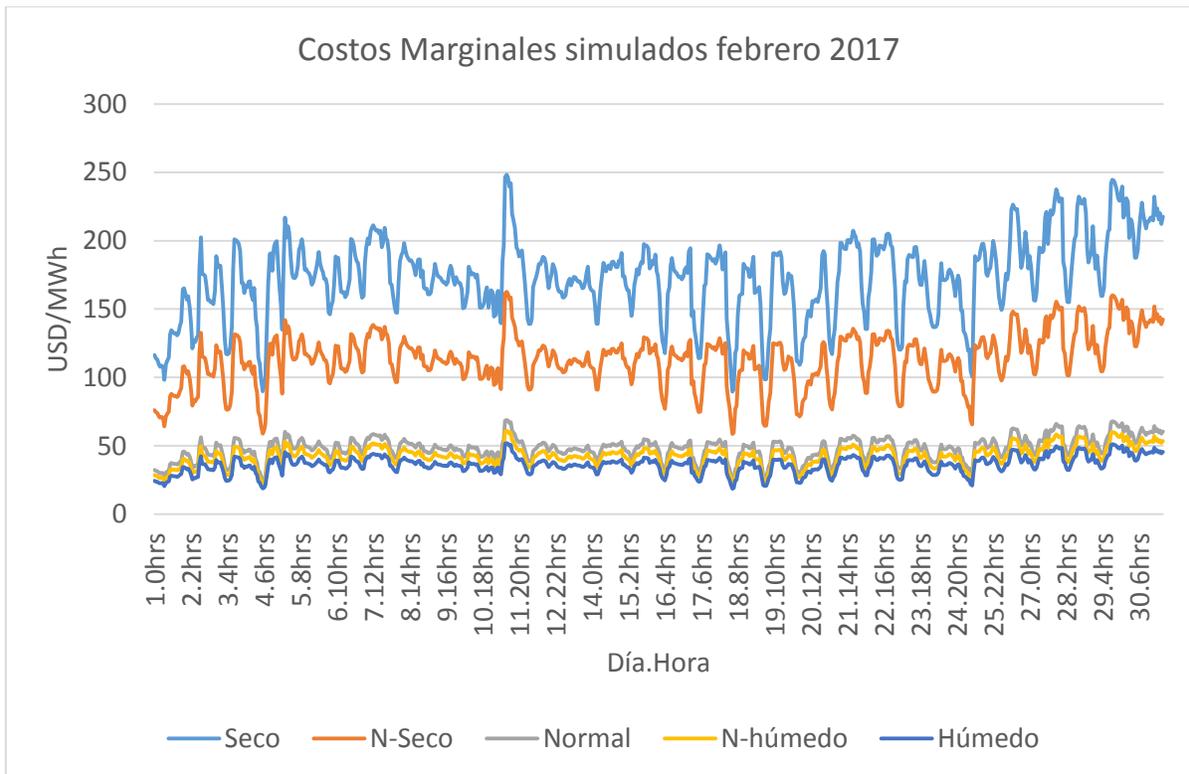
Tabla 7: Costos Marginales ejemplo 1

	Año.mes	Seco	N-Seco	Normal	N-húmedo	Húmedo
Costo Marginal [USD/MWh]	2017.2	164,35	122,62	91,57	78,29	72,41

Fuente: Salidas Quillota 220kV, Fijación Precios Nudo Octubre 2014, CNE.

Costos Marginales proyectados para Cabildo 110kV:

Gráfico 6: Costos Marginales simulados febrero 2017



Fuente: Elaboración propia

Ejemplo 2: Julio 2022

Costos Marginales asociados que se toman como insumo:

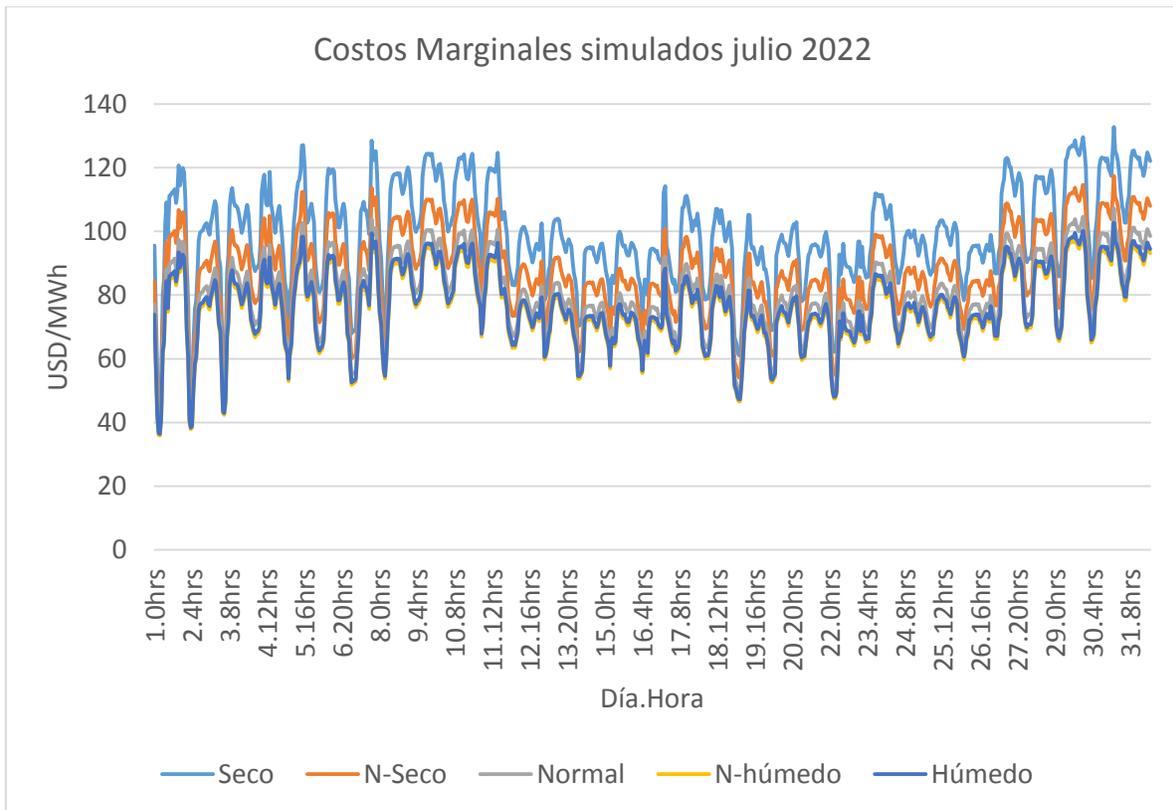
Tabla 8: Costos Marginales ejemplo 2

	Año.mes	Seco	N-Seco	Normal	N-húmedo	Húmedo
Costo Marginal [USD/MWh]	2017.2	97,97	78,09	72,24	67,21	69,26

Fuente: Salidas Quillota 220kV, Fijación Precios Nudo Octubre 2014, CNE.

Costos Marginales proyectados para Cabildo 110kV

Gráfico 7: Costos Marginales simulados julio 2022



Fuente: Elaboración propia

Ejemplo 3: Diciembre 2029

Costos Marginales asociados que se toman como insumo:

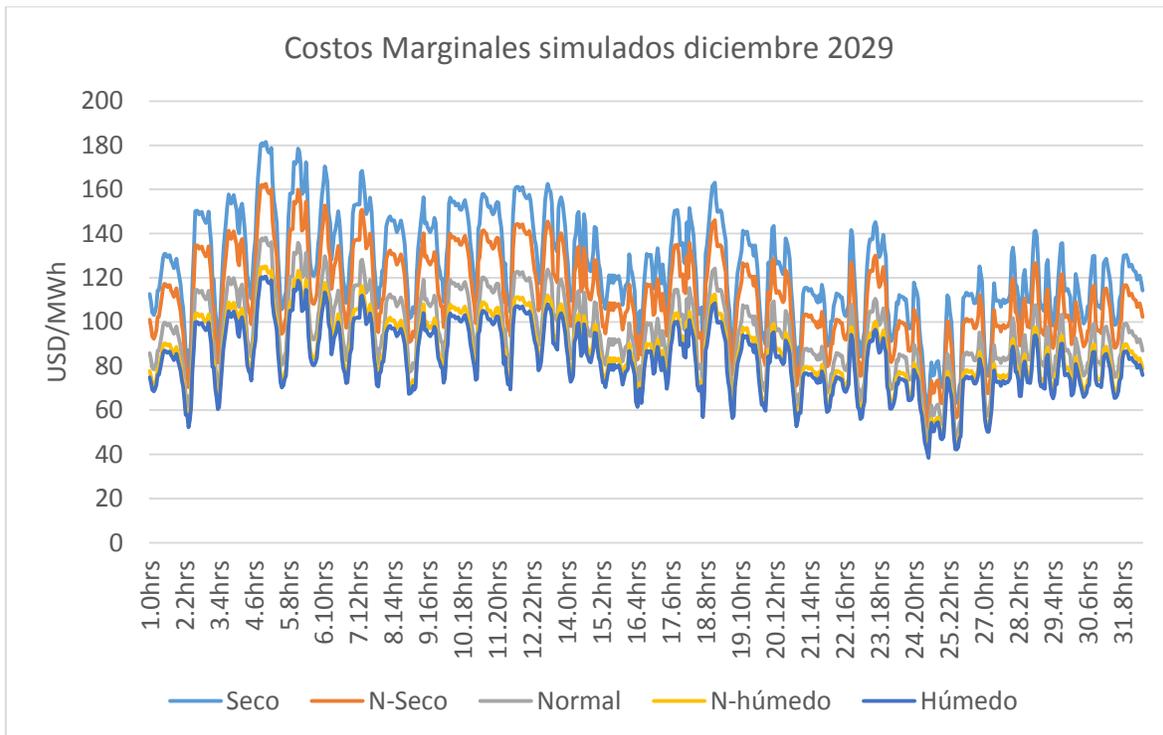
Tabla 9: Costos Marginales ejemplo 3

	Año.mes	Seco	N-Seco	Normal	N-húmedo	Húmedo
Costo Marginal [USD/MWh]	2017.2	97,97	78,09	72,24	67,21	69,26

Fuente: Salidas Quillota 220kV, Fijación Precios Nudo Octubre 2014, CNE.

Costos Marginales proyectados para Cabildo 110kV:

Gráfico 8: Costos Marginales simulados diciembre 2029



Fuente: Elaboración propia

La curva de Costos Marginales del escenario normal se tomará como base para la elaboración de los Precios Nudo.

4.2. Proyecciones de Precios Nudo

Como se describió anteriormente, los Precios Nudo son el resultado de una modelación y contraste con los Precios Promedio de Mercado que realiza la CNE, los meses de abril y octubre de cada año.

Los Precios Básicos de Energía toman como insumo la curva de Costos Marginales esperados para el sistema en un horizonte de 48 meses, para luego, ajustarse considerando la diferencia porcentual con el Precio Promedio de Mercado.

Entonces, es relevante preguntarse cómo ha sido la evolución del mercado y, por lo tanto su ajuste, teniendo presente la opción de venta de energía en régimen de precios estabilizados.

4.2.1. Precios nudo, fijación e histórico

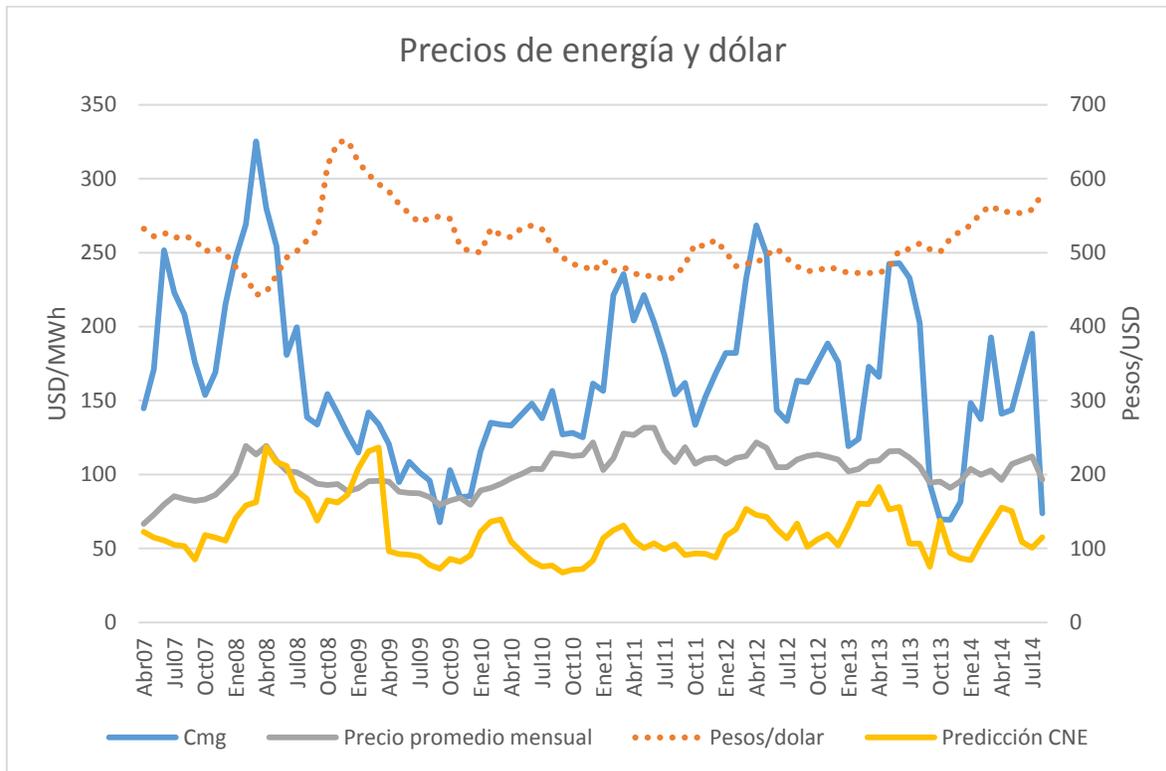
La Ley Corta II incluyó licitaciones en el cálculo del Precio Medio de Mercado con el objetivo de reflejar de mejor manera los precios reales de la energía, además de permitir el desarrollo de inversiones. Para esto, se incorporó un sistema de contratos mediante los cuales las distribuidoras debían comprar la energía a las generadoras. Los precios máximos están regulados y vinculados a la vez a los Precios Nudo calculados, a través del decreto 4 que norma las licitaciones de suministro de energía.

Las licitaciones no han estado exentas de cuestionamientos, la revisión de las últimas efectuadas hasta el 2011[23] dejó entrever una serie de aspectos entre los que se listan: escasa flexibilidad, bajos niveles de oferta, niveles de especulación, escasa participación de energía nueva y mecanismos que no adjudican al mínimo costo entre otros. Si bien los precios convenidos en éstas no han repercutido en alzas importantes en el Precio Medio de Mercado, los números esconden que parte de las licitaciones resultaron desiertas o parcialmente desiertas. Recientemente, las autoridades han enviado un proyecto de ley que busca perfeccionar las licitaciones[24][25], este proyecto le otorgaría más atribuciones al estado en el proceso de licitación, adjudicación y modificación de contratos, además de introducir flexibilidad e instrumentos de control de riesgos que permitan la atracción de nuevos proyectos y actores.

La diferencia entre los precios modelados y los reales, se recoge en el siguiente gráfico que muestra las proyecciones¹³ de la CNE de Costos Marginales del sistema contrastadas con los Costos Marginales que realmente acontecieron entre los años 2007 y 2014. No solo existe una gran diferencia entre los dos anteriores, sino que también es relevante la diferencia entre los primeros y los Precios Promedio acontecidos el mismo periodo.

¹³En cada fijación se modelan 48 meses, como las fijaciones son dos veces al año, se toman las proyecciones entre fijaciones. Estas proyecciones por ende deberían ser las más acertadas pues son las más cercanas a la fecha donde se realiza el modelo.

Gráfico 9: Precios de energía y dólar



Fuente: Elaboración propia en base a informes de precio nudo 2007-2014, CNE.

De este análisis se desprende que las proyecciones de Costos Marginales CNE han estado sistemáticamente bajo los Precios Medios Mensuales y muy por debajo de los Costos Marginales realmente evidenciados, un 34%. Este factor será tomado en cuenta en la evaluación económica que se realizará en el último capítulo de esta memoria.

Si bien la diferencia entre los Precios Medios Mensuales y la predicción de la CNE es significativa se encuentra en rangos no superiores al 30%, por lo que se asume los Precios Medios de Mercado entrarán dentro de la primera Banda de Precios antes descrita, es decir, las fijaciones de Precios Nudo verán su valor modificado entre -5% y 5% con respecto al Precio Básico de Energía.

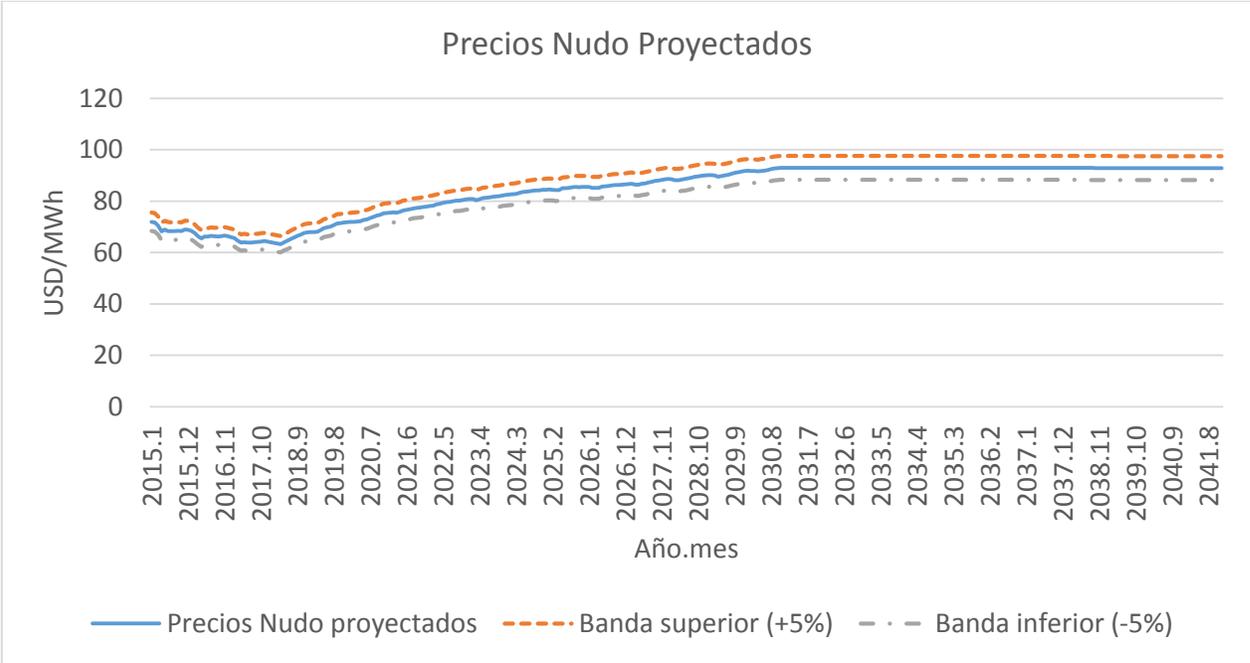
4.2.2. Proyecciones de Precios Nudo

Introducidos los Costos Marginales proyectados y las diferencias con los Precios Medios de Mercado, se puede proceder a elaborar una proyección de Precio Nudo para el horizonte de evaluación. En concreto, se asume que el Precio Nudo será igual al Precio Básico de la Energía, que se calcula como el promedio descontado de 48 meses. Para estimar la demanda energética utilizada en la fórmula, se toman las proyecciones de la CNE hasta el 2030 contenidas en las salidas de la Fijación de Precios Nudo de Octubre del 2014, y luego, se extrapolan los aumentos porcentuales en forma lineal hasta al 2044; la predicción de demanda puede ser consultada en el Anexo E: Demanda proyectada para el Sistema Interconectado Central.

