



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**ANÁLISIS DE LA CREACIÓN DE UN
FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE LOS
PRECIOS DE LA ENERGÍA PARA EL
FOMENTO DE LA ENERGÍA
RENOVABLE**

SEBASTIÁN ANDRÉS ROMERO MOREAU

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, Enero, 2014

© 2014, Sebastián Andrés Romero Moreau



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**ANÁLISIS DE LA CREACIÓN DE UN
FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE LOS
PRECIOS DE LA ENERGÍA PARA EL
FOMENTO DE LA ENERGÍA
RENOVABLE**

SEBASTIÁN ANDRÉS ROMERO MOREAU

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

ENZO SAUMA SANTIS

ESTEBAN GIL SAGAS

LUIS ABDÓN CIFUENTES LIRA

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Enero, 2014

A mi familia y a los que me
acompañaron en este largo camino.

AGRADECIMIENTOS

Quiero comenzar agradeciendo a todos aquellos que hicieron posible el desarrollo de esta investigación, en especial al Dr. Ing. Hugh Rudnick por sus sabios consejos y apoyo en todo momento. Además agradecer a las personas Systep por toda su ayuda.

Agradezco especialmente a mi familia, en especial a mis padres, Cesar y Carmen Gloria, quienes con santa paciencia vivieron este largo proceso apoyándome en todo momento, con un sabio consejo o unas palabras de ánimo.

Por último, no puedo dejar de mencionar a mis amigos, en especial a mis compañeros de magister, quienes vivieron y apoyaron esta investigación a través de consejos y paciencia.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL.....	iv
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS.....	x
RESUMEN.....	xv
ABSTRACT	xvii
1. Introducción.....	1
1.1 Mecanismos de apoyo a las energías renovables	3
1.1.1 Feed-in tariffs.....	4
1.1.2 Feed-in premium.....	6
1.1.3 Renewable portfolio standard	7
1.1.4 Competitive bidding processes	9
1.1.5 Formas de apoyo financiero.....	9
1.2 Formas de apoyo a las energías renovables en Sudamérica.....	11
1.2.1 Brasil.....	12
1.2.2 Argentina	14
1.2.3 Ecuador	15
1.2.4 Perú	15
1.2.5 Chile.....	16
1.3 Fondos de estabilización	18
1.4 Fondo de estabilización de precios de la energía	23
1.5 Estructura de la Tesis	26

2.	El Sector Eléctrico Chileno	29
2.1	Generación en el SIC y SING	32
2.1	Capacidad instalada y generación ERNC	34
3.	Modelación del Fondo de Estabilización de precios de la energía	36
3.1	Supuestos para el funcionamiento del Fondo de Estabilización	36
3.2	Modelo de optimización y modelo de evaluación del Fondo	48
3.2.1	Función objetivo	49
3.2.2	Restricciones	50
3.2.3	Etapas 1: Optimización	52
3.2.4	Etapas 2: Evaluación	53
3.2.5	Indicadores de desempeño de las soluciones	55
4.	Proyección de precios: Modelación del sistema y supuestos utilizados	58
4.1	Precios de combustibles	60
4.2	Proyección de demanda para el SIC	62
4.2.1	Proyectos mineros e industriales en el SIC Norte	63
4.3	Proyección de demanda para el SING	65
4.3.1	Proyectos mineros e industriales en el SING	66
4.4	Requerimiento de energía renovable no convencional.	67
4.5	Metodología para la definición del plan de obras de generación	68
4.6	Metodología para la definición del plan de obras de transmisión	70
4.7	Resultados de las proyecciones de precios	70
4.7.1	Plan de obras de generación	71
4.7.2	Plan de obras de transmisión	73
4.7.3	Proyección de costos marginales	74
4.7.4	Análisis de variabilidad de costos marginales en función de la hidrología	80
5.	Resultados de la modelación	83
5.1	Evaluación del Fondo para el caso inferior	85
5.2	Evaluación del Fondo para el caso superior	96
5.3	Test de estrés	107

5.4	Contratos de suministro.....	118
5.5	Reducción de emisiones	122
6.	Conclusiones.....	126
6.1	Evaluación y análisis del Fondo de Estabilización.	126
6.2	Resultados de la evaluación del Fondo	126
6.3	Recomendaciones para el Fondo de estabilización.....	131
7.	Bibliografía	135
A N E X O S		138
8.	Anexo A: Modelo OSE 2000.....	139
8.1	Modelación matemática	139
8.2	Modelación generación	142
8.1	Modelación hidrológica	146
9.	Anexo B: Plan de obras de generación	147
10.	Anexo C: Variabilidad del costo marginal	153
10.1	Caso inferior:.....	153
10.2	Caso superior.....	156
11.	Anexo D: Análisis de variabiliadd de costos marginales	160
11.1	Corto plazo:.....	160
11.2	Largo Plazo:	168
12.	Anexo E: Resultados restringiendo probabilidad de quiebra.	179
12.1	Caso inferior.....	179
12.1	Caso superior.....	181

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1: - Estado de Proyectos ERNC en el país [MW] (Fuente: SEA, CDEC, CER, Ene 2013)	35
Tabla 3-1: Función de utilidad para distintos valor de gamma, para una central eólica con costo de desarrollo de 75 US\$/MWh.	38
Tabla 3-2: Función de utilidad para distintos valor de gamma, para una central eólica con costo de desarrollo de 75 US\$/MWh, para un esquema de precio estabilizado de 77,5 USD/MWh.	39
Tabla 3-3: Factor de planta para proyectos eólicos	44
Tabla 3-4: Factor de planta para proyectos solares	44
Tabla 3-5: Parámetros técnico-económicos asumidos para los proyectos eólicos	45
Tabla 3-6: Parámetros técnico-económicos asumidos para los proyectos solares	45
Tabla 3-7: Supuestos tasa WACC utilizada para el cálculo del costo de desarrollo.	47
Tabla 3-8: Costo de desarrollo por zona	48
Tabla 3-9: Potencia máxima disponible para cada bloque candidato al Fondo	52
Tabla 4-1: Proyección de precios de combustibles en el SIC	61
Tabla 4-2: Crecimiento de la demanda en el SIC	63
Tabla 4-3: Proyectos industriales y mineros en el SIC Norte	64
Tabla 4-4: Proyecciones del consumo de energía en el SIC Norte (GWh/año)	65
Tabla 4-5: Crecimiento de la demanda en el SING según clientes libres y regulados	66
Tabla 4-6: Proyectos industriales y mineros en el SING	67
Tabla 4-7: Plan de obras de transmisión en el SIC	74
Tabla 4-8: Costos marginales anuales promedio en barras de interés– Caso Inferior (US\$/MWh)	75
Tabla 4-9: Costos marginales anuales promedio en barras de interés – Caso Superior (US\$/MWh)	79
Tabla 5-1: Resultados obtenidos para la simulación y evaluación del Fondo de Estabilización para el caso inferior de costos marginales del sistema.	86

Tabla 5-2: Costos marginales promedio para cada barra de referencia para los años de evaluación del Fondo de Estabilización, caso inferior.	88
Tabla 5-3: Costos marginales promedio para cada barra de referencia para los años de evaluación del Fondo de Estabilización, caso superior.	97
Tabla 5-4: Resultados obtenidos para la simulación y evaluación del Fondo de Estabilización para el caso superior de costos marginales del sistema.	98
Tabla 5-5: Saldo final esperado del Fondo de estabilización para diferentes escenarios hidrológicos, caso inferior.	113
Tabla 5-6: Saldo final esperado del Fondo de estabilización para diferentes escenarios hidrológicos., caso superior.	116
Tabla 5-7: Saldo final esperado del Fondo de estabilización para diferentes escenarios hidrológicos., caso superior.	118
Tabla 5-8: Emisiones promedio del sistema eléctrico para ambos casos de proyección de costos marginales.	123
Tabla 5-9: Emisiones mitigadas por el Fondo de Estabilización según nivel de precio, caso inferior.	124
Tabla 5-10: Emisiones mitigadas por el Fondo de Estabilización según nivel de precio, caso superior.	125
Tabla 9-1: Plan de obras de generación simulado – Centrales en construcción	147
Tabla 9-2: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión	148
Tabla 9-3: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión (continuación)	149
Tabla 9-4: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión (continuación)	150
Tabla 9-5: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión (continuación)	151
Tabla 11-1: Resumen resultados relevantes costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2013 a 2018	161
Tabla 11-2: Resumen resultados relevantes costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2013 a 2018	163
Tabla 11-3: Resumen resultados relevantes costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2013 a 2018	164
Tabla 11-4: Resumen resultados relevantes costos marginales en Concepción 220KV – 2013 a 2018	166