Los Precios Nudo se fijan dos veces por año y después se ajustan según la evolución (variación porcentual) que experimentan los Precios Medios de Mercado. Dado que los Precios de Mercado dependen de los oferentes y licitaciones que se lleven a cabo, se calcula el Precio Nudo como el promedio descontado de 48 meses para cada mes del horizonte de evaluación, tomando el escenario hidrológico normal o promedio antes enunciado. Esto sería equivalente a que la CNE calculara los Precios Básicos en forma mensual.

Para llevar los Precios Básicos a Los Vilos, que se determinó era el nodo más cercano, se ponderarán por 0,98. Factor de penalización promedio de las últimas fijaciones para dicho nodo.

Gráfico 10: Precios Nudo Proyectados



Fuente: Elaboración propia

Habiendo revisado las proyecciones de precios tanto para los Costos Marginales, como para los Precios Nudo, corresponde estimar si dichos esquemas de comercialización incluyen o no el pago por instalaciones de transmisión o peajes.

5. Pago de peajes

El peaje del sistema de transmisión considera dos componentes: pago por uso de las instalaciones del área de influencia común y las instalaciones fuera de esta. Se distinguen peajes del sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y de distribución.

Para efectos de esta evaluación el proyecto entra dentro de la categoría exenta de peaje troncal, dada su condición de Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD). Esta exención de pago de peaje está condicionada a la cantidad de Pequeños Generadores que usen de ella, si la generación exenta de peaje superase el 5% de la capacidad instalada del SIC (Generación ERNC menor a 9MW y parte de aquella menor a 20MW) se debe pagar un peaje definido como:

$$(\text{Peaje básico} - \text{Peaje con exención}^{14}) * \left(\frac{\text{Generación exenta} - 5\% \text{ capacidad instalada sistema}}{\text{Generación exenta}} \right)$$

El año 2010, la capacidad conjunta exceptuada de peajes era de 151.227 kW, mientras que la capacidad instalada del sistema era de 12.170.000 kW, por lo que el 5 % de la anterior es 608.500 kW. Esto daba un margen de 450 MW para crecer (sólo para proyectos menores a 20MW)[26].

En conversaciones con la dirección de peajes del CDEC-SIC (septiembre, 2014) se sostiene que este número en los últimos años ha oscilado en torno al 2.3 %, alcanzando un máximo que llega al 2.38 %. Este número, se argumenta, se mantendrá estable pues la ampliación de capacidad del SIC contrapesará las alzas en generación exenta. Dicho lo anterior, se pueden descartar pagos de peajes troncales en el horizonte de evaluación del proyecto.

Habiendo descartado peajes de transmisión troncal, corresponde estimar si existen peajes por uso de otras instalaciones de transmisión, en concreto, la subtransmisión y distribución.

El cálculo de peajes de subtransmisión es complejo y específico pues toma en cuenta el uso de las instalaciones de subtransmisión por parte del generador. Para el cálculo de cuanto peaje debe pagar cada generador se piden estudios a consultoras especializadas que modelan el sistema (o subsistemas) y determinan finalmente el uso de las instalaciones. El último estudio disponible para subtransmisión para la zona (Sistema Interconectado Central 1 o SIC1) fue elaborado por PA Consultores para el trienio 2011-2014, el próximo trienio todavía no posee informes publicados a noviembre del 2014. En este informe se detalla que:

“Para determinar el pago anual que debe realizar una central, se debe obtener su respectiva participación en los flujos que transitan por cada tramo del Sistema de Subtransmisión durante el período. De acuerdo con las bases del estudio, para cada condición de operación, un generador participa de los flujos sobre un tramo (instalación) cuando se cumplen dos condiciones:

- El flujo por el tramo presenta dirección hacia el sistema troncal.*
- El generador se encuentra aguas arriba del tramo en cuestión.*

¹⁴ Puede no ser cero en caso de generadores ERNC entre 9MW y 20MW. En estos se fija el peaje con una fórmula lineal con 0 en 9MW.

Así instalaciones que en una condición operacional presenten dirección de flujos contraria, se entenderán asignadas a los retiros del respectivo sistema. “

Así corresponde analizar, si la demanda de Cabildo es siempre lo suficientemente grande tal que toda la energía inyectada por la planta, recordemos de potencia nominal de 3MW, es consumida en Cabildo, y por lo tanto, no utiliza sistemas de subtransmisión. La caracterización de la demanda es realizada en el estudio citado anteriormente, donde se aprecia que la demanda de Cabildo es superior a la producción de la planta y que por lo tanto no estaría sujeto a peajes de subtransmisión.

Tabla 10: Demanda proyectada para Cabildo

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda Media Proyectada [MWh]	11,5	12,3	13,2	14,1	15,1	16,2

Fuente: PA Consultores estudio subtransmisión SIC1, trienio 2011-2013

Al conectarse directamente a la subestación no se consideran peajes por concepto de instalaciones de distribución.

Habiendo explorado los precios, las opciones de comercialización y costos asociados a la utilización de instalaciones de transmisión se puede apreciar que el esquema de precios más atractivo de los analizados es la venta en el mercado Spot, vendiendo la energía a Costo Marginal. Como se mencionó anteriormente es factible vender en este esquema considerando la normativa vigente para Pequeños Medios de Generación Distribuidos. El Capítulo de Evaluación Económica concluirá respecto al esquema de precios al que se someterá la planta, considerando para esto los precios y generación esperada de la planta.

Capítulo 4: Estimación de disponibilidad del recurso solar y temperatura

Una vez explorados los precios corresponde estimar la generación de la planta. Para esto, como se adelantó en el capítulo introductorio, es necesario estimar el recurso solar y la capacidad de la planta para transformar dicho recurso en energía eléctrica.

Este capítulo atiende el primer aspecto y se enmarca en la tarea de analizar la factibilidad técnica de la planta. El objetivo de este apartado es la construcción de una curva de radiación, y una de temperatura, que serán utilizadas en el próximo capítulo para determinar una curva de generación.

Se ordena este apartado en: “datos disponibles”, “construcción de curva de radiación y temperatura”, para finalmente, presentar las curvas de radiación y temperatura con el nivel de desagregación requerido, en este caso horaria.

1. Datos disponibles

La zona de Cabildo no tiene datos históricos disponibles o bien estaciones meteorológicas emplazadas en el mismo valle¹⁵. Esto hace necesario la utilización de modelos simulados que utilizan imágenes satelitales y datos empíricos como calibración.

1.1. NASA

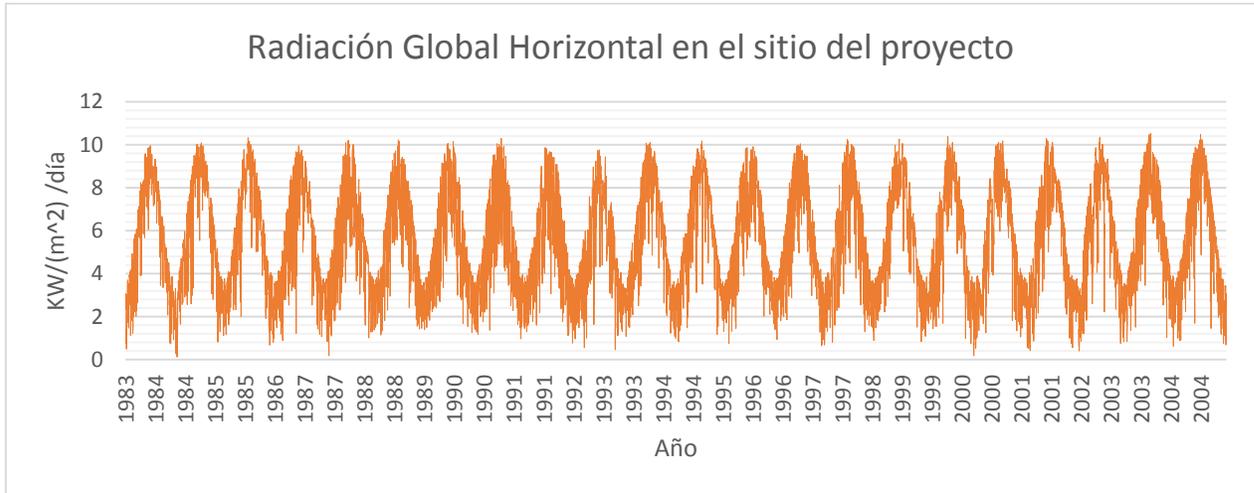
Los datos de la NASA se presentan en promedios mensuales de radiación para una zona en específico, en particular para este estudio se introdujeron las coordenadas del proyecto¹⁶. Esta serie histórica mensual cubre el periodo entre el año 1983 al 2005, entregando la radiación horizontal promedio en Watts por metro cuadrado¹⁷. Los datos estimados, según estudios de la propia NASA, tienen un error del -0,01% y una desviación estándar del 10,25%, contrastado con la serie histórica de 1983 al 2006[27]. Los software de simulación comerciales, como PVSYST, toman estos datos “por default” para ubicaciones en Chile.

¹⁵ Red de estaciones del INIA-Agromet, Ceaza-met, Meteo-vid.

¹⁶ Latitud -32.4, Longitud -70.9

¹⁷ “Average Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)”

Gráfico 11 : Radiación Global Horizontal NASA



Fuente: NASA

1.2. Departamento de Geofísica- Universidad de Chile, Ministerio de Energía

Los datos del recientemente liberado Explorador Solar (octubre del 2014) son un esfuerzo significativo del Ministerio de Energía, GIZ alemán y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, para disponer de datos que sean útiles para el modelamiento de sistemas energéticos que utilizan el sol como fuente de energía. Esta versión del explorador solar presenta datos modelados de radiación y temperatura para todo Chile con resolución de 1 km, parámetros esenciales para calcular el output energético de plantas fotovoltaicas.

El explorador incorpora una opción que permite evaluar directamente la radiación global en planos inclinados, como es el caso de esta planta, necesitando para ello, ingresar los datos de la ubicación exacta de ella y los ángulos relevantes (acimut e inclinación). Esto es de suma importancia pues de lo contrario se tendría que modelar la radiación en el plano inclinado a partir de la radiación global incidente y si se quiere mayor exactitud, contrastarla con las estaciones cercanas. Los datos modelados de temperatura, por otro lado, permiten modelar las pérdidas por calentamiento con mayor exactitud. Este último aspecto, será evaluado en el capítulo siguiente cuando se estime la generación de la planta.

Los datos se presentan en intervalos de cada 10 minutos para el periodo comprendido entre los años 2004 y 2013. Para más detalles sobre el modelo que se utilizó en esta versión del Explorador y su validación véase [28].

2. Construcción de curva de radiación y temperatura

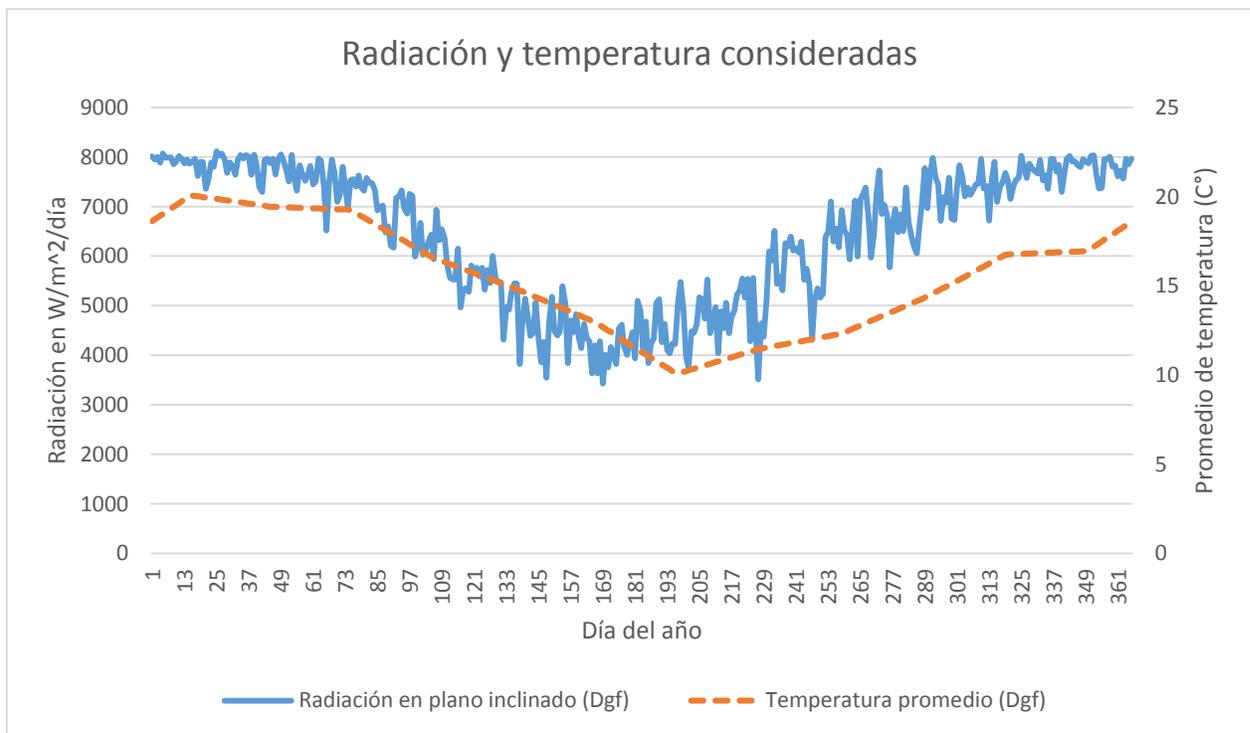
Dado lo expuesto en el punto anterior, se opta por utilizar los datos del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (Dgf¹⁸), tanto por la desagregación que estos tienen como la calidad de estos datos, validados con estaciones meteorológicas a lo largo de Chile. Si se los contrasta con los de la NASA estos datos son más precisos, considerando desagregación y validación, y requieren menos modelamiento pues entregan radiación en plano inclinado, disminuyendo errores y desviaciones derivadas de la conversión de Radiación Global Horizontal (GHI) en radiación en plano inclinado.

Con los datos suministrados se construye una curva de radiación anual en descomposición horaria, es decir para cada hora del año se tiene un dato modelado. Cada uno de estos datos, por ende cada hora, es el resultado del promedio aritmético de nueve años para esa hora del año. Así, por ejemplo, el dato correspondiente a las 13 horas de enero, es el promedio de las 13 horas de enero entre los años 2004 y 2013.

$$Y_{13hrs}^{enero} = \frac{(X_{13hrs}^{Enero04} + X_{13hrs}^{Enero05} \dots \dots + X_{13hrs}^{Enero13})}{9}$$

Se presentan las curvas resultantes como radiación total diaria y temperatura promedio diaria siguiendo este proceso.

Gráfico 12: Radiación y temperaturas en la ubicación del proyecto



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Explorador Solar

¹⁸ Abreviatura del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Esta forma parte del logo de la institución.

Cabe señalar que para efectos de la evaluación económica se tomará la curva de promedios de radiación y promedios de temperatura, como dadas, en su versión con descomposición horaria.

3. Radiación en el horizonte de evaluación, tratamiento de variabilidad

La meteorología de la zona y del país, puede impactar de dos formas los ingresos esperados de una planta fotovoltaica. Una es a través de los precios de venta de energía, que pueden estar fuertemente influenciados por la hidrología, y la otra es la merma en la producción energética de la planta que podría ocurrir, por ejemplo, con un año con nubosidad copiosa y constante.

El primer aspecto está abordado en la metodología utilizada para las proyecciones de precios de energía desarrollada en el capítulo 3, puesto que los precios están relacionados con hidrologías definidas. El segundo aspecto en cambio no se considera en esta evaluación. Esta decisión se basa en la naturaleza de la zona geográfica caracterizada como semi árida con precipitación invernal y que por lo tanto el efecto que podría tener una eventual nubosidad copiosa debiese ser acotado y circunscrito a los meses de junio a agosto¹⁹.

Entendiendo que el mayor impacto sobre los ingresos de la planta asociados a la meteorología viene dado por el cambio precio por unidad de energía, se asume que la curva promedio de radiación y temperatura se repite en todo el horizonte de evaluación (hasta el 2040).

Las curvas de radiación y temperatura que se utilizarán en el horizonte de evaluación del proyecto se pueden descargar en [Curva de producción planta fotovoltaica \(U-Cursos\)](#)²⁰. Estas se presentan en formato AAAA MM DD HH RRR TT, donde AAAA es el año, MM es el mes, DD es el día, HH es la hora, RRR es la radiación promedio en Watts por metro cuadrado y TT es la temperatura en grados Celsius.

En el siguiente capítulo se describirá la planta de generación y como ésta transforma estas curvas en una de producción de la planta, que será utilizada en la evaluación económica posterior.