Tabla 11-5: Resumen resultados relevantes costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2013 a 2018	167
Tabla 11-6: Resumen resultados relevantes costos marginales en Pozo Almonte 220KV – 2019 a 2023	169
Tabla 11-7: Resumen resultados relevantes costos marginales en Crucero 220KV – 2019 a 2023	170
Tabla 11-8: Resumen resultados relevantes costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2019 a 2023	172
Tabla 11-9: Resumen resultados relevantes costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2019 a 2023	173
Tabla 11-10: Resumen resultados relevantes costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2019 a 2023	175
Tabla 11-11: Resumen resultados relevantes costos marginales en Concepción 220KV – 2019 a 2023	176
Tabla 11-12: Resumen resultados relevantes costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2019 a 2023	178
Tabla 12-1: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso inferior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 5%.	180
Tabla 12-2: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso inferior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 2%.	180
Tabla 12-3: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso inferior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 0,1%.	181
Tabla 12-4: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso Superior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 5%.	182
Tabla 12-5: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso Superior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 2%.	182
Tabla 12-6: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso Superior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 0,1%.	183

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Capacidad instalada en cada uno de los sistemas eléctricos de Chile, datos a enero 2013.....	30
Figura 2-2: Generación bruta en cada uno de los sistemas eléctricos de Chile, datos a enero 2013.....	31
Figura 2-3: Porcentaje de generación según tecnología en el SIC (Fuente: Reporte mensual Systepe).....	33
Figura 2-4: Porcentaje de generación según tecnología en el SING (Fuente: Reporte mensual Systepe).....	33
Figura 3-1: Ejemplo del funcionamiento del Fondo de Estabilización, que muestra la evolución del saldo acumulado para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh en la barra P. Montt 220KV.....	40
Figura 3-2: Diagrama del proceso de optimización en dos etapas.....	49
Figura 3-3: Bloques de generación candidatos, con su respectivo costo de desarrollo	50
Figura 3-4: Ejemplo de la distribución de probabilidad del Saldo final del Fondo para una solución factible.	56
Figura 4-1: Plan de obras de generación a nivel anual – Caso Inferior	72
Figura 4-2: Plan de obras de generación a nivel anual – Caso Superior.....	73
Figura 5-1: Saldo acumulado promedio del Fondo de Estabilización, para un $P_e = 90$ US\$/MWh.....	84
Figura 5-2: Distribución de probabilidades del saldo final del Fondo de Estabilización, $P_e = 90$ US\$/MWh.....	85
Figura 5-3: Energía máxima a apoyar según una cierta rentabilidad exigida para distintos valores de precios estabilizados, caso inferior.	89
Figura 5-4: Probabilidad de quiebra para diferentes precios estabilizados ofrecidos por el Fondo de Estabilización, caso inferior.....	90
Figura 5-5: Distribución de probabilidad del saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según P_e entregado, caso inferior.....	91
Figura 5-6: Probabilidad acumulada para el saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según P_e entregado.....	91

Figura 5-7: Valor esperado y desviación estándar del Saldo anual del Fondo de estabilización, caso inferior.....	92
Figura 5-8: Energía máxima apoyada restringiendo la probabilidad de quiebra del Fondo.	93
Figura 5-9: Probabilidad acumulada de la pérdidas máximas a las que está expuesto el fondo de estabilización, caso inferior.....	95
Figura 5-10: Probabilidad acumulada de la duración de los periodos donde el fondo tiene saldos negativos, caso inferior.	96
Figura 5-11: Energía máxima a apoyar según una cierta rentabilidad exigida para distintos valores de precios estabilizados, caso superior.	99
Figura 5-12: Probabilidad de quiebra para diferentes precios estabilizados ofrecidos por el Fondo de Estabilización, caso superior.	100
Figura 5-13: Distribución de probabilidad del saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según Pe entregado, caso superior.....	101
Figura 5-14: Probabilidad acumulada para el saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según Pe entregado, caso superior.....	101
Figura 5-15: Valor esperado y desviación estándar del Saldo anual del Fondo de estabilización, caso superior.....	103
Figura 5-16: Energía máxima apoyada restringiendo la probabilidad de quiebra del Fondo.	104
Figura 5-17: Probabilidad acumulada de la pérdidas máximas a las que está expuesto el fondo de estabilización, caso superior.	105
Figura 5-18: Probabilidad acumulada de la duración de los periodos donde el fondo tiene saldos negativos, caso superior.	106
Figura 5-19: Probabilidad de quiebra según precio estabilizado para escenarios de estrés hidrológicos, Caso inferior.....	108
Figura 5-20: Probabilidad de quiebra según precio estabilizado para escenarios de estrés hidrológicos, Caso superior.....	108
Figura 5-21: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de un año húmedo durante su funcionamiento. - Caso inferior.	111
Figura 5-22: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de dos años húmedos durante su funcionamiento. - Caso inferior.....	112
Figura 5-23: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de un año húmedo durante su funcionamiento. - Caso superior.	114

Figura 5-24: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de dos años húmedos durante su funcionamiento. - Caso superior.....	115
Figura 5-25: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de un año húmedo durante su funcionamiento. - Caso superior.	117
Figura 5-26: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de dos años húmedos durante su funcionamiento. - Caso superior.....	117
Figura 5-27: Probabilidad de quiebra según porcentaje de contratación.	119
Figura 5-28: Curva C, saldo final esperado vs desviación estándar del portafolio óptimo para un $Pe = 80$ US\$/MWh.	120
Figura 5-29: Probabilidad de quiebra según porcentaje de contratación.	121
Figura 5-30: Curva C, saldo final esperado vs desviación estándar del portafolio óptimo para un $Pe = 87,5$ US\$/MWh.	122
Figura 10-1: Variabilidad del costo marginal mensual en Pan de Azúcar 220KV – Caso Inferior.....	153
Figura 10-2: Variabilidad del costo marginal mensual en Alto Jahuel 220KV – Caso Inferior.....	154
Figura 10-3: Variabilidad del costo marginal mensual en Puerto Montt 220KV – Caso Inferior.....	154
Figura 10-4: Variabilidad del costo marginal mensual en Encuentro 220KV – Caso Inferior.....	155
Figura 10-5: Variabilidad del costo marginal mensual en Pozo Almonte 220KV – Caso Inferior.....	155
Figura 10-6: Variabilidad del costo marginal mensual en Crucero 220KV – Caso Inferior.....	156
Figura 10-7: Variabilidad del costo marginal mensual en Pan de Azúcar 220KV – Caso Superior.....	156
Figura 10-8: Variabilidad del costo marginal mensual en Alto Jahuel 220KV – Caso Superior.....	157
Figura 10-9: Variabilidad del costo marginal mensual en Puerto Montt 220KV – Caso Superior.....	157
Figura 10-10: Variabilidad del costo marginal mensual en Encuentro 220KV – Caso Superior.....	158
Figura 10-11: Variabilidad del costo marginal mensual en Pozo Almonte 220KV – Caso Superior.....	158

Figura 10-12: Variabilidad del costo marginal mensual en Crucero 220KV – Caso Superior.....	159
Figura 11-1: Distribución de probabilidades de costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2013 a 2018	160
Figura 11-2: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2013 a 2018	161
Figura 11-3: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2013 a 2018	162
Figura 11-4: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2013 a 2018.....	162
Figura 11-5: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2013 a 2018	163
Figura 11-6: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2013 a 2018.....	164
Figura 11-7: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Concepción 220KV – 2013 a 2018	165
Figura 11-8: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Concepción 220KV – 2013 a 2018.....	165
Figura 11-9: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2013 a 2018	166
Figura 11-10: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2013 a 2018.....	167
Figura 11-11: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Pozo Almonte 220KV – 2019 a 2023	168
Figura 11-12: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Pozo Almonte 220KV – 2019 a 2023	168
Figura 11-13: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Crucero 220KV – 2019 a 2023	169
Figura 11-14 Probabilidad acumulada de los costos marginales en Crucero 220KV – 2019 a 2023.....	170
Figura 11-15: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2019 a 2023.....	171
Figura 11-16: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2019 a 2023	171

Figura 11-17: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2019 a 2023	172
Figura 11-18: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2019 a 2023	173
Figura 11-19: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2019 a 2023	174
Figura 11-20: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2019 a 2023	174
Figura 11-21: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Concepción 220KV – 2019 a 2023	175
Figura 11-22: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Concepción 220KV – 2019 a 2023	176
Figura 11-23: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2019 a 2023	177
Figura 11-24: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2019 a 2023	177

RESUMEN

La tesis realizada busca evaluar la creación de un Fondo de Estabilización de precios de la energía para fomentar el desarrollo de proyectos de energía renovables no convencionales (ERNC) en Chile, principalmente proyectos eólicos y solares. La implementación de este Fondo busca reducir los riesgos asociados a la volatilidad de los precios del mercado spot y, por lo tanto, facilitar el acceso a financiamiento de estos proyectos.