¹⁹ Revisando los datos históricos de precipitación de la Dirección de General de Aguas se aprecia que esta está fuertemente concentrada entre los meses de mayo a agosto, superándose en muy raras ocasiones los 100mm/mes. En la página web se puede ver que las precipitaciones promedio los últimos 10 años rondan los 35mm/mes para julio, que es el mes con precipitación más abundante. <http://snia.dga.cl/BNAConsultas/reportes>

²⁰ El archivo corresponde a la curva de producción, cuyas primeras columnas corresponden a las curvas de radiación y temperatura. El link en cuestión es: https://www.u-cursos.cl/usuario/9a08bb355b88cbfa3a59535bed7923c4/mi_blog/

Capítulo 5: Descripción de la planta solar y estimación de producción

Este capítulo complementa al anterior en el objetivo de analizar la factibilidad técnica de la planta. Para esto se contextualiza al lector en los diferentes tipos de plantas fotovoltaicas y cómo estas generan energía para después describir en detalle la Planta Solar Fotovoltaica Las Murallas que es objeto de esta evaluación.

Se describe la planta y los elementos que la componen, calculando la eficiencia de ella, considerando para esto la eficiencia de los paneles y pérdidas por concepto de temperatura e instrumental. Esto resulta en una fórmula que permite calcular la energía generada por la planta en cada hora del horizonte, tomando como datos la radiación incidente en el plano y temperatura resultantes del capítulo anterior.

Con el objetivo de concluir sobre la factibilidad técnica, es decir, si la planta genera suficiente energía dado el recurso radiante, se calcula el factor de planta que contrasta la producción esperada con la nominal.

1. Central solar fotovoltaica

El proyecto de generación busca utilizar la energía radiante del sol para la producción de energía eléctrica. Esta transformación de tipo de energía es llevada a cabo en paneles fotovoltaicos que son capaces de generar energía aprovechándose de las propiedades de conducción de los elementos que las componen.

Los paneles se montan en estructuras que pueden o no incorporar motores que hagan que estos “sigan” al sol. Junto con la elección de los paneles y por supuesto la zona de emplazamiento del proyecto, se consideran los aspectos más importantes en los proyectos de generación conectados a red.

1.1. Paneles solares

Hay una serie de tecnologías disponibles en el mercado mundial de paneles fotovoltaicos, siendo la categoría “silicio cristalino” la más común con 85% a 90% del mercado mundial [29]. El resto del mercado es capturado por los denominados “Thin Films”(películas delgadas) que utilizan combinaciones de elementos distribuidos en una película delgada sobre una base para generar electricidad.

1.1.1. Paneles de silicio cristalino

Los paneles de silicio cristalino se componen por conjuntos de celdas fotovoltaicas hechas mayoritariamente de silicio. Estas celdas se subclasifican en monocristalinas y policristalinas según la conformación de las celdas.

Las celdas de silicio monocristalino se fabrican a partir de rebanadas finas cortadas de un solo cristal de silicio. El tamaño de éstas es limitado por el tamaño de los bloques de silicio cristalino fabricados utilizándose muchas celdas en un panel. Los costos inversión están entre los 3750 y 6250 USD/KWp y sus costos de mantenimiento son de alrededor del 1% [30]. Usualmente, alcanzan factores de planta de entre el 11% y 30%, con una eficiencia de conversión de entre el 15% al 19% [30].

Las celdas de silicio policristalinas se fabrican de un bloque único de cristales, que incluyen no sólo silicio. Los costos de inversión de estos paneles están entre los 3650 y 6250 USD/KWp, de forma análoga a los anteriores, con similares costos de operación (1%). La eficiencia de estos paneles fluctúa entre el 14% y 20% [30], requiriendo mayor superficie a igual potencia instalada si se los compara con los anteriores. Por mucho tiempo fueron los paneles más usados por su ventaja en costos y siguen siendo utilizados en proyectos donde la disponibilidad de superficie es abundante.

1.1.2. Thin film

Se elaboran depositando capas muy delgadas de materiales fotovoltaicos en un soporte de bajo costo como vidrio, acero inoxidable o incluso plástico. Esto hace que los costos de fabricación sean menores a los de los cristalinos. Esta ventaja en costos se ve sopesada mayormente por una baja eficiencia por metro cuadrado de superficie.

Los paneles disponibles comercialmente se hacen de Silicio amorfo (a-Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cooper Indium/Galium Diselenide/Disulphide (CIS, CIGS) y Multi junction cells (a-Si/m-Si). Siendo los primeros los más utilizados.

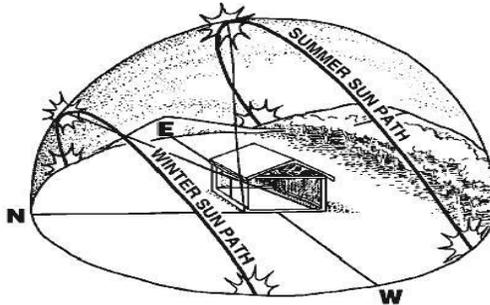
Los costos de inversión son de alrededor de 1500 a 2250 USD/KWp [30], con una eficiencia en conversión de entre el 6% y 12% [30]. Son menos sensibles al sobrecalentamiento que las tecnologías anteriores, se pueden hacer flexibles y su apariencia continua los hace atractivos para proyectos arquitectónicos como fachadas, techos solares y reemplazos de vidrios.

Además de las tecnologías antes mencionadas, se destacan los desarrollos en tecnologías tales como la concentración solar, donde se concentra el sol a una pequeña celda o bien las celdas orgánicas. Estos tipos de generación todavía no presentan costos competitivos (sobre 4000USD) y no se presentan en este informe. Para ahondar en el desarrollo y futuro de los paneles se recomienda el Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy de la International Energy Agency [31].

1.2. Seguimiento

Los paneles pueden configurarse para seguir al sol de forma automática y/o manual buscando aprovechar al máximo la radiación incidente. Se distinguen los mecanismos de seguimiento, de acuerdo a su número de ejes (uno o dos ejes), su ángulo de rotación y si son inclinados o no inclinados²¹. Las configuraciones tienen diferentes requerimientos de inversión y técnicos que pueden hacerlas más o menos convenientes según el proyecto de generación que se trate.

Ilustración 2: Movimiento del sol



Fuente: Solar Choice, Australia

La incorporación de seguimiento para el proyecto se estima aumentaría la radiación, y como se verá más tarde la energía producida, en un 19,18%²². Un estudio empírico del Lawrence Berkeley National Laboratory de los Estados Unidos [32] sitúa los costos del seguimiento entre un 15% a un 35% de la inversión, dependiendo de la complejidad y aspectos específicos del proyecto.

En este proyecto incorporar seguimiento involucraría cambio sustantivo en el diseño de los pilotes, reestimación de los esfuerzos físicos y un aumento en los costos operacionales por concepto de mantenimiento de los ejes y motores. Pese a que no es el objetivo de este informe evaluar una opción que incorpore seguimiento, en el capítulo de evaluación económica se puede apreciar que un incremento de alrededor del 20% de la energía no compensaría los costos de inversión y operación adicionales.

2. Planta solar fotovoltaica Las Murallas

Teniendo en consideración los tipos de planta fotovoltaica disponibles se puede detallar que esta es del tipo fija (sin seguimiento) con paneles policristalinos inclinados. El porqué de esta decisión recae en los costos de inversión y simpleza de instalación (y por consiguiente rapidez), decisión basada en el estudio de ingeniería provisto por Energy Capital Chile, consultora experta en generación renovable que será ahondada en el Capítulo 6: Evaluación económica. Dicho lo anterior, se tratarán todos los puntos relevantes sobre la construcción y operación de la planta.

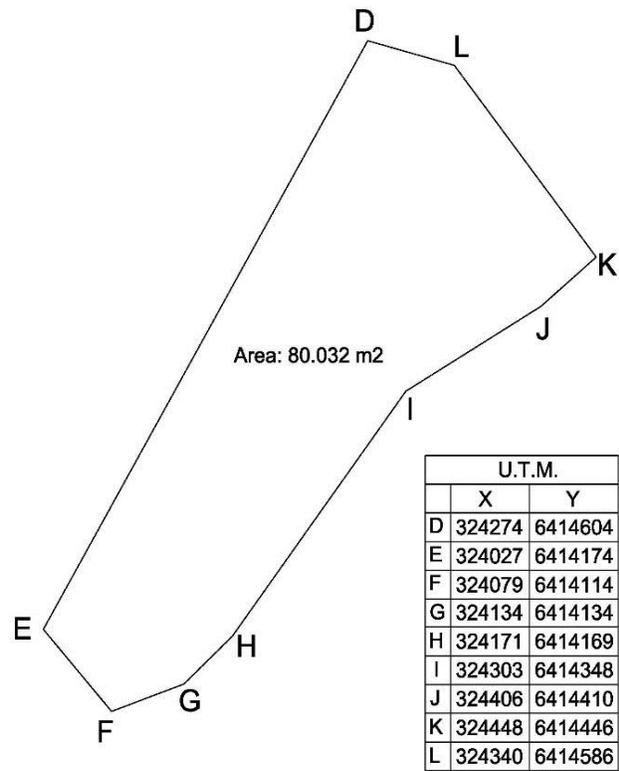
²¹ Entre las configuraciones que existen en el mercado están los CPV, HSAT, HTSAT, VSAT, TSAT, PASAT.

²² Comparación de curva anual con seguimiento y sin seguimiento, datos del Explorador Solar del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, específico al lugar del proyecto.

Terreno

El terreno en cuestión se encuentra 24km al este de Cabildo siguiendo la ruta E-41 en dirección a “La Vega” y posteriormente la ruta E-445. Éste está definido por las siguientes coordenadas:

Ilustración 3: Ubicación del terreno



Fuente: Estudio de ingeniería básica Energy Capital Chile.

El terreno tiene una elevación promedio de 475 metros sobre el nivel del mar. El área encerrada corresponde a 80.032 metros cuadrados, es decir **8.0032** hectáreas disponibles.

Pilotaje

Para posar los paneles sobre el terreno es necesario disponer de una serie de pilotes que los sostengan. Por la configuración escogida estos estarán enterrados en el terreno sin utilizar para esto zapatas²³. Esto se logrará por medio de **757** pilotes hincados.²⁴

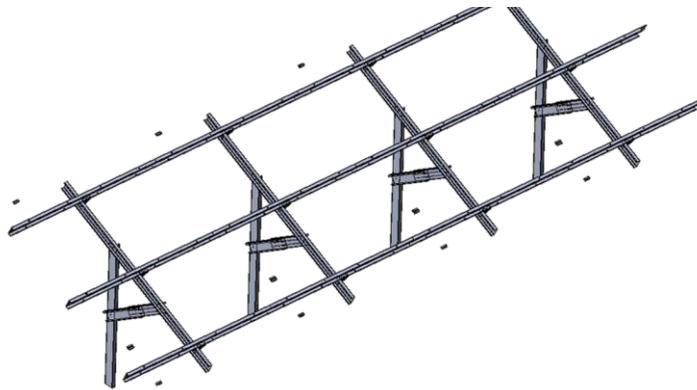
Perfiles de montaje

Los perfiles de montajes están hechos para soportar y anclar los paneles a los pilotes. Esta estructura será la encargada de sostener a los paneles en una inclinación de 30° grados respecto a la horizontal.

La configuración de la parrilla será de 3 filas y 7 columnas de paneles colocados horizontalmente. Los paneles en cuestión tendrán una dimensión estándar de 1653 X 995 X 45 mm de 250W de potencia por módulo. La estructura básica denominada “mesa”, unión de 3 parrillas, albergará 63 paneles en 3 filas y 21 columnas. Las mesas se unirán entre si formando hileras longitudinales.

A las parrillas anteriormente descritas se le agregaran 6 rieles Z donde se sujetarán los paneles fotovoltaicos en cuestión. La sujeción se hará por medio de pernos y pinzas según corresponda.

Ilustración 4: Marco



Fuente: Estudio Energy Capital Chile

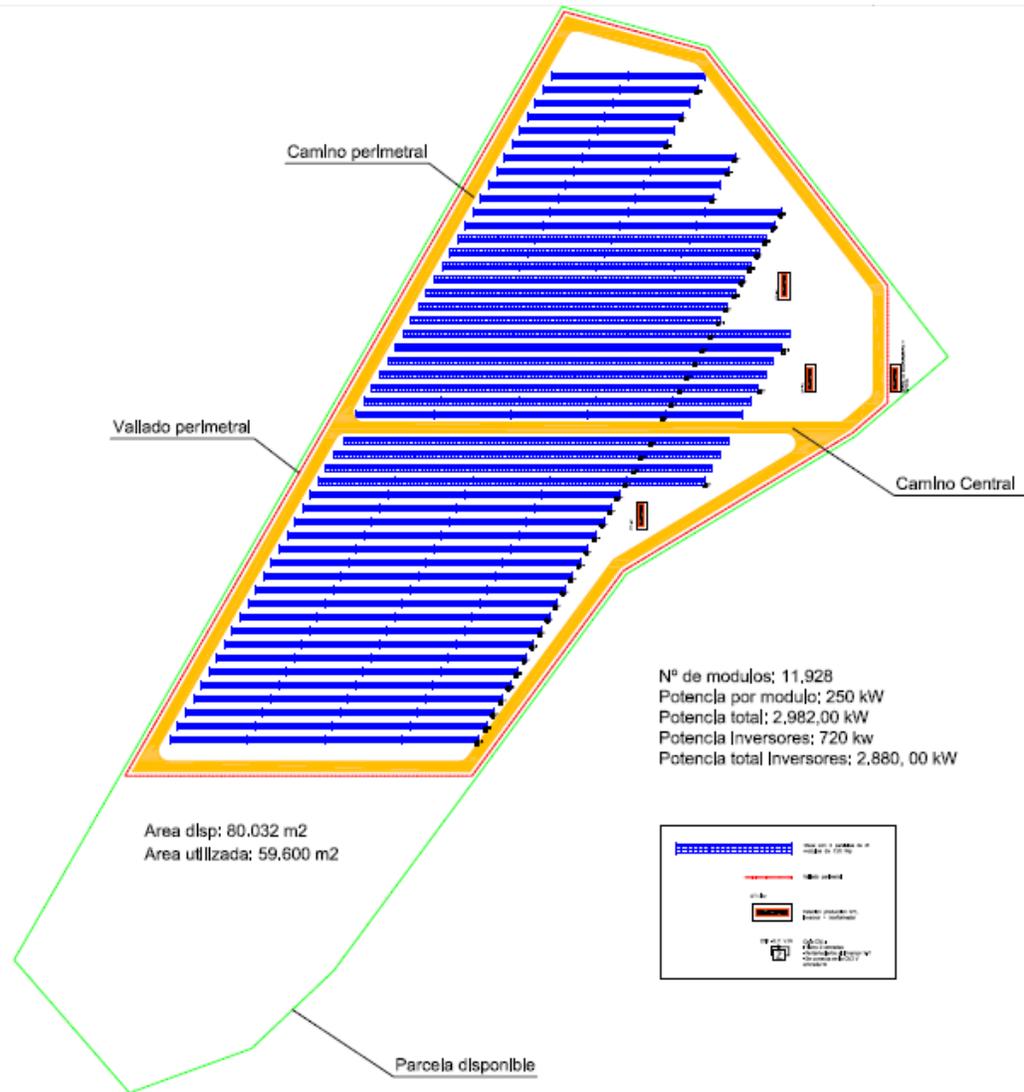
²³ Estructura enterrada/semienterrada que disipa el peso, generalmente hecha de hormigón.

²⁴ Pilotes hincados se refiere al hundimiento de estructuras prefabricadas hasta que lleguen a una profundidad.

Layout de la planta

El layout de la planta incorpora la ubicación de las corridas de paneles, inversores, cajas concentradoras, caminos a construir además del centro de seccionamiento y entrega.

Ilustración 5: Layout de la planta



Fuente: Energy Capital Chile

La instalación de la planta requiere de la preparación de 68.500 metros cuadrados de terreno, además de la construcción de dos caminos de 100metros (central) y1.320metros (perimetral). Se deberán cavar zanjas y construir obras civiles para el equipamiento eléctrico.

Paneles fotovoltaicos

Para lograr la potencia nominal buscada se utilizan 11.978 módulos de 250Wp. El análisis de las cotizaciones realizadas por Fleischmann con proveedores de paneles concluye que la opción que representaba mejor rendimiento es el panel PH250P del proveedor **Coenergy**. Las especificaciones del panel son las siguientes:

Tabla 11: Panel escogido

Concepto	Coenergy PH250P
Potencia nominal (Pnom)	250 W
Tolerancia de potencia	-0%/+3%
Eficiencia del módulo	15,20%
Coefficiente de temperatura (Pmpp)	-0,47%/°C

Fuente: Catálogo COENERGY

Donde la tolerancia de potencia es el rango en que las especificaciones pueden variar, la eficiencia del módulo es la capacidad de conversión de radiación en electricidad (coeficiente input/output) en condiciones estándar y el coeficiente de temperatura es el aumento o disminución de voltaje producto de la temperatura del panel.

Para ver más especificaciones del panel dadas por el fabricante véase Anexo I: Ficha técnica del panel fotovoltaico.

Cajas de concentración

Estas cajas tienen como función unir cables de forma de “concentrar” la energía producida en los paneles. Habrán 44 cajas que unirán 12 cables o “strings” y 4 que agruparan 10 “strings” cada una. Estas tendrán protecciones, descargadores de sobretensión, interruptores de corte y salidas hacia el inversor.

Inversor y centro de transformación

Para transformar la energía de corriente continua a alterna se ocuparán 4 inversores de 720 KW, llegando a una potencia nominal de 2,88 MW. El inversor elegido para este propósito es 720 TS-SV del fabricante Solarmax que cumple con los requisitos técnicos escogidos, además de presentar costos atractivos.

El inversor estará acompañado de un interruptor general de corriente alterna, un transformador de media potencia, celdas de media tensión²⁵ y cableados necesarios en un conjunto llamado el “centro de transformación”.

²⁵ Las celdas de media tensión son secciones verticales (celdas) donde se ubican instrumentos de maniobra, medida y control. Este cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica (Fuente: Enersis, Chile)

Conductores

Cables necesarios para la conducción de electricidad. Estos varían según los tramos en longitud y características. Estos suman una extensión de **77** km.

Protecciones y red de tierra

Protecciones de tipo galvánicas (para evitar traspaso de portadores de carga) se contemplan incluidas en el transformador de media tensión. Cada inversor incluye una serie de protecciones de tensión, potencia, rearme automático, entre otras.

El efecto que ocurre cuando se sombrea un panel denominado efecto “punto caliente” se evita con los diodos tipo bypass incluidos en los módulos. Además, se contempla añadir nodos de bloqueo en las cajas de concentración de forma de impedir que una serie de celdas pase a “consumir” energía.