Este Fondo de Estabilización actuaría como un comercializador virtual, comprando energía a los desarrolladores de proyectos ERNC, a cambio de un precio estabilizado fijo en un horizonte de largo plazo. A su vez el Fondo vendería esta energía en el mercado spot al costo marginal, asumiendo el riesgo de comercialización asociado a la variabilidad de precios.

La evaluación del funcionamiento del Fondo busca determinar bajo qué condiciones de operación éste sería viable, y en qué medida es posible encontrar o definir parámetros de operación que permitan maximizar la energía apoyada por este instrumento. Por lo tanto, este análisis busca dar las primeras luces sobre las posibilidades y limitaciones que enfrentará el Fondo de Estabilización.

La metodología utilizada para evaluar el Fondo consta de dos etapas. Una primera etapa de optimización, en la cual se busca un portafolio de generación que maximiza la energía apoyada para una condición específica de operación del sistema. La segunda etapa evalúa cada portafolio óptimo para un gran número de condiciones de operación diferentes, para posteriormente analizar y clasificarlas las soluciones según criterios de desempeño, como generación total de energía, saldo final esperado y probabilidad de quiebra.

Palabras Claves: Fondo de estabilización, ERNC, estabilización de precios, comercialización de energía.

ABSTRACT

This research aims at evaluating the creation of an Energy Price Stabilization Fund to foment the development of nonconventional renewable energy projects (NCRE) in Chile, primarily, wind and solar projects. The implementation of this Fund looks to reduce the risk associated with spot market price volatility, and therefore, facilitate the funding project access.

This Fund acts like a virtual energy trade company, buying the energy to NCRE projects, in exchange for a fixed stable price through a long term horizon. The Fund will sell this energy in the spot market to the marginal cost, assuming the trading risk associate to the price variability.

The Fund evaluation looks to determinate under what operation conditions the Fund is viable, and under what extent it is possible to find or define the operation parameters which allow to maximize the energy support by this instrument. Therefore, the analysis gives the first insights on the possibilities and limitations that the Fund will face.

The methodology used for the Fund evaluation consists in two stages. The first optimization stage, in which it looks for a generation portfolio that maximizes the energy supported for a specific system operation condition. The second stage evaluates each optimum portfolio for a large number of different operation conditions, to

subsequently analyze and classify the solutions by some performance criteria, like total energy generated, expected final balance and bankruptcy probability.

Keywords: Stabilization Fund, NCRE, Price stabilization, Energy trading

1. INTRODUCCIÓN

En los mercados eléctricos desregulados se busca establecer una libre competencia en el sector generación, por lo que debiese existir un mercado mayorista de compra y venta de electricidad que se desarrolle en competencia perfecta. Esto se refiere a un mercado con un gran número de competidores, donde se vende un producto homogéneo, con información completa y gratuita. Además no deben presentarse barreras de entrada ni salida, y deberían evitarse costos de transacción. En general esto se logra parcialmente a través de mercados que cuentan con estructuras de bolsa, plataformas de negocio y contratación bilateral en forma física o financiera, todo esto bajo esquemas de coordinación de la operación entre los distintos agentes.

Dadas estas condiciones, la expansión del sistema de generación de manera de asegurar el suministro eléctrico bajo condiciones de eficiencia económica y confiabilidad recae en manos de inversionistas privados. Sin embargo, la volatilidad de los precios de la energía, de los precios de los combustibles, el desarrollo de políticas gubernamentales y los cambios regulatorios provoca que los inversionistas deban encarar un ambiente de inversión incierto y riesgoso. Todo esto atenta a poder cumplir con el adecuado desarrollo de las inversiones que aseguren el abastecimiento eléctrico.

Estos riesgos e incertidumbres han conseguido modificar el comportamiento de los inversionistas y la elección de tecnologías para abastecer los países. Según el *International Energy Outlook* del año 2011 (IEO2011), los altos precios de los

combustibles fósiles registrados entre los años 2003 y 2008, sumado a la creciente preocupación por las consecuencias ambientales que producen los gases de efecto invernadero, han renovado el interés en el desarrollo de tecnologías alternativas a los combustibles fósiles, como lo son la energía nuclear y la energía proveniente de fuentes renovables, principalmente apoyadas por incentivos gubernamentales. Es más, las energías renovables son las con mayor crecimiento proyectado con un crecimiento promedio de 3,1% desde el año 2008 al 2035 según ((US), 2010).

Dentro del análisis económico que se realiza para desarrollar las inversiones en el mercado eléctrico los conceptos de riesgo e incertidumbre son esenciales. Dentro de estos mercados existe incertidumbre sobre cómo se comportará en el futuro lo que afecta de forma directa a la toma de decisiones, lo que genera a su vez riesgo sobre los principales indicadores de inversión, retorno y rentabilidad de los inversionistas.

La variable más representativa del mercado eléctrico es sin duda el precio de la electricidad, el cual puede ser separado en dos valores principalmente; el precio *spot*, que representa el precio puntual de corto plazo, que corresponde al costo de operación de la última planta despachada. El precio *spot* muestra el estado instantáneo del mercado y su volatilidad representa la variabilidad asociada a diferentes factores de incertidumbre del mercado. Por el otro lado, es posible encontrar los precios que resultan de los contratos a largo plazo el cual representa el costo del mercado spot a largo plazo, junto con todas las coberturas necesarias para disminuir los riesgos propios de la

incertidumbre de los escenarios futuros. Con la proyección de estos dos factores, los agentes de mercado toman decisiones y evalúan que impacto tendrán los precios resultantes sobre sus negocios.

1.1 Mecanismos de apoyo a las energías renovables

Como se mencionaba anteriormente el desarrollo energético ha sido uno de los principales temas en todos los países en el último tiempo, esto debido a la gran preocupación que existe sobre cómo será abastecido el mundo en el futuro y cómo afectará esto al medio ambiente. Los países se han cuadrado en la búsqueda de un desarrollo que permita entregar un servicio seguro y de calidad, pero que a su vez se preocupe de cuidar el entorno. Es por esto que los países se preocupan de establecer *roadmaps* sobre como atacar las necesidades energéticas y cuáles serán los compromisos que se adquirirán con respecto al cuidado del medio ambiente.

El uso de las energías renovables es una de las soluciones establecidas para cumplir con estos desafíos. Por ejemplo en el año 2009, la EU se comprometió a generar un 20% de la producción de energía en base a energías renovables para el año 2020, dentro de las cuales se encuentran los proyectos de energía solar, eólica, mareomotriz, hidráulicos, entre otras.

Si bien estas energías se consideran energías ecológicas dadas sus bajas emisiones de gases efecto invernadero, algunos tipos de energías renovables, como la energía eólica, solar e hidráulica de pequeña magnitud, presentan problemas de irregularidad en la

generación. Esto conlleva a una volatilidad de los ingresos o hace necesario sistemas de almacenamiento de energía, lo que encarece los proyectos. Todo esto sumado a la volatilidades de precios propias del sistema, hacen poco atractivos estos proyectos para los inversionistas.

Es por esto que para lograr estos compromisos ambientales y energéticos, cada país ha desarrollado diferentes políticas o mecanismos que permitan apoyar la inversión en proyectos renovables.

A continuación una breve descripción de las políticas o mecanismos de apoyo a las energías renovables utilizados alrededor del mundo

1.1.1 Feed-in tariffs

Este esquema consiste en ofrecer un precio fijo por MWh producido, por encima del precio de mercado a los generadores. Generalmente se aplican por plazos entre los 10 años a 30 años. Este esquema cuenta generalmente con una obligación de compra por parte de los operadores del sistema aunque la demanda ya esté cubierta, asegurando a la generadora los ingresos por su energía producida.

El precio es calculado de tal manera que represente los costos de generación con el recurso renovable. Este debe ser lo suficientemente atractivo de manera que le permita recuperar la inversión a largo plazo, disminuyendo el riesgo financiero del proyecto.