Además de las protecciones anteriormente descritas, se contemplan protecciones contra sobre intensidad y descarga atmosférica, lo último mediante fusibles y descargadores modulares.

Con el fin de evitar otros contactos fortuitos se instalarán barreras, envolventes y obstáculos. Para proteger las instalaciones y la seguridad de los operarios se instalará una red de tierra.

Vallado y puerta de acceso

Para el cierre perimetral se plantea un cerco metálico de dos metros de altura con postes de acero galvanizado con cimientos del tipo “zapata” a 40 cm de profundidad. Para la puerta se considera una puerta de latón de ancho de 2.5 metros (automóviles) y una puerta lateral para personas. Esto se traduce a 1740 metros de cierre perimetral.

Instalaciones de seguridad

Las instalaciones de seguridad contempladas consideran un subsistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV) Fijo, un subsistema de CCTV Móvil, un subsistema de Intrusión Perimetral y un subsistema de Control de accesos.

- Subsistema de Circuito Cerrado: incorpora cámaras fijas distanciadas 80 metros entre en el borde perimetral. Estas cámaras estarán conectadas a un sistema de almacenamiento y visualización remota. Se plantea instalar estas cámaras a una distancia de 4 metros sobre el piso.

- Subsistema de CCTV Móvil: contempla cámaras tipo domo móviles que servirán de soporte al anterior, pudiendo estas ser operadas en forma remota desde la estación de monitoreo. Se plantea instalar estas cámaras a una distancia de 6 metros sobre el piso, de manera de tener mayor superficie cubierta.
- Subsistema de Intrusión perimetral: incluye análisis de video y monitores infrarrojos montados en los postes de las cámaras.
- Subsistema de control de accesos: lectores de tarjetas de proximidad, para mantener controlado el acceso de personal al recinto.

Sistema de monitoreo SCADA

Este sistema se encarga del monitoreo en tiempo real de lo que pasa en la planta en los diferentes centros de control y seguridad. Este incorpora un computador y plataforma software de control interactivo que ayude a la interpretación de los datos generados así como la gestión, mantenimiento y explotación de la planta.

Una vez repasados los componentes de la planta se procede a modelar la generación de la planta. Para esto se incorporan una serie de pérdidas y eficiencias, contrastando los resultados del modelamiento con las salidas de software comerciales desarrollados específicamente con estos fines.

3. Cálculo de eficiencia de la planta, transformación de curva de radiación/temperatura en generación

El capítulo anterior termina con la construcción de una curva de radiación y temperatura para el horizonte de evaluación. Esta sección busca transformar esa información en una curva de generación para la planta. Para ello se incorporan pérdidas de eficiencia asociadas a la transformación de recurso solar en energía eléctrica útil.

Para modelar las pérdidas propias del funcionamiento de la planta fotovoltaica, se incorporan las siguientes pérdidas de eficiencia, que se asumirán constantes a todo evento, independiente de la hora y serán expresadas como porcentajes.

Tabla 12: Pérdidas

Concepto	Pérdida asociada
Pérdida por polvo y suciedad	-1,1%
Pérdida por mismatch ²⁶	-2,1%
Pérdida óhmica del cableado	-1,1%
Pérdida del inversor durante el funcionamiento	-5,2%

Fuente: Elaboración propia en base a simulación modelada para el sistema con PVSyst

²⁶ Mismatch hace referencia a pérdidas evidenciadas al conectar células/paneles solares. Esta incluye pérdidas por discordancia y sombreado.

Además de estas pérdidas, se deben considerar la eficiencia del panel y pérdidas de temperatura. Para esto, se consideran los datos aportados por el fabricante del panel con los que se tiene:

Tabla 13: Eficiencia del panel y pérdida por temperatura

Concepto	
Eficiencia del panel	15,20%
Coefficiente de temperatura (o pérdida por grado sobre 25°)	-0,47%/°C

Fuente: Fabricante (Coenergy)

Ya que la pérdida, anteriormente mencionada, se trata de una pérdida por cada grado sobre los 25° del panel, se debe recurrir a una fórmula que relaciona la temperatura ambiente y radiación con la temperatura del panel. En este caso se utiliza la fórmula propuesta por Sandía National Laboratories que, utilizando la radiación, la temperatura y el viento, modela la temperatura de las células en los paneles [33].

$$T_c = E * e^{a+b*WS} + T_a + \frac{E}{E_0} * \Delta T$$

Donde:

T_c = Temperatura de la célula.

E = Radiación incidente.

a,b = Parámetros de ajuste, -3.47,-.0594, respectivamente.

WS= Velocidad del viento, en este caso se toma el promedio de los datos simulados para la zona de 2.46 (m/s a 10 metros de altura).

T_a = Temperatura ambiente en grados centígrados.

E_0 = 1000 W / m².

ΔT = Diferencia de temperatura entre la parte posterior del módulo y la célula, en este caso se asume de 3 grados (Open rack, glass/cell/glass²⁷).

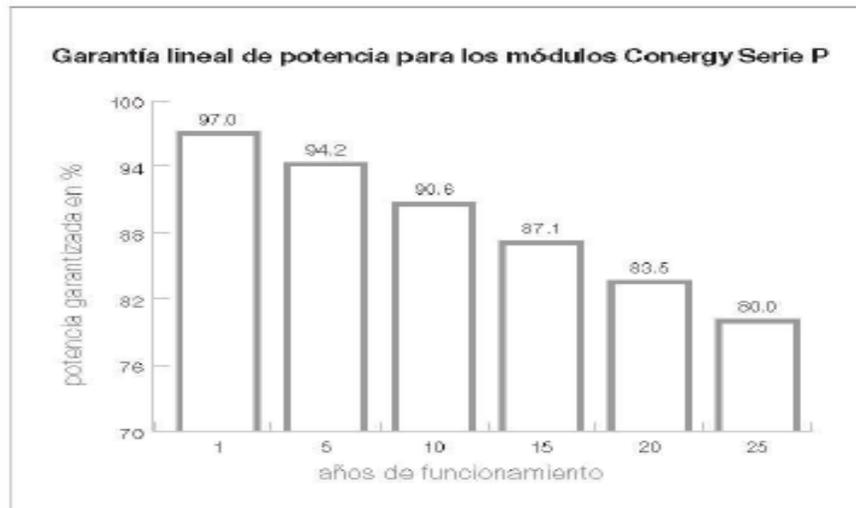
Una vez que se tiene modelada la temperatura de la célula, si esta sobrepasa los 25 grados, se multiplica la diferencia por el factor de pérdidas dado por el fabricante, quedando la pérdida determinada por la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdida por temperatura \%} = \text{Max} (T_c - 25, 0) * 0.47\%$$

Además de las pérdidas en operación descritas anteriormente, hay que modelar el desgaste que sufrirán los paneles con el tiempo. Para esto se toman los valores dados por el fabricante que entrega la siguiente curva. Esta pérdida será denominada pérdida por deterioro.

²⁷ Fabricante declara que la cubierta es de vidrio temperado, la configuración de la instalación es del tipo "Open rack".

Ilustración 6: garantía de potencia del fabricante



Fuente: Especificaciones del panel

Tomando en consideración las pérdidas y eficiencias descritas se puede modelar el output o salida de la planta con la siguiente fórmula:

$$Output = Radiación * (1 - P_{Polvo}) * Ef_{Paneles} * (1 - P_{deterioro}) * Ef_{planta}$$

Cada término tiene una serie de pérdidas asociadas:

$$Ef_{Paneles} = [(15.20\%) * (1 - Pérdida por temperatura \%)]$$

$$Ef_{planta} = (1 - (1 - P_{mismatch})(1 - P_{Ohmnica})(1 - P_{inversor}))$$

Para evaluar la consistencia de esta simulación con las que otorgan los softwares comerciales, se contrastan los resultados con el output del software comercial PVSyst para el primer año. Los resultados de curva de producción simulada, como las que entrega el software (marcados con *) se resumen en la siguiente tabla que detalla: radiación promedio, temperatura promedio, energía inyectada a la red y eficiencia del sistema, entendida como la capacidad de transformación de energía radiante en electricidad.

Tabla 14: Comparación del modelamiento con PVSYST

MES	RAD [W/m ²]	RAD* [W/m ²]	T [C°]	T* [C°]	Energía [KWh]	Energía [KWh]*	Ef [%]	Ef* [%]
1	329	257	19,6	16,6	592804	549198	12,37	12,03
2	324	206	19,5	16,2	545193	487886	12,7	12,08
3	303	185	18,9	14,5	547202	506888	12,39	12,41
4	260	137	16,6	10,4	463156	448214	12,66	12,66
5	206	99	14,8	6,8	390239	360407	12,98	12,95
6	178	81	12,7	4,6	331625	311366	13,18	13,05
7	191	89	10,6	3,1	367801	342695	13,21	13,13
8	224	115	11,5	4,4	423893	393077	13,01	13,10
9	265	149	12,5	6,6	476774	443602	12,36	12,89
10	292	198	14,5	9,8	534326	507557	12,55	12,60
11	314	231	16,5	12,6	544856	517726	12,31	12,31
12	326	263	17,4	15,4	578214	546964	12,19	12,07
Prome dio	268	168	15,4	10,1	483007	451298	12,66	12,61

Fuente: Elaboración propia

Se puede apreciar que la eficiencia modelada es muy similar a la que otorga el software comercial. Las diferencias en radiación y temperatura vienen dadas por diferencias en los datos de entrada, considerando que el modelo usa datos de Geofísica y el software comercial de la NASA. Lo anterior, determina que la producción energética considerada es mayor en promedio un 7%, decayendo esta con los años siguiendo la curva de deterioro del fabricante (véase Ilustración 6). La generación de la planta por año del horizonte de evaluación se resume en la siguiente tabla:

Tabla 15: Generación anual en el horizonte de evaluación

Año	MWh	Año	MWh
2015	5.796,085	2028	5.187,11
2016	5.687,442	2029	5.145,918
2017	5.646,249	2030	5.104,725
2018	5.605,057	2031	5.062,934
2019	5.563,86	2032	5.020,546
2020	5.522,057	2033	4.978,145
2021	5.479,656	2034	4.935,741
2022	5.437,252	2035	4.893,342
2023	5.394,852	2036	4.851,553
2024	5.352,466	2037	4.810,357
2025	5.310,688	2038	4.769,165
2026	5.269,495	2039	4.727,972
2027	5.228,303	2040	4.686,78

Fuente: Elaboración propia

Una vez calculada la curva de producción en todo el horizonte de evaluación se tienen los elementos suficientes para una estimación de ingresos de la planta por concepto de venta de energía. Esta estimación se realizará en el capítulo siguiente utilizando curva de producción en su formato de descomposición horaria.

Buscando concluir sobre la factibilidad técnica de la planta se compara su generación con lo esperable para estas plantas, calculando para ello su factor de planta.

4. Factor de planta

Un indicador comúnmente usado para la evaluación de proyectos de generación eléctrica es el denominado factor de planta. Este coeficiente busca capturar cuanto de la generación nominal de la planta es producida. Para esto se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Generación [MWh]}}{365 \text{ días} * 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} * \text{Generación nominal [MW]}}$$

Suponga que existiese una planta que tiene la capacidad de operar todos los días del año, a toda hora, deteniéndose sólo para mantenencias. En este caso su factor de planta sería muy cercano a uno. Ahora, ya que las plantas fotovoltaicas utilizan el recurso solar para la producción de energía, es esperable que su factor de planta sea distinto de 1, evidenciándose en la práctica, factores de planta entre el 16% y el 30%, con una mediana de 20.3%²⁸. En lugares donde la disponibilidad del recurso solar es muy alta, como el norte de Chile, se consideran factores de planta mayores entre 26,6% y 33% según detalla el último informe de fijación de precios nudo de octubre del 2014 [34].

Para la planta de generación que se evalúa en este informe se considera una potencia nominal de 2982 KWp, equivalente a 2,982 MW. Tomando en consideración los valores anuales calculados en el punto anterior se pueden calcular los factores de planta reemplazando los valores en la fórmula enunciada. Los resultados de este ejercicio se presentan en la Tabla 16: Factores de planta.

²⁸ NREL para Estados Unidos, 2011-2014. Transparent Cost Database (OpenEI).

Tabla 16: Factores de planta

Año	Factor de planta	Año	Factor de planta
2015	22,2%	2028	19,9%
2016	21,8%	2029	19,7%
2017	21,6%	2030	19,5%
2018	21,5%	2031	19,4%
2019	21,3%	2032	19,2%
2020	21,1%	2033	19,1%
2021	21,0%	2034	18,9%
2022	20,8%	2035	18,7%
2023	20,7%	2036	18,6%
2024	20,5%	2037	18,4%
2025	20,3%	2038	18,3%
2026	20,2%	2039	18,1%
2027	20,0%	2040	17,9%

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior se extrae que el proyecto presenta factores de planta razonables, considerando los promedios empíricos evidenciados en EEUU y Chile, y que se trata de un proyecto de eje fijo en la V región²⁹ (clima semi árido, templado con lluvias invernales), cercanos al 20% en todo su horizonte de evaluación. Lo anterior permite concluir la factibilidad técnica de la planta para objetos de esta evaluación.

²⁹ Los proyectos de 2MW Pama y Lomas Coloradas, ambos ubicados en Coquimbo, tienen factores de planta esperados de 22,1% [34] para el periodo de fijación tarifario 2014-2.

Capítulo 6: Evaluación económica

Para realizar la evaluación económica que determine la factibilidad económica de llevar a cabo el proyecto, es necesario comparar las diferentes opciones de venta de energía planteadas en el Capítulo 3, contrastadas con la inversión y costos de operación y mantenimiento.

El capítulo se estructura describiendo la inversión a efectuarse y su detalle, prosigue con los costos de operación y mantenimiento, estima un costo de desarrollo de la planta para luego entrar en las proyecciones de ingresos, escenarios y sensibilizaciones y sus correspondientes indicadores.

Los ingresos se estiman dadas las dos opciones descritas en el Capítulo 3, la venta a Costo Marginal y la venta por Régimen Estabilizado de Precios, vendiendo a Precio Nudo. Otras alternativas de comercialización (por ejemplo la combinación de venta a Costo Marginal y venta a clientes libres) se escapan del alcance de esta memoria.

El siguiente apartado del informe, “Conclusiones y recomendaciones” concluirá la factibilidad técnico económica de la planta de generación fotovoltaica Las Murallas, utilizando para este objeto los resultados de los escenarios y sensibilización acá presentados.

1. Inversión

La inversión inicial fue estimada por Fleischmann de USD 4.746.504, que considera USD 4.237.950 más un margen al contratista del 12%. Esta considera todas las instalaciones descritas anteriormente, además de los costos de Ingeniería y Estudio y sistema meteorológico.

Tabla 17: Inversión

Descripción	Monto [USD]	Porcentaje del total
Ingeniería y estudio	110.700	2,6%
Instalación de faena	15.669	0,4%
Obras civiles	350.526	8,3%
Sistema de puesta a tierra	85.662	2,0%
Sistema de vigilancia (CCTV/intrusión/FD/Otros)	91.986	2,2%
Cables (Dimensionamiento depende de Ingeniería previa)	190.512	4,5%
Instalaciones electromecánicas conexión, pruebas	202.083	4,8%
Suministro e instalación de estructuras paneles	482.548	11,4%
Paneles Fotovoltaicos	1.976.879	46,6%
Celdas MT	47.172	1,1%
Inversores	490.517	11,6%
Cajas de conexión (string boxes)	116.879	2,8%
Sistema de Control Scada (Switches, hubs, routers, equipos de medida, etc.)	26.428	0,6%
Sistema meteorológico	20.091	0,5%
Entrega	30.298	0,7%
Total	4.237.950	100%

Fuente: Fleischmann

Para ver la inversión con más detalle se puede consultar el Anexo K: Inversión itemizada.

2. Costos de operación y mantenimiento

Para el cálculo de costos de operación y mantenimiento se contemplan una serie de servicios contratados que, con diferentes periodicidades, configuran un gasto anual por concepto de mantención de la planta.

Los diferentes costos de operación se agrupan según el prestador de estos servicios y se presentan como totales anuales en la siguiente tabla:

Tabla 18: Costos de operación y mantenimiento

Desglose de costos de operación y Mantenimiento	Monto [USD/ año]
Compañía Distribuidora (CONAFE)	
Costo de operación y mantenimiento	2.277
Costo de administración	1.952
Empresa de mantención (Fleischmann)	
Costo de mantención y monitoreo mensual	50.400
Costo de limpieza de tableros	54.000
Facturación	
Servicio de cálculo y facturación mensual	25.200
Terreno	
Arriendo del terreno	6.800
Total	140.629

Fuente: Fleischmann

Así los costos de operación más importantes vienen dados por los pagos a la distribuidora donde la central inyecta su energía, los pagos por concepto de mantención y operación de la planta, el pago por el servicio de facturación que coordina los pagos de parte de los demás actores a la central y el arriendo del terreno, fijado en mil dólares la hectárea año. Para examinar la periodicidad y valores en UF y pesos chilenos de dichos gastos, véase Anexo L: Costos operacionales.

El costo de mantención y monitoreo mensual incluye reparaciones menores que se pueden dar en el horizonte de evaluación. Dada la configuración de la planta y su perfil de producción, no se espera que el factor de planta disminuya considerablemente por efecto de dichas mantenciones. En esta evaluación no se considera el reemplazo de instrumental como inversores y/o paneles dentro de los costos de mantenimiento de la planta.

3. Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy)

Como se enunció en el capítulo introductorio, una de las métricas más usadas en la literatura para comparar costos de desarrollo es el Levelized Cost of Energy. Este busca recoger el costo por MWh de energía producida en el horizonte de evaluación. La fórmula y el indicador en definitiva para el proyecto considerando una tasa de descuento del 10% son los siguientes:

$$LCOE = \frac{\sum_1^{25} \frac{I_i + C_i}{(1+r)^i}}{\sum_1^{25} \frac{E_i}{(1+r)^i}} = \frac{5.981.046 \text{ USD}}{46.884 \text{ MWh}} = 127,57 \text{ USD/MWh}$$

Donde:

I_i : Inversión en el año i

C_i : Costos de Operación y Mantenimiento en el año i

E_i : Generación de la planta

r : tasa de descuento

Este indicador va en línea con lo esperado y es incluso bajo si se lo compara con los costos proyectados para este año de la EIA para generación solar fotovoltaica, que muestran LCOE que parten por los 100 USD/MWh y se empujan por sobre 200 USD/MWh (véase Anexo A: Costos de desarrollo de diferentes fuentes de generación). Si se lo compara con los estimados para la realidad chilena estimados por la consultora Systep de mayo del 2014 (véase Anexo A: Costos de desarrollo de diferentes fuentes de generación), el proyecto presentaría un LCOE entre el promedio (115,4 USD/MWh) y alto (155, 4 USD/MWh) para este tipo de generación.

Dado que el LCOE recoge tanto el efecto de la generación como el de la inversión y costos de operación y mantenimiento, se sensibiliza respecto a estos aspectos más adelante en este capítulo, mostrando como varía este indicador en cada escenario.

4. Ingresos por venta de energía

Se presenta el cálculo de los ingresos por venta de energía vendiendo a Costo Marginal y Precio Nudo. Esto no es más que la multiplicación de la energía producida (dada la radiación) por los precios proyectados de la energía. El análisis de sensibilidad de precios posterior busca recoger la variabilidad asociada a acogerse a uno u otro esquema de venta de energía.

4.1. Ingresos por venta de energía, vendiendo a Costo Marginal

Se presentan el año, el precio de energía promedio, energía total suministrada e ingresos todo lo anterior para la curva asociada a la hidrología “normal” (CNE-normal). Cabe resaltar que el cálculo de los ingresos se efectúa multiplicando la generación proyectada horaria por la del precio proyectado horario, así la multiplicación de la segunda columna con la tercera, NO es igual a la cuarta de Ingresos.

Tabla 19: Ingresos proyectados vendiendo a Costo Marginal

Año	Precio Energía Promedio [USD/MW]	Energía total suministrada [MWh/año]	Ingresos [USD/año]
2015*	88,3	2.926	197.294
2016	84,4	5.669	521.489
2017	82,9	5.628	543.946
2018	88,1	5.587	407.533
2019	65,6	5.546	429.814
2020	70,4	5.504	435.618
2021	72,3	5.462	486.908
2022	81,7	5.420	484.323
2023	82,3	5.378	513.471
2024	87,7	5.335	513.748
2025	88,5	5.294	537.526
2026	93,1	5.253	538.876
2027	94,1	5.212	542.644
2028	95,3	5.171	549.009
2029	97,4	5.129	543.672
2030	97,5	5.088	550.247
2031	99,4	5.047	545.582
2032	99,4	5.005	541.058
2033	99,4	4.962	536.548
2034	99,4	4.920	532.238
2035	99,4	4.878	527.362
2036	99,4	4.836	522.727
2037	99,4	4.795	518.452
2038	99,4	4.754	513.695
2039	99,4	4.713	509.254
2040	99,4	4.672	504.988

*: Planta comienza a operar en Julio, Fuente: Elaboración propia.

4.2. Ingresos por venta de energía, vendiendo a Precio Nudo

Se presentan el año, el precio de energía promedio, energía total suministrada e ingresos. Cabe resaltar, que el cálculo de los ingresos se efectúa multiplicando la generación proyectada horaria por la del precio proyectado horario, así la multiplicación de la segunda columna con la tercera, NO es igual a la cuarta de Ingresos.

Tabla 20: Ingresos por venta de energía, vendiendo a Precio Nudo

Año	Precio Energía Promedio [USD/MWh]	Energía total suministrada [MWh/año]	Ingresos [USD]
2015*	69,3	2.926	200.655
2016	66,6	5.669	377.736
2017	64,4	5.628	363.027
2018	65,3	5.587	365.029
2019	69,9	5.546	387.881
2020	73,4	5.504	404.314
2021	76,7	5.462	418.818
2022	79,5	5.420	431.079
2023	81,4	5.378	437.924
2024	83,6	5.335	446.225
2025	85,0	5.294	450.118
2026	85,9	5.253	450.987
2027	87,3	5.212	455.157
2028	89,0	5.171	460.174
2029	90,5	5.129	464.469
2030	92,2	5.088	469.386
2031	93,0	5.047	469.165
2032	93,0	5.005	465.209
2033	93,0	4.962	461.255
2034	92,9	4.920	457.301
2035	92,9	4.878	453.348
2036	92,9	4.836	449.449
2037	92,9	4.795	445.605
2038	92,9	4.754	441.761
2039	92,9	4.713	437.918
2040	92,9	4.672	434.075

*: Planta comienza a operar en Julio

Fuente: Elaboración propia

Del análisis de ingresos anterior, se puede apreciar que la venta a Costo Marginal, considerando el escenario normal, sería más atractiva que la venta a Precio Nudo, por ahora sin considerar los riesgos asociados. En el siguiente apartado se analizan los efectos que pueden tener los diferentes escenarios de precios, vinculados a la hidrología, sobre esta conclusión.

5. Escenarios y sensibilización

Para evaluar la factibilidad económica del proyecto se efectúan una serie de sensibilizaciones, variando parámetros relevantes para este. Se exploran diferentes escenarios de precios, sensibilidad al factor de planta y el efecto que tendría una eventual subestimación de la inversión. Posterior a la exposición de los escenarios y sus indicadores se realiza un análisis de estos identificando los factores que representan más riesgo para el proyecto, entendido como variación respecto al escenario base.

Para facilitar la comparación entre las tablas correspondientes a cada sensibilización se construye una tabla única con seis columnas correspondientes al Escenario de Precio considerado, Inversión, Factor de planta, LCOE, VAN y TIR. Se destaca en cada uno de los cuadros la columna en la que se varía el parámetro.

5.1. Escenarios de precios

Los escenarios contemplados en la sensibilización son primero, según el tipo de venta, es decir a Costo Marginal o Precio Nudo, y para el caso de los Costos Marginales, según escenario de precios, incorporando los tres escenarios descritos en el Capítulo 3³⁰.

Tabla 21: Indicadores según escenario de precios vendiendo a Costo Marginal

Escenario de precio	Inversión	Factor de planta	LCOE	VAN	TIR
Hidrología Normal	4.746.504	22,2%	127,57	-1.629.725	5%
Hidrología Semi-seca	4.746.504	22,2%	127,57	-937.057	7%
Hidrología Semi-húmeda	4.746.504	22,2%	127,57	-2.019.929	4%

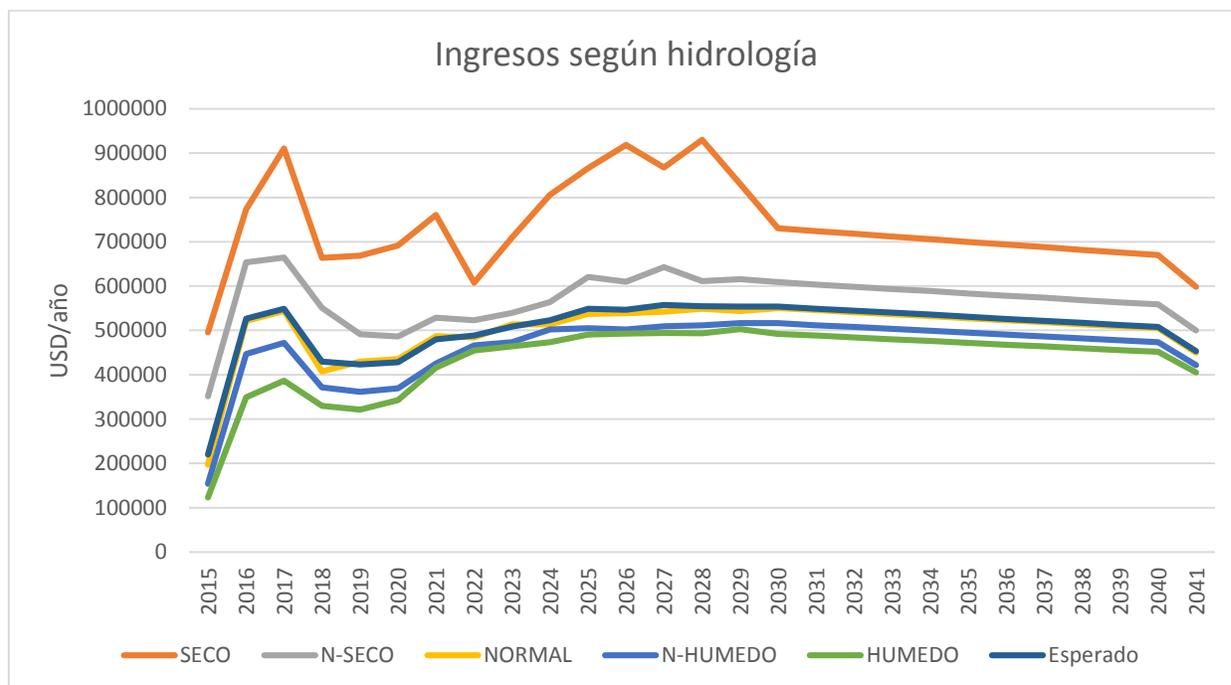
Tabla 22: Indicadores vendiendo a Precio Nudo

Escenario de precio	Inversión	Factor de planta	LCOE	VAN	TIR
Venta a Precio Nudo	4.746.504	22,2%	127,57	-2.253.596	4%

El flujo de caja de todos los escenarios es el mismo variando solamente la fila de ingresos. El escenario Costo Marginal-Hidrología Normal se adjunta en el Anexo M: Flujo de Caja escenario CNE-Normal. Los ingresos proyectados para la venta a Costo Marginal muestran una gran dispersión, lo que explica en parte la información resumida en la tabla anterior.

³⁰ Recordando que el precio nudo es resultado de una modelación y ajuste a 48 meses. Así no tiene escenarios vinculados a la hidrología.

Gráfico 13: Ingresos según hidrología



Fuente: Elaboración propia, en base a proyección de radiación, escenarios CNE.

Como se introdujo en el Capítulo 3, las proyecciones de Costos Marginales han presentado diferencias muy significativas con respecto al desempeño real del sistema. En la práctica los Costos Marginales del sistema han estado sistemáticamente subestimados. Esto se puede deber a supuestos de operación óptima, cambios en planes de inversión, retrasos de obras, entre otros aspectos.

Para recoger este aspecto se propone una sensibilización alternativa de precios, que toma como supuesto que dichas diferencias se mantienen. Para ello, se analizan las diferencias porcentuales entre los costos marginales evidenciados y los reales, para cada mes del año.

La comparación entre los Costos Marginales del sistema y los Costos Marginales proyectados por la CNE entre los años 2007 y 2014 muestra las siguientes diferencias porcentuales promedio. Una diferencia del 22%, por ejemplo, indica que ese mes la proyección de la CNE fue un 22% inferior a los Costos Marginales acontecidos.

Tabla 23: Diferencia de Costos Marginales evidenciados comparados con proyecciones CNE

MES	1	2	3	4	5	6
%	22%	18%	29%	24%	40%	47%
MES	7	8	9	10	11	12
%	61%	36%	44%	20%	25%	39%

Fuente: elaboración propia en base a Informes definitivos de Precio Nudo entre los años 2007 y 2014, CNE

Ajustando según los ponderadores anteriores la opción de venta a Costos Marginales, se obtiene el siguiente cuadro³¹ :

Tabla 24: Indicadores vendiendo a Costo Marginal en escenarios ajustados

Escenario de precio	Inversión	Factor de planta	LCOE	VAN	TIR
Hidrología Normal ajustada	4.746.504	22,2%	127,57	-444.064	8%
Hidrología Semi-seca ajustada	4.746.504	22,2%	127,57	410.842	10%
Hidrología Semi-húmeda ajustada	4.746.504	22,2%	127,57	-919.819	7%

Para las sensibilizaciones siguientes se presenta el escenario normal (Hidrología Normal) definido en la Tabla 21: Indicadores según escenario de precios vendiendo a Costo Marginal, como contraste.

5.2. Escenarios de generación

Otro factor relacionado al éxito o no de un proyecto de generación intermitente es que el factor de planta previsto sea acertado. En este caso se evalúa que pasaría si el factor de planta del parque se viera disminuido en un 2.2% (y por lo tanto las predicciones estuviesen sobreestimadas) y aumentado en un 2.2% (análogo, que estuvieran subestimadas). Un 2.2% menos haría que el proyecto tuviera una generación del 20% el año 1, al límite de lo “aceptable” para un proyecto conectado a red.

Tabla 25: Indicadores sensibilizando respecto al factor de planta

Escenario	Inversión	Factor de planta	LCOE	VAN	TIR
Hidrología Normal	4.746.504	22,2%	127,57	-1.629.725	5%
Hidrología Normal	4.746.504	20,0%	141,60	-2.031.578	4%
Hidrología Normal	4.746.504	24,4%	116,07	-1.234.996	6%

³¹ Los Precios Nudo no cambian, esto recae en la forma en que estos se calculan.

5.3. Escenarios de inversión

Estos escenarios buscan reflejar el impacto que tendría en los indicadores un encarecimiento de la inversión. En este escenario se consideran los incrementos considerados por León [26], que plantea que se suelen evidenciar incrementos en los costos de inversión de hasta un 50% en las obras de generación. Con esto como antecedente se considera que pasaría si la inversión se viese aumentada en un 30% y un 50%.

Tabla 26: Indicadores sensibilizando respecto a la Inversión

	Inversión	Factor de planta	LCOE	VAN	TIR
Hidrología Normal	4.746.504	22,2%	127,57	-1.629.725	5%
Hidrología Normal	4.746.504*1.3	22,2%	157,94	-2.985.850	3%
Hidrología Normal	4.746.504*1.5	22,2%	178,19	-3.903.037	2%

En la redacción de esta sensibilización se contempló la posibilidad de elaborar otra sensibilización que contemplara eventuales atrasos en la entrega de obras. Un atraso, para efectos del informe, tiene aparejado un perjuicio económico dado por los ingresos no percibidos ese año y en ese sentido, es de cierta forma equivalente a una subestimación de las obras de inversión³².

6. Análisis de sensibilidad

El ejercicio de modelamiento y posterior sensibilización muestra que hay diversas fuentes de incertidumbre que tienen a su vez impactos de diferente magnitud en la rentabilidad del proyecto. De estos, el factor que plantea mayor incertidumbre son los precios esperados de la energía y el eventual impacto de una subestimación en la inversión, significando hasta un 2% y 3% de variación de la TIR del proyecto respectivamente.

Tabla 27: Variaciones respecto al escenario base

Factor	Precios*	Inversión	Factor de planta
Variación positiva	2%	0%	1%
Variación negativa	1%	3%	1%

*Considera escenario base no ajustado

Los riesgos asociados a una subestimación de la inversión y el factor de planta son posibles de acotar en etapas tempranas del proyecto. Con esa intención Fleischmann ha instalado una central meteorológica en la zona y sigue constantemente los cambios de precios en el instrumental y tipo de cambio.

³²Un atraso de la entrada en operación de, por ejemplo, 6 meses equivaldría a no percibir un flujo presente de 105 266 USD (Escenario normal, CNE), monto cercano al 2.2% de la inversión. Un atraso mayor de 1 año y medio significaría dejar de percibir alrededor de 440 900 USD (Escenario normal, CNE), equivalente al 9% de la inversión, etc...

Los riesgos asociados a someterse a un esquema de precios Spot son difíciles de acotar. Sin embargo, podrían verse ampliamente compensados por las eventuales ganancias de un 2% (CNE) y hasta un 5% (CNE ajustado) sobre el escenario base. Las opciones alternativas que permiten reducir el riesgo asociado al precio de la energía son el acogerse a un régimen estabilizado de precios (Precio Nudo) o bien firmar un PPA (Pre Purchase Agreement³³) donde una empresa se comprometa a pagar un precio determinado por la energía producida. Ambas opciones resultan poco atractivas por la baja rentabilidad que representan, más aún, si se considera que las ganancias estimadas vendiendo a Costo Marginal son iguales o mayores a las con Precio Nudo incluso en escenarios hidrológicos desfavorables (húmedos).

Tanto la evaluación como la sensibilización efectuadas en este capítulo muestran que el Valor Actual Neto del proyecto es insuficiente a la tasa de descuento convenida con la empresa. Así el proyecto sería rentable sólo en escenarios secos y una inversión bien estimada y ejecutada a tiempo.

³³ En conversaciones con la empresa estos contratos rondan los 90USD/MWh.

Conclusiones y recomendaciones

En términos regulatorios se puede afirmar que el proyecto es factible de llevar a cabo. La normativa específica a este tipo de centrales, en concreto un Pequeño Medio de Generación Distribuida, es sencilla, limitándose a la realización de los estudios enunciados en el capítulo introductorio.

Se puede concluir que técnicamente la Central Fotovoltaica Las Murallas presenta todas las características que permiten que su construcción y operación sea viable. La disponibilidad del recurso solar es adecuada y el punto de conexión no presenta inconvenientes. La producción de la central presenta un factor de planta cercano al 20%, suficiente para un proyecto de paneles con inclinación fija emplazado en la V Región. La subestación a la que se conecta también representa un punto de conexión atractivo pues la demanda de la zona hace prever bajos o nulos pagos por concepto de peaje de subtransmisión.

Del desglose y sensibilización de la inversión se aprecia que el resultado del proyecto está muy aparejado a la magnitud de la inversión, por esto es necesario tener especial cuidado con que los egresos no sobrepasen los estimados. En el informe se presentan los costos e ingresos en dólares estadounidenses, por lo que se vuelve particularmente relevante hacerle seguimiento al tipo de cambio en los meses que distan de la construcción de la central, en especial al momento de la compra del equipamiento fotovoltaico (46,6% de la inversión) y los inversores (11,6% de la inversión). En ese sentido la instalación de una central meteorológica y el constante seguimiento de costos de instrumental realizado por Fleischmann se consideran adecuados para efectos de acotar el riesgo por estos conceptos.

En lo que respecta al esquema de precios se puede concluir que la opción más atractiva de las analizadas viene dada por la venta a Costos Marginales, descartándose la opción de venta a Precio Nudo, por lo menos para los primeros años. Después podrá ser reevaluada esta situación en vista de la información disponible y considerando la posibilidad de acogerse al régimen estabilizado de precios, descrito en el informe.

La evaluación económica muestra que el proyecto es factible, con una tasa del 10%, solo en escenarios con precios de la energía elevados. Esto significa un riesgo significativo para el inversionista y en ese sentido se hace particularmente atractiva una opción de venta con contratos a privados, siempre que considere los costos de desarrollo y Costos Marginales aquí expuestos. La gran cantidad de proyectos solares fotovoltaicos que se están desarrollando en el centro y norte del país, indican que el mercado de generación fotovoltaica espera precios de energía elevados, esto se puede deber tanto a problemas inherentes al Sistema Interconectado Central, como problemas transmisión o atrasos en inversión en generación, o bien asociados al cumplimiento de metas fijadas en las leyes pro ERNC, pese a que en la actualidad hay un superávit de generación renovable.

Si bien, esta se trata de una evaluación técnico económica se puede apreciar que un proyecto financiado evidentemente exhibiría indicadores ligeramente mejores, dados por el cambio en la metodología de cálculo de las tasas descuento o bien por los ahorros tributarios. Lo anterior no cambiaría las conclusiones ni análisis expuesto en este informe. Tomando un escenario conservador las tasas ofertadas no debieran superar el 5% anual real, lejano a lo que está ofreciendo el mercado financiero de alrededor de 8% en su equivalente LIBOR + spread.

Este trabajo propone una metodología de evaluación que incorpora precios y generación en descomposición horaria, desarrollado pensando en una solución a medida para proyectos de generación intermitente. Se espera que la metodología y software le puedan servir a la empresa en la evaluación de otros proyectos de generación intermitente, especialmente en zonas donde se esperan desacoples u fallas de transmisión importante que lleven los Costos Marginales a rangos muy cercanos a cero en bloques horarios donde se concentra dicha generación.

En este informe se analizó la institucionalidad y normativa vigente para pequeños productores, a modo de reflexión, se concluye que la regulación y normativa permiten la conexión de centrales de generación distribuidas siempre y cuando los costos de conexión sean bajos o inexistentes, lo anterior, aparejado a la posibilidad de contar con terrenos cercanos a líneas no congestionadas. Respecto a la opción de venta a Precios Nudo o con Régimen Estabilizado se considera una opción conveniente para empresas que deseen asegurar sus flujos pese a tener un retorno probablemente inferior a la venta a Costo Marginal o Spot. Para siquiera optar a este esquema es necesario contar con costos de desarrollo bajos, que en generación renovable, vendrían dados por centrales hidráulicas de pasada o ciertas eólicas.

Respecto a los incentivos a la generación renovable por medio de cuotas, se puede aseverar que significarán un incentivo solo en tanto este tipo de generación sea escasa. En la revisión realizada para objeto de esta memoria se contaba con un superávit de generación renovable para los primeros años (respecto a la curva definida) y por lo tanto, no se contempló una prima por el tipo de energía que si podría ser un factor a considerar a futuro.

Bibliografía

- [1] Gobierno de Chile, Ministerio de Energía, «Agenda Energética 2014: Un desafío país, progreso para todos,» 2014.
- [2] L. Vargas, J. Haas, F. Barría y L. Reyes, Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables, Apunte de Curso., 2013.
- [3] Gobierno de Chile, Centro de Energías Renovables, «“Libro solar”,» 2011. [En línea]. Disponible en: http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf.
- [4] D. I. Gomez Sagner, *Analisis de estacionalidad para clientes bt-1*, Memoria Universidad de Chile, FCFM, 2007.
- [5] H. Schneider, L. Alonso, C. Burgos, I. Cabrita, F. Corneille, S. Powell y e. al, «IEA Energy Policy Review of Chile,» IEA, 2009.
- [6] I. Alarcon, R. Agurto, S. Bernstein, V. Blanlot, N. Borregard, S. D. Campo y et.al, «Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE): Anexos 1 y 2,» 2011.
- [7] Comisión Nacional de Energía, «capacidad_instalada_generacion,» 2014.
- [8] S. Mocarquer, H. Rudnick, P. Miquel, J. Larraín y J. Ayala, «The impact of renewable portfolio standard in fast growing countries The Chilean experience,» Junio 2014. [En línea]. Disponible en: http://www.systep.cl/documents/Mocarquer_PES_GM_2014.pdf.
- [9] R. Kozulj, «Crisis de la industria del gas natural en Argentina,» CEPAL, 2005. [En línea]. Disponible en: http://www.cepal.org/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/5/21215/P21215.xml&xsl=/publicaciones/ficha.xsl&base=/publicaciones/top_publicaciones.xsl.
- [10] La Tercera, «“Gobierno advierte difícil panorama energético para 2014”, entrevistas a Sergio del Campo, Andrés Kuhlmann, Juan Clavería y Hugh Rudnik,» 26 06 2014. [En línea]. Disponible en: <http://diario.latercera.com/2013/05/15/01/contenido/negocios/10-136883-9-gobierno-advierte-dificil-panorama-energetico-para-2014.shtml>.
- [11] Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía - GTZ, «Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno,» 2009. [En línea]. Disponible en: http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ERNCMercadoElectrico_Bilingue_WEB.pdf.
- [12] International Energy Agency, «Renewable Energy: Medium-Term Market Report,» International Energy Agency, 2014.

- [13] P. L. Joskow, «Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies,» American Economic Association, 2011.
- [14] R. Green, «Market behaviour with large amounts of intermittent generation,» *Energy Policy*, vol. 38(7), p. 3211–3220, 2010.
- [15] D. Wozabal, C. Graf y D. Hirschmann, «The Effect of Intermittent Renewables on the Electricity Price Variance,» Viena, Austria, 2014.
- [16] Centro de Energías Renovables, Ministerio de Energía, «Reporte septiembre del 2014,» 2014. [En línea]. Disponible en:
http://www.cer.gob.cl/mailling/2014/septiembre/REPORTE_SEP2014%20FINAL.pdf.
- [17] Subsecretaria de economía, fomento y reconstrucción, «D.F.L. N°4. Ley General de Servicios Electricos,» 2007.
- [18] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile., «Las Leyes Corta I, II y de ERNC: potenciando el mercado de la energía eléctrica,» 2010. [En línea]. Disponible en:
http://www.bcn.cl/carpeta_temas_profundidad/ley-corta-1-2-electricidad.
- [19] Gobierno de Chile, Ministerio de Energía, CER, «Aspectos Claves en la Gestión de Proyectos ERNC,» 2014. [En línea]. Disponible en:
http://cer.gob.cl/archivos/2014/febrero/guias/Guia%20de%20Gestion_%2001.pdf.
- [20] Systep, «The impact of renewable portfolio standards in fast growing countries, The Chilean experience,» 2014. [En línea]. Disponible en:
http://www.systep.cl/documents/Mocarquer_PES_GM_2014.pdf.
- [21] La Tercera, «Campanario pide su quiebra y complica a pequeñas firmas eléctricas,» [En línea]. Disponible en: <http://diario.latercera.com/2011/09/02/01/contenido/negocios/10-82242-9-campanario-pide-su-quiebra-y-complica-a-pequenas-firmas-electricas.shtml>.
- [22] Central Energía, «¿Por qué subsidiar las ERNC?,» 2010. [En línea]. Disponible en:
<http://www.centralenergia.cl/2010/06/24/%C2%BFpor-que-subsidiar-las-ernc/>.
- [23] Systep, «Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica,» 2011. [En línea]. Disponible en:
http://www.cne.gob.cl/web_cne/images/stories/public%20estudios/raiz/Informe%20Final%20Revision%20Mecanismos%20Internacionales.pdf.
- [24] Ministerio de Energía, «Gobierno ingresa proyecto de ley para establecer nuevo sistema de licitaciones eléctricas,» 2014. [En línea]. Disponible en:
<http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/gobierno-ingresa-proyecto-de-ley-para.html>.
- [25] Ministerio de Energía, «Camara de Diputados, Proyectos de Ley, "Introduce modificaciones a la ley General de Servicios Eléctricos, perfeccionando el sistema de

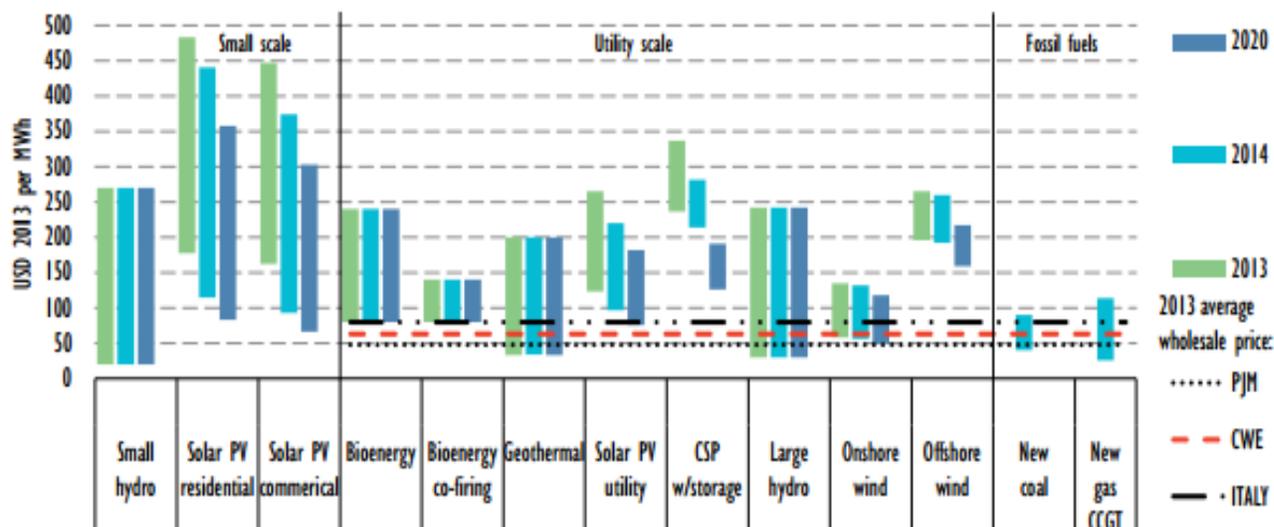
- licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios",» [En línea]. Disponible en: http://www.camara.cl/pley/pley_detalle.aspx?prmID=9924.
- [26] L. Balmaceda, Evaluación técnico-económica de una central hidroeléctrica de pasada pequeña en el Río Picoquén en Angol. Memoria para el grado de Ingeniero Civil Industrial, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2008.
- [27] NASA, «Surface meteorology and Solar Energy,» 2014. [En línea]. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov+s01+s03+s06+s07#s06>.
- [28] A. Molina, «Documentación del explorador solar,» Oct 2014. [En línea]. Disponible en: http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar/doc/Documentacion_explorador_solar_v2014.pdf.
- [29] Ministerio de Energía, «Libro solar,» 2011. [En línea]. Disponible en: http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf.
- [30] International Energy Agency (IEA), «Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy,» 2010. [En línea]. Disponible en: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf.
- [31] International Energy Agency, «Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy,» Septiembre 2014. [En línea]. Disponible en: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf.
- [32] G. Barbose, N. Darghouth, S. Weaver y R. Wiser, «Tracking the Sun VI: An Historical Summary of the Installed Price of Photovoltaics in the United States from 1998 to 2012,» Julio 2013. [En línea]. Disponible en: <http://emp.lbl.gov/reports>.
- [33] D. King, W. Boyson y J. Kratochvil, «PHOTOVOLTAIC ARRAY PERFORMANCE MODEL,» Sandia National Laboratories, New Mexico, Estados Unidos, 2004.
- [34] Comisión Nacional de Energía, «Fijación de precios nudo octubre 2014: Informe Técnico Definitivo (ITD),» 10 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/octubre-2014>.
- [35] Biblioteca del Congreso de Chile, «Aprueba ley de las bases del medio ambiente,» 1994. [En línea]. Disponible en: <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=30667>.
- [36] P. Bump, «grist: Kyoto's first phase expires as greenhouse gas emissions and dirty energy use spike,» Enero 2013. [En línea].
- [37] Naciones Unidas, «Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático,» 1998.

- [38] CNE/GTZ/CONAMA, «Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile. Segunda edición,» Octubre 2007. [En línea]. Disponible en: <http://www.giz.de/en/downloads/sp-chile-guia-mecanismo-desarrollo-limpio.pdf>.
- [39] Ministerio de Medio Ambiente, «Mecanismo de Desarrollo Limpio,» [En línea]. Disponible en: http://www.mma.gob.cl/portal_2011/w3-article-45012.html. [Último acceso: 11 2014].
- [40] UNFCCC, «Project Search,» [En línea]. Disponible en: <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>.
- [41] El Mercurio, «Pacheco: Cambios a licitaciones de suministro frenarían alzas en las cuentas de la luz,» 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=122519>.
- [42] United Nations, «2014 Climate Change Summary – Chair’s Summary,» Septiembre 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.un.org/climatechange/summit/2014/09/2014-climate-change-summary-chairs-summary/>.

Anexos

Anexo A: Costos de desarrollo de diferentes fuentes de generación

LCOE (USD por MWh, empezando en los años 2012, 2014 y 2020)



Notes: CSP ■ concentrated solar power; CCGT ■ combined cycle gas turbine. Wholesale power prices are expressed as the annual average of daily traded, day-ahead base-load power prices. CWE (Central Western Europe) refers to annual average of power prices in France, Germany, Austria and Switzerland. United States (US) PJM refers to the regional transmission organisation covering parts of 13 states in the mid-Atlantic and Midwest portion of the United States. LCOEs reflect typical system costs for selected technologies. Costs are indicative and ranges reflect the system cost, resource and financing differences among countries. Geothermal LCOE range includes only conventional and binary plants.

Source: IEA analysis with 2013 wholesale electricity price data from Bloomberg LP (2014), accessed 01 June 2014; and EIA (Energy Information Administration) (2014), Wholesale Electricity and Natural Gas Market Data accessed 20 May 2014, Washington D.C.

Fuente: IEA, Renewable Energy Medium Term Report de octubre del 2014

■ Costos de desarrollo por tecnología en Chile

Tecnología	Costo de inversión unitario [US\$/kW]	Costos variables [US\$/MWh]	Costos fijos de O&M [US\$/MWh]	Factor de planta [%]	Costo de desarrollo [US\$/MWh]		
					Mínimo	promedio	máximo
Hidráulica de Pasada	2.670 - 4.000	2,0 - 5,0	-	50 - 60	66,3	82,4	112,1
Hidráulica de embalse	2.750 - 3.650	2,0 - 5,0	-	55 - 65	66,1	84,3	98,8
Eólica	2.000 - 2.500	7,7	-	25 - 40	66,5	88,3	123,2
Carbón	2.400 - 3.000	37,0 - 47,5	37	89	84,6	94,2	108,4
Solar Fotovoltaica	1.960 - 2.500	3	18,1	20 - 35	73,2	102,3	155,4
Geotérmica	3.480 - 6.600	-	2,0 - 12,5	88 - 92	65,1	105,4	122,5
GNL CC	1.000 - 1.200	74,5 - 88,1	10,0 - 15,0	50 - 80	100,7	115,4	129,9
Termosolar CSP Tower con 8 horas de almacenamiento	7.378 - 7.841	21,5	36	70 - 90	120,9	132,0	167,2
Diésel	390 - 860	149,1 - 223,7	10	15	178,6	220,5	262,4

*La tecnología geotérmica no incluye los costos de exploración

**El costo de inversión incluye los costos de conexión a la red.

Fuente: Systep, Mayo 2014

Anexo B: Organismos administrativos del sector eléctrico

Existen una serie de organismos administrativos del sector eléctrico que buscan regular y hacer transparente el funcionamiento del sistema. Estos organismos son: el Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC), la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Además, de dichos organismos, existen instituciones relevantes para el desarrollo y operación de proyectos energéticos, como el Panel de Expertos, el Tribunal de Libre Competencia, el Ministerio de Medio Ambiente y el Servicio de Evaluación Ambiental.

1. Ministerio de Energía

El Ministerio de Energía tiene como objetivo elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento del sector energético. Vela por el cumplimiento de la normativa y asesora al gobierno en todas las materias relacionadas con energía. El ministerio tiene como organismos relacionados la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, El Centro de Energías Renovables, la Comisión Chilena de Energía Nuclear, Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

2. Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC)

El CDEC busca garantizar la operación segura al mínimo costo, así como la valorización de la energía y potencia para las transacciones entre generadores. Esta valorización se basa en los costos marginales de energía y potencia, que varían en cada punto y momento en el sistema. Además, se preocupa de mantener un balance entre inyecciones y retiros de plantas generadoras y, de elaborar información referencial de peajes básicos y adicionales que cada planta generadora debe pagar.

3. Comisión Nacional de Energía

La Comisión Nacional de Energía fue creada en 1978 por Decreto Ley como un organismo fiscal, autónomo y descentralizado. La dirección superior de la CNE está constituida por un consejo donde participan siete ministros de diferentes carteras además de un equipo profesional nominado por el Presidente de la República. Su objetivo es la disposición de un servicio eficiente, seguro y de calidad mediante la planificación de inversiones en los sectores de generación y transmisión y elaboración de reglamentos. Este organismo es el que propone los lineamientos de la política energética, monitorea el comportamiento del sector, propone leyes y determina los precios de electricidad que están sujetos a regulación. El ministerio de Energía visa las tarifas propuestas por la CNE y arbitra en caso de desacuerdos con el CDEC.

4. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La SEC es un organismo supervisor independiente que fiscaliza el cumplimiento de las normas del sector. Verifica causas de apagones y supervigila los estándares de calidad del suministro e instalaciones.

5. Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos

Integrado por profesionales expertos, su función es pronunciarse mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica. Dicho panel emite conforme a ley, su opinión, en disputas entre dos o más empresas del sector eléctrico, que de común acuerdo, sometan a su decisión [19].

6. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, no se vincula exclusivamente con el sector eléctrico, en su calidad de tribunal especial, colegiado, dedicado exclusivamente a materias de competencia, tiene como función prevenir, corregir y sancionar atentados a la libre competencia. Está integrado por tres abogados y dos economistas, todos expertos en competencia, con el rango de ministros. [19].

7. Ministerio de Medio Ambiente

El Ministerio de Medio Ambiente es el órgano “encargado de colaborar con el presidente de la república en el diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental, así como en la protección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e hídricos, promoviendo el desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su regulación normativa”³⁴. Este tiene en sus funciones elaborar normas ambientales y planes de prevención y descontaminación, entre otras [19].

8. Servicio de Evaluación Ambiental

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) es un organismo público funcionalmente descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Este administra el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que evalúa si los proyectos presentados se ajustan a la norma ambiental vigente.

³⁴ Sitio web del ministerio

Anexo C: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

Se ha impulsado la integración de las instituciones ambientales, notando que antes existían una multitud de organismos que tenían “facultades” relacionadas con la gestión ambiental. Producto de este esfuerzo se crea el Servicio de Evaluación Ambiental, organismo público funcionalmente descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, y su Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

El SEIA pretende ser la “ventanilla única” del Estado de Chile en lo que respecta a evaluaciones de impacto ambiental. La ley 19.300 plantea una serie de puntos que hacen que un proyecto de generación deba someterse a evaluación ambiental, específicamente en el artículo 10 de la normativa. El punto b) hace mención a líneas de transmisión de alto voltaje y sus subestaciones y el punto c) a centrales generadoras de energía mayores a 3MW.

Si un proyecto cumpliera alguna de las condiciones antes expuestas, debe presentar una Declaración de Impacto Ambiental, ahora, además de ésta, deberá realizar una Evaluación de Impacto Ambiental si cumple con alguno de las siguientes características o circunstancias contemplados en el artículo 11 de la Ley 19300[35]:

- Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones y residuos.
- Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el suelo, agua y aire.
- Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.
- Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
- Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.
- Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

La declaración de impacto es un documento de corta extensión donde se describen los potenciales daños al ambiente. La evaluación en cambio es un estudio acabado, punto por punto, sobre el potencial impacto ambiental del proyecto en la zona de emplazamiento.

Anexo D: Mercado del Carbono

Un eje a explorar en el otorgamiento de subsidios, son los bonos de carbono. Los bonos de carbono nacieron al alero del Protocolo de Kyoto sobre el Cambio Climático (2005), cuando se diagnosticó que las emisiones humanas en los 150 años de actividad industrial eran responsables por el calentamiento mundial.

El primer periodo que contemplaba el protocolo fue entre los años 2008-2012, resultando en un éxito muy relativo, de hecho, para comienzos del año 2013 había un incremento del 58% de las emisiones de gas invernadero (base 1990) lejos de la meta de reducir en 5.2% que en algún momento se había contemplado[36].

Como extensión a este periodo se firma en 2012 el “Doha Amendment to the Kyoto Protocol”(Revisión al tratado de Kyoto). En este se imponen metas de reducción de emisiones del 18%(base 1990) al año 2020. Además, se revisan los mecanismos para lograr estas metas (véase UN Framework on Climate Change). El Doha Amendment ha tenido una recepción mixta en la comunidad internacional siendo ratificado por pocos países, se espera que la United Nations Climate Change Conference del próximo año (2015) a realizarse en París ayude a avanzar a un nuevo acuerdo sobre emisiones de efecto invernadero³⁵.

1. Mecanismos de Desarrollo Limpio, Bonos de carbono

Los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) se crean a través del artículo 12 del Protocolo de Kyoto[37] donde se especifica que:

"El propósito del mecanismo para un desarrollo limpio es ayudara las Partes no incluidas en el Anexo I [países no industrializados o en desarrollo] a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las Partes incluidas en el Anexo I [países industrializados] a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones contraídos en virtud del Artículo 3."

Así se abre la oportunidad de acreditar reducciones ocurridas en países en desarrollo (no Anexo I) como si fueran realizadas en países industrializados (Anexo I). Para que un proyecto califique debe cumplir con una serie de condiciones que se listan a continuación, extraídas de la Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile, del Ministerio del Medio Ambiente con la GIZ [38]:

- Reducir alguno de los gases de efecto invernadero listados en el Anexo A del Protocolo
- Participar de forma voluntaria
- Reducir emisiones consideradas adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto

³⁵ “Leaders committed to finalise a meaningful, universal new agreement under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) at COP-21, in Paris in 2015, and to arrive at the first draft of such an agreement at COP-20 in Lima, in December 2014.” Resumen de la cumbre 2014[42]

- Demostrar tener beneficios reales, medibles y de largo plazo en relación con la mitigación de los gases de efecto invernadero
- Contribuir al desarrollo del país
- Ser desarrollado en un país que haya ratificado el protocolo y que posea una Autoridad Nacional Designada para el MDL, en el caso chileno la AND.

Para acreditar una reducción de emisiones y así poder tener acceso a los beneficios de los Mecanismos de Desarrollo Limpio se deben efectuar una serie de pasos (Project Cycle), este ciclo se describe de forma acabada en el sitio web del Ministerio del Medio Ambiente [39], que a grandes rasgos consiste en siguientes etapas:

- Diseño del proyecto, donde se detalla el proyecto y la metodología
- Aprobación por parte de las autoridades nacionales
- Validación por parte de la Entidad Operacional designada
- Registro
- Monitoreo por parte del interesado
- Verificación por parte de la Entidad Operacional
- Emisión de CER(Certified Emission Reduction)

El sitio web del UN Framework on Climate Change, en su sección dedicada a los mecanismos de desarrollo limpio (CDM), ofrece una serie de metodologías de evaluación dedicadas a evaluar los diferentes proyectos que reducen emisiones de gas invernadero.

De todas las metodologías ofrecidas se toma como referencia la “Grid connected renewable electricity generation --- Version 17.0” para generación renovable menor a 15MW. Esta otorga una metodología en específico para pequeños generadores que se conectan a la red eléctrica.

Definiéndose para el análisis la siguiente fórmula:

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO2\ grid,y}$$

Donde:

- BE_y son las emisiones año y , en toneladas de CO2
- $EG_{BL,y}$ es la cantidad neta de energía suministrada a la red como resultado de la implementación del proyecto el año y , en MWh.
- $EF_{CO2\ grid,y}$ es el factor de emisión del sistema (grid) en el año y .

Donde el factor de emisión se puede calcular de dos maneras. Una utilizando la metodología tradicional expuesta en “Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system” o bien “Las emisiones ponderadas promedio (en toneladas de CO2/MWh) del mix de generación actual”.³⁶

Para determinar la cantidad de toneladas de CO2 que se están disminuyendo por la incursión de este proyecto, es necesario determinar una línea base que toma en cuenta la naturaleza de la

³⁶ “The weighted average emissions (in t CO2/MWh) of the current generation mix. The data of the year in which project generation occurs must be used”

generación actual en el país. Utilizando los datos de Ulloa(2012), se calculan los promedios unitarios (suma/cantidad de actores), que busca recoger cuanto emite un generador tipo en el sistema y el ponderado que responde a la pregunta cuanto se emite por GWh emisiones totales/generación total, tomando en cuenta las diferencias en capacidad instalada.

Tabla 28: Emisiones el 2010, por tipo de generación y sistema

Tipo de combustible	SIC [TonCO2e/GWh]	SING [TonCO2e/GWh]	Ponderada nacional [TonCO2e/GWh]
Gas Natural	555	480*	472
Diésel y derivados	870	886	892
Carbón	1030	1211	1118
Coefficiente unitario (Carbon Emission Factor)	350	906	494.113

*GNL TG3: Sube el promedio unitario pero como su generación es baja, no así el ponderado
Fuente: Tesis de grado Magister Hernán Ulloa, Ing.Civ.Elec.PUC (2012)

Con esto se puede construir una fórmula para las toneladas desplazadas para un año

$$tCO_2e \text{ desplazadas} = P[MW] * Fp * 0,494 \left[\frac{tonCO_2e}{MW} \right] * 8760 \left[\frac{Horas}{año} \right]$$

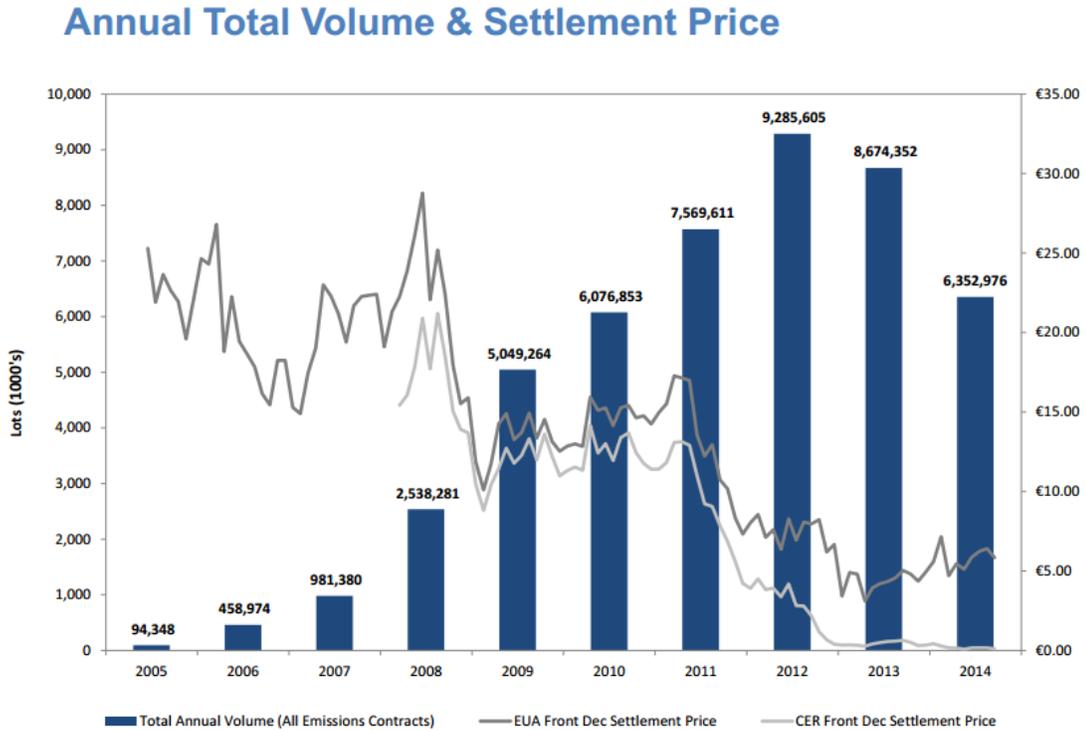
Dónde P corresponde a la potencia nominal de la central y Fp es el factor de planta, que se asumirá 20% para efectos del cálculo (conservador). Con esto para la central en cuestión se tendrían:

$$tCO_2e \text{ desplazadas} = 2\,596,464 \text{ toneladas desplazadas año}$$

Lo que es equivalente a 2596,464 bonos de carbono.

Existen diversos mercados y fondos que transan CER o bonos de carbono. Una de las plataformas más relevantes donde se transan estos certificados es la ICE Trading Platform, donde se compran y venden bonos de carbono en formatos diarios, futuros a tres meses, a un año y a tres años. En este se muestran precios para CER menores a 0.09 Euros (0.11 USD) para todas las duraciones. Estos precios no distan mucho de los reportados por otras plataformas relevantes como la European Energy Exchange alemana con 0.1 Euros (0.125USD).

Gráfico 14: Evolución del precio de los bonos de carbono



Fuente: ICE, septiembre del 2014

2. Costos asociados a la venta de bonos de carbono

En régimen, León[26] calcula costos por conceptos de verificación de 10.000 dólares anuales, sin tener en cuenta gastos de consultoría y diseño de proyecto de 15.000 dólares entre etapas. La Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio [38] del Ministerio de Medio Ambiente es aún más pesimista, estimando para proyectos con reducciones menores a 10 toneladas de dióxido de carbono por año, costos de 41.800 dólares.

Los altos costos de transacción, junto con los bajos precios descritos en el punto anterior, hacen que no sea atractiva la posibilidad de incorporar Bonos de Carbono a esta evaluación. Esta conclusión es consistente con el listado de proyectos que actualmente tienen la carta de aprobación nacional de la Autoridad Nacional Designada en Chile, ninguno posterior a julio del 2012, además de los proyectos chilenos listados en la lista de proyectos del UN Framework on Climate Change, donde ninguno tiene menos de 9165 toneladas desplazadas por año [40].

Anexo E: Demanda proyectada para el Sistema Interconectado Central

Para el modelamiento de la demanda se toman las proyecciones de demanda de la CNE, haciendo una interpolación lineal del crecimiento de esta en los años posteriores al último incluido en el Informe de Fijación de Precios Nudo de octubre del 2014.

Con lo anterior se tiene una proyección hasta el año 2030 elaborada por la CNE, por año, y una proyección entre los años 2030 y 2044 elaborada a partir de la proyección lineal de las tasas de crecimiento. Lo anterior se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 29: Tasas de crecimiento de la demanda proyectadas

Año	Crecimiento	Año	Sistema	Años	Sistema	Años	Sistema
2014	3,59%	2022	3,64%	2030	2,53%	2038	1,41%
2015	4,64%	2023	3,56%	2031	2,39%	2039	1,27%
2016	5,02%	2024	3,51%	2032	2,25%	2040	1,13%
2017	5,13%	2025	3,31%	2033	2,10%	2041	0,99%
2018	4,68%	2026	2,95%	2034	1,96%	2042	0,85%
2019	4,19%	2027	2,90%	2035	1,83%	2043	0,71%
2020	3,86%	2028	2,84%	2036	1,69%	2044	0,57%
2021	3,77%	2029	2,72%	2037	1,55%		

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones CNE

Proyectadas las tasas de crecimiento de la demanda en el sistema se puede construir una curva para la demanda en GWh:

Tabla 30: Demanda proyectada para el SIC

Años	Demanda [GWh]						
2014	48864,75	2022	68774,57	2030	87387,94	2038	101560,4
2015	51131,71	2023	71222,99	2031	89475,49	2039	102848
2016	53696,87	2024	73721,05	2032	91485,41	2040	104007,6
2017	56452,64	2025	76161,85	2033	93410,13	2041	105034,3
2018	59094,88	2026	78410,45	2034	95242,23	2042	105923,6
2019	61569,74	2027	80680,83	2035	96984,59	2043	106671,8
2020	63947,77	2028	82973,55	2036	98622,68	2044	107275,5
2021	66360,43	2029	85230,48	2037	100150		

Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones CNE

Anexo F: Modelo de desagregación de promedios mensuales en precios horarios

Para desagregar las proyecciones mensuales de promedios de Costos Marginales para el nodo Quillota 220kv del Sistema Interconectado Central se utiliza un modelo que se basa en los siguientes supuestos:

- Existen diferencias en los Costos Marginales a diferentes horas del día, fundamentándose esto en la demanda y tipo de generación.
- Los movimientos evidenciados entre los años 2010 y 2013 para Quillota 220kV son replicables, porcentualmente, a lo que ocurrirá en años futuros.
- Dadas las diferencias evidenciadas en las a diferentes horas en un día, es razonable construir 24 curvas, una por cada hora, que recojan la variación diaria en un mes. Al tener 24 curvas la variación intra-día también es recogida, al comparar dos curvas para un mismo día.

Para analizar los supuestos se hacen una serie de análisis estadísticos que corroboran diferencias porcentuales, en promedio, para cada hora el análisis de las diferencias horarias se presenta en el Anexo G. Estas diferencias se utilizan luego para transformar promedios diarios en promedios horarios.

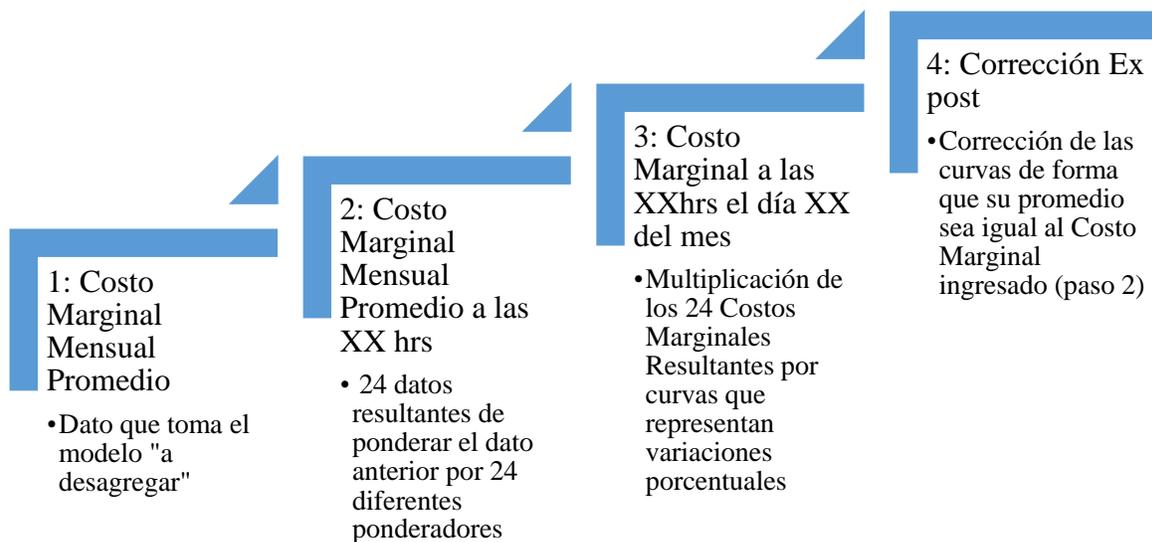
La desagregación sustentada en los puntos anteriores sigue una serie de pasos que incluyen, la construcción de ponderadores, la aplicación de estos a los promedios y la corrección ex post de forma de que las curvas sean coherentes con los promedios mensuales ingresados.

Para la construcción de curvas de ponderadores se siguen los siguientes pasos:

- Se promedian las series de precio horarias del CDEC-SIC de los años 2010 al 2013 para el nudo de referencia. Con esto resulta una curva de precios promedio, con desagregación horaria.
- De la curva anterior se construyen 24 curvas, una por cada hora, también con desagregación horaria. Por ejemplo, la serie de las 12 hrs, tiene el precio promedio a las 12 el día 1, luego el precio promedio a las 12 el día 2, luego el precio promedio a las 12 el día 3, etc...
- Se calculan las diferencias porcentuales en los precios para las 24 curvas, resultando 24 series de ponderadores.

Con lo anterior, se tienen 24 curvas o series de ponderadores, además de diferencias porcentuales promedio entre las curvas, dadas por el análisis del Anexo H. Con esto ya hay forma de relacionar las curvas, y ponderadores que permiten construir una curva de precios mensual.

El procedimiento de cálculo toma como insumo las relaciones y ponderadores siguiendo los siguientes pasos que se resumen en el esquema:



El proceso anterior resulta en 24 curvas de costos marginales consistentes con los promedios mensuales. Los pasos anteriores determinan que para cada mes, cada curva de precios horaria sea consistente con los promedios mensuales ingresados, formulado matemáticamente:

$$\bar{x} * \alpha_h = K_h \frac{\sum_{i=1}^N (\bar{x} * \alpha_h) * P_i^h}{N} \quad \forall h \in [1,24]$$

Donde:

\bar{x} : Promedio mensual

α_h : Ponderador horario calculado en base a serie histórica

P_i^h : Ponderador calculado en base a serie histórica para la hora h del día i

K_h : factor de ajuste ex post

N : número de días del mes

La implementación, como la plantilla de cálculo que desagrega los promedios mensuales en horarios están disponibles para ser descargados en: [Desagregador Horario de Costos Marginales SIC \(U-Cursos\)](#)³⁷

³⁷ https://www.u-cursos.cl/usuario/9a08bb355b88cbfa3a59535bed7923c4/mi_blog/o/10444

Anexo G: Construcción de ponderadores horarios

Para incorporar variabilidad intra-día al modelo antes expuesto se hizo un análisis de la serie en cuestión (2010-2014ago), los resultados de este se exponen en el siguiente anexo. Así se propone incorporar dicha variabilidad ponderando los costos marginales promedio anuales por un ponderador que refleje, que en ciertas horas, se tienen costos marginales promedio menores que en otras y viceversa. Esto resulta en los siguientes ponderadores:

Tabla 31: Ponderadores horarios en base a serie histórica

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ajuste	0,97	0,91	0,85	0,81	0,80	0,82	0,89	0,93	0,99	1,05	1,07	1,08
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ajuste	1,08	1,08	1,08	1,07	1,06	1,05	1,04	1,05	1,09	1,11	1,08	1,04

Fuente: Elaboración propia en base a serie histórica de costos marginales

Además de los ponderadores anteriores se deben incorporar otros adicionales que permitan llevar los Costos Marginales desde el nudo de referencia hasta el punto de inyección, Cabildo23kV. Con este objetivo se hace un análisis similar al anterior que determina que las penalizaciones utilizadas para este propósito serán las siguientes:

Tabla 32: Ponderadores de penalización

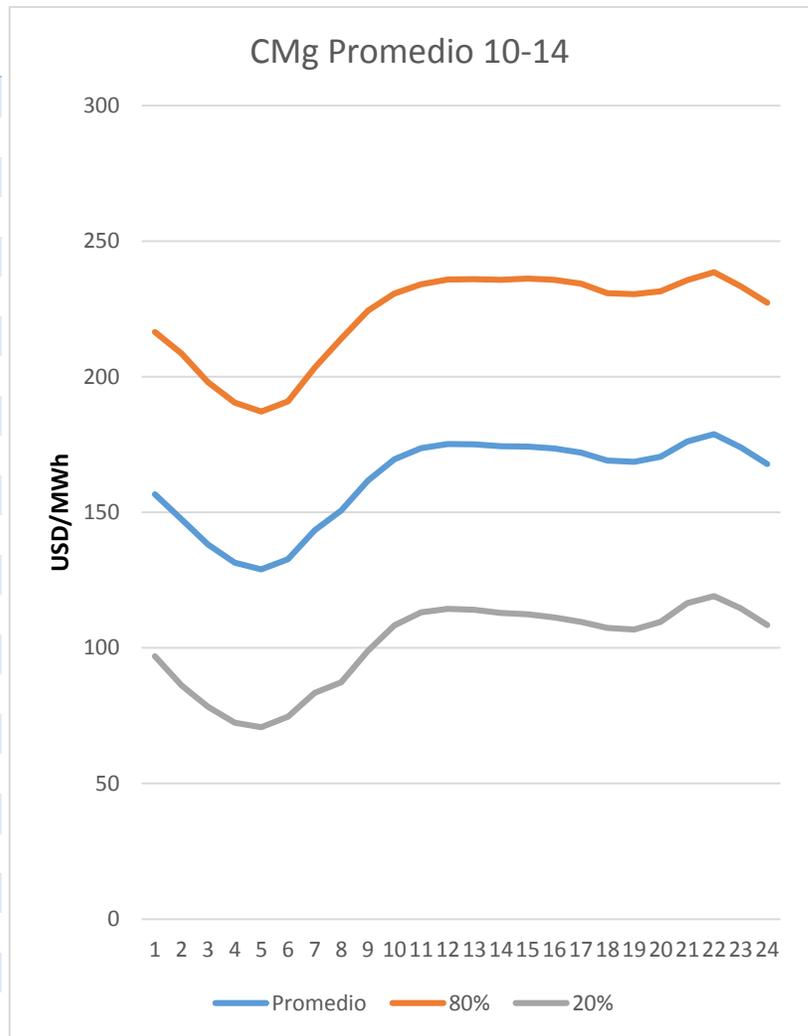
	0-8 horas	8-16 horas	16-24
Ponderador asociado	1,066	1,0909	1,0702

Fuente: elaboración propia en base a datos del CDEC-SIC años 2010-2012.

Anexo H: Análisis de precios horarios para Quillota 220kV

Medias horarias para Costos Marginales y sus desviaciones estándar

Hora	Media	Desviación Estándar
1	156,6783	59,81755
2	147,3331	61,16775
3	138,0587	59,85976
4	131,3926	59,01623
5	128,9722	58,18324
6	132,7409	58,13527
7	143,3964	59,96585
8	150,6672	63,34311
9	161,6229	62,71152
10	169,492	61,2134
11	173,607	60,51521
12	175,1248	60,68592
13	175,0149	60,9469
14	174,3228	61,40646
15	174,2458	61,8792
16	173,4794	62,25475
17	171,9554	62,35521
18	169,0978	61,68687
19	168,6318	61,81983
20	170,4929	60,93953
21	176,067	59,55571
22	178,7872	59,72182
23	173,9703	59,34445
24	167,8219	59,42714



Nota: Se calcularon estadísticos Shapiro-Wilk, se puede asumir normalidad, con muestras por hora

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CDEC-SIC

Medias y desviaciones estándar de generación en 24 horas y 8-18horas

Horario	Promedio	Desviación Estándar
24hrs	161,7907	62,71052
8-18hrs	169,8755	62,12895

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CDEC-SIC

Anexo I: Ficha técnica del panel fotovoltaico

Datos técnicos | Módulos fotovoltaicos

Conergy PH 240P – 260P



Los módulos Conergy de la serie P ofrecen un alto nivel de rendimiento a un interesante nivel de precios. Están equipados con células de alta eficiencia y han demostrado su eficacia en la práctica durante años en todo tipo de aplicaciones. Estos módulos se caracterizan por su alta producción y larga vida útil. Su fabricación está certificada según las normas internacionales ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 y cumplen con los altos estándares de calidad de Conergy. Los módulos Conergy de la serie P están disponibles tanto con células monocristalinas y policristalinas así como con otros rangos de potencia y dimensiones.

Beneficios:

- | Atractiva relación precio / rendimiento
- | Alta salida de potencia del módulo
- | Certificación según norma IEC/EN 61215 Ed. 2 e IEC/EN 61730
- | Tolerancia positiva de potencia de -0% / +3%

	Tipo de módulo con marco
	Potencia nominal (P_{nom}) 240 W – 260 W
	Nº. de células 60
	Tipo células policristalinas
	Peso módulo 19,5 kg
	Carga máxima admisible ¹ 5.400 Pa
	Garantía ² 10 años



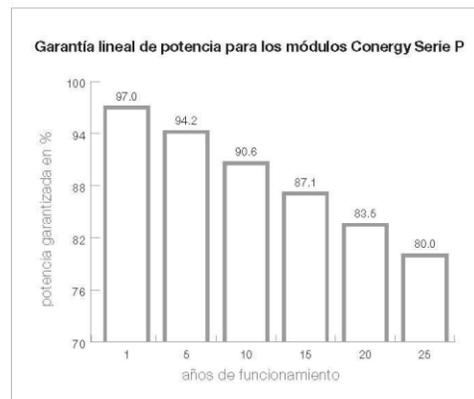
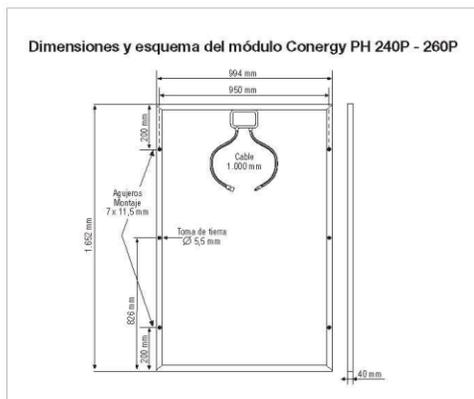
¹ De acuerdo la norma IEC 61215 Ed.2 y respetando las normas actuales recogidas en el manual de instalación.
² Según las condiciones de garantía de Conergy AG.



Conergy PH 240P – 260P

Especificaciones mecánicas

Dimensiones del módulo (Largo x ancho x alto) ³	1.652 × 994 × 40 mm
Dimensiones de célula	156 × 156 mm
Número de células	60
Tipo de célula	poli cristalina; con tecnología 3 busbar
NOCT ⁴	43°C ± 2°C
Presión máxima permitida ⁵	5.400 Pa
Tipo cristal solar	Cristal solar micro estructurado
Caja de conexión	NingBo Chuang Yuan PV-CY802; Tipo de protección IP 65; 51 × 120 × 26 mm
Cable	Xinhongye PV1-F, 2 × 1.000 mm largo 4 mm ² de sección
Tipo de conector	PV - CY01L
Material del marco	Aluminio anodizado
Peso del módulo	19,5 Kg
Certificación	IEC/EN 61215 Ed. 2, IEC/EN 61730, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, OHSAS 18001: 2007, MCS, UL 1703
Garantía de producto ⁶	10 años
Garantía de potencia ⁶	Garantía de potencia lineal: año 1: >97 % de la potencia nominal año 25: >80% de la potencia nominal
Voltaje máximo del sistema	1.000V
Carga admisible de corriente de retorno (IR)	20A



³ Tolerancia en dimensiones: +/−1,3 mm

³ Temperatura nominal de funcionamiento de la célula con una irradiación de 800 W/m², 20°C de temperatura ambiente, velocidad de viento 1 m/s

⁴ Conforme con IEC 61215 Ed.2 y las instrucciones actuales de instalación recogidas en el manual de Conergy AG

⁶ Según las condiciones actuales de garantía del Conergy AG

Anexo J: Simulación PVSYST de output de la planta

	PVSYST V5.06		18/07/13	Página 1/3
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto :	Las Murallas 2,98 KW			
Lugar geográfico	Las Murallas	Chile		
Ubicación	Latitud	32.4°S	Longitud	70.9°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+4	Altitud	475 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos :	Las Murallas, Síntesis datos por hora			
Variante de simulación :	Fecha de simulación 18/07/13 11h03			
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	30°	Acimut	0°
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sin sombreado			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-poly	Modelo	PH 250P	
		Fabricante	CONERGY	
Número de módulos FV		En serie	21 módulos	En paralelo 568 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	11928	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	2982 kWp	En cond. funciona. 2730 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	597 V	I mpp 4570 A
Superficie total		Superficie módulos	19587 m²	Superficie célula 17420 m²
Inversor		Modelo	SolarMax 720 TS-SV	
		Fabricante	Solarmax	
Características		Tensión Funciona.	510-800 V	Pnom unitaria 720 kW AC
Banco de inversores		N° de inversores	4 unidades	Potencia total 2880 kW AC
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, VelViento=1m/s)			TONC	45 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	2.2 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas	1.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo	0.05
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)			

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Las Murallas 2,98 KW

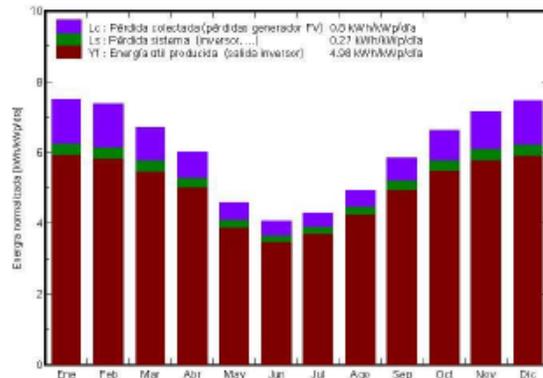
Variante de simulación : Sin efecto de sombreado

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	PH 250P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	11928	Pnom total 2982 kWp
Inversor	Modelo	SolarMax 720 TS-SV	Pnom 720 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	4.0	Pnom total 2880 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

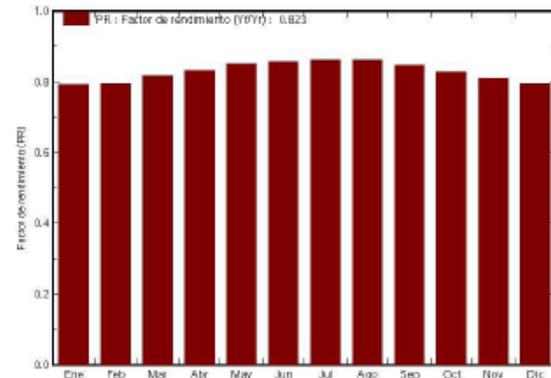
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	5416 MWh/año	Produc. específico	1816 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.3 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2982 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	257.3	16.60	233.0	225.5	579245	549198	12.69	12.03
Febrero	206.4	16.20	206.1	200.1	514394	487886	12.74	12.08
Marzo	185.4	14.50	208.5	202.8	534577	506888	13.09	12.41
Abril	137.1	10.40	180.8	176.2	472967	448214	13.36	12.66
Mayo	98.9	6.80	142.1	138.4	379995	360407	13.65	12.95
Junio	80.7	4.60	121.8	118.5	328600	311366	13.77	13.05
Julio	89.3	3.10	133.3	129.7	361755	342695	13.86	13.13
Agosto	115.3	4.40	153.2	149.2	414358	393077	13.81	13.10
Septiembre	149.1	6.60	175.8	171.1	467413	443602	13.58	12.89
Octubre	198.1	9.80	205.7	199.9	535631	507557	13.29	12.60
Noviembre	231.0	12.60	214.5	208.3	545202	517726	12.99	12.31
Diciembre	262.6	15.40	231.3	223.7	577333	546964	12.75	12.07
Año	2011.1	10.05	2206.2	2143.3	5712470	5415580	13.22	12.53

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

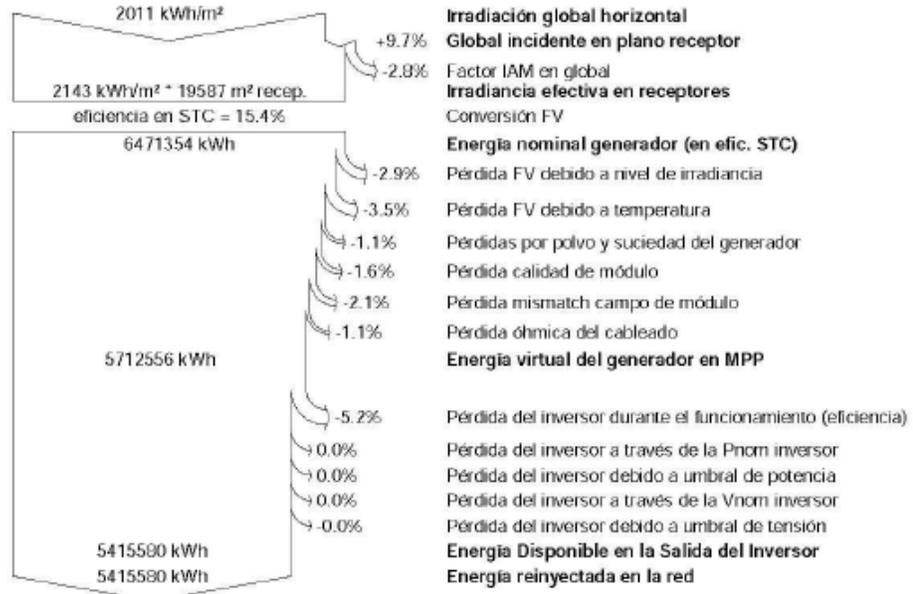
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Las Murallas 2,98 KW

Variante de simulación : Sin efecto de sombreado

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	PH 250P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	11928	Pnom total 2982 kWp
Inversor	Modelo	SolarMax 720 TS-SV	Pnom 720 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	4.0	Pnom total 2880 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo L: Costos operacionales

			UF	\$	U\$D	UF	\$	U\$D
Compañía distribidora (CONAFE)								
1	Costo de operación y mantenimiento	Trimestral	14.0	341,600.0	569.3	56	1,366,400	2,277
2	Costo de Administración	mensual	4.0	97,600.0	162.7	48	1,171,200	1,952
Empresa de mantención								
3	Costo de mantención y monitoreo mensual	Mensual	103.3	2,520,000.0	4,200.0	1,239	30,240,000	50,400
4	Costo de limpieza de tableros	trimestral	110.7	2,700,000.0	4,500.0	1,328	32,400,000	54,000
Empresa de Facturación								
	Servicio de cálculo y facturación mensual	Mensual	51.6	1,260,000.0	2,100.0	620	15,120,000	25,200
Arriendo								
	Arriendo terreno	Anual	167.2	4,080,000.0	6,800.0	167	4,080,000	6,800
							Total año	140,629

Fuente: Fleischmann

Anexo M: Flujo de Caja escenario CNE-normal

Flujo de Caja												
Todas las unidades corresponden a dólares estadounidenses [USD]												
Año	2015(ene)	2015**	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos												
Ingresos por venta		197294	521489	543946	407533	429814	435618	486908	484323	513471	513748	537526
TOTAL INGRESOS		197294	521489	543946	407533	429814	435618	486908	484323	513471	513748	537526
Egresos												
Costos de O & M		81501	140629	140629	140629	140629	140629	140629	140629	140629	140629	140629
Peaje		237325	474650	474650	474650	474650	474650	474650	474650	474650	474650	237325
Depreciación Legal			121533	215324	286657	494404	679869	859530	987902	1118859	1118859	1220667
Pérdida Ejercicio Anterior (PEA)												1322198
TOTAL EGRESOS		318826.47	736812.1	830602.99	901936.84	1109683.2	1295148.8	1474809.8	1603181.36	1734138.07	1835946.83	1700152.65
Utilidad antes de impuestos		-121533	-215324	-286657	-494404	-679869	-859530	-987902	-1118859	-1220667	-1322198	-1162627
Impuesto *												
Utilidad Neta Después de Impuestos		-121533	-215324	-286657	-494404	-679869	-859530	-987902	-1118859	-1220667	-1322198	-1162627
Depreciación Legal		237325	474650	474650	474650	474650	474650	474650	474650	474650	474650	237325
Pérdida Ejercicio Anterior (PEA)			121533	215324	286657	494404	679869	859530	987902	1118859	1118859	1322198
FLUJO DE CASH OPERACIONAL		115793	380860	403317	266904	289185	294989	346279	343694	372842	373119	396897
Inversión		4746504										
Valor Residual de los Activos												
IVA inversión		901836										
Recuperación Iva inversión		901836										
FLUJO DE CAPITALES		-5648340	901836	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CASH PRIVADO		-5648340	1017628	380860	403317	266904	289185	294989	346279	343694	372842	373119
VAN		-1629725										
TIR		5%										

Nota (1): VAN calculado con descuento anual del 10%.

Nota (2): Valor residual entendido como flujos descontados hasta que los costos se intercepten con los ingresos.