Este sistema ha ido evolucionando dados los cambios en los mercados eléctricos (C. Batlle, Pérez-Arriaga, & Zambrano-Barragán, 2011) . Algunas características comunes son:

- a) Se establece una relación contractual con el operador del sistema, e.g. Alemania además de ser una ley, los generadores establecen un contrato con el operador del sistema.
- b) Creación de tarifas diferenciadas dependiendo de la tecnología utilizada, dado su nivel de madurez y costos asociados. Además está definido por la envergadura del proyecto o la localización de este. Esto busca disminuir el riesgo de sobrecompensaciones en tecnologías más maduras y eficientes como es el caso del la generación eólica en tierra. Para aplicar esto es necesario tener en cuenta el costo alternativo del proyecto (territorio utilizado), el factor de planta (disminuir el beneficio a medida que este aumenta) y evitar fomentar solo una tecnología a escala mayor.
- c) Se establece una disminución en la tarifa a pagar, esto debido a que se espera que con el tiempo las tecnologías vayan madurando y disminuyan sus costos.
- d) Se propone reajustes de los feed-in tariff de manera que no haya un exceso de oferta de una energía renovable en el mercado. Esto en muchas ocasiones puede generar un riesgo regulatorio que tiene efectos contrarios

a los perseguidos, ya que aumenta el costo de financiamiento para proyectos renovables dado que los flujos percibidos por el proyecto no son seguros, pudiendo no cumplirse las expectativas de los inversionistas

Estudios anteriores muestran que 50 países y 25 estados o provincias están utilizando este esquema. La experiencia más notable de este tipo de esquema es el caso de Alemania

1.1.2 Feed-in premium

Este esquema consiste en ofrecer al productor de energía renovable un premio por sobre el precio de mercado de manera que perciba una ganancia extra. El principal gestor de este esquema de apoyo es España, quién fue el primero en utilizarlo.

Existen otros países que han decidido implementar este tipo de sistema, como por ejemplo, Republica Checa donde, si el generador decide vender su energía directamente al operador de la red, recibe un premio fijo sobre la tarifa, o alternatively puede vender directamente al mercado (Klein et al., 2010). En este último caso el premio recibe el nombre de bono verde y es pagado sobre el precio de mercado. Además Eslovenia, Estonia, Dinamarca, entre otros han optado por introducir dentro de sus posibilidades el feed-in premium.

En algunos casos se establecen pisos y techos para el premio entregado. El piso se establece básicamente para darle una seguridad a las generadoras sobre sus ingresos futuros, y el techo es implementado de manera de evitar entregar sobre incentivos a las

energías renovables. Otra opción para prevenir sobrecostos es establecer un premio corredizo, como el implementado en Holanda, donde el premio disminuye a medida que el precio de la energía aumenta.

Dado la forma en que se implementa este esquema se podría decir que se compatibiliza mejor con los mercados eléctricos liberalizados, dado que expone a las generadoras a los riesgos de mercado, dándoles incentivos para establecer proyectos con mejores desempeño en el caso de energías fluctuantes.

1.1.3 Renewable portfolio standard

También conocido como Renewables Obligation o Tradable Green Certificates, este tipo de esquema de apoyo consiste en fijar una cantidad de electricidad a vender a los operadores que debe provenir de fuentes de energía renovable. En mercados liberalizados, estos *green certificates* involucran principalmente a distribuidores o comercializadores y en algunos países a los generadores. (Menanteau et al. 2010). Los certificados son emitidos por generadores renovables generalmente por cada MWh de energía "verde" generada.

Con este mecanismo los generadores se ven beneficiados por el hecho de vender su energía en el mercado y también a través de la venta de certificados, cuyo precio es fijado por la demanda de estos.

Existen diferentes formas de implementación:

- a) Establecer penalidades por no cumplimiento, las cuales se fijan sobre el valor del green certificate, e.g. en Suecia el cobro por no cumplimiento es el 150% del valor del certificado.
- b) Apoyo específico por tecnología, es decir, entregar más apoyo a las tecnologías que más lo necesitan. Una forma de realizar esto es entregando más certificados transables a las tecnologías menos rentables, como por ejemplo a la geotérmica, mareomotriz o solar.
- c) Contratos a largo plazo, donde se compromete la compra de certificados por 20 años, e.g. California, EEUU.
- d) Establecer un precio mínimo de transacción a los certificados, de manera de asegurar ganancias a los generadores.

A pesar de que se piensa que este esquema es un tipo de regulación por competencia, en realidad corresponde a un sistema de regulación por cantidad específico, dado que la cantidad de demanda de energía renovable es establecida por el gobierno en vez de por el deseo de los consumidores por energía de fuentes renovables. (Lemming, 2003)

Se ha implementado en 10 países y 46 estados o provincias (C. Batlle et al., 2011). En EEUU solo se utiliza esto a nivel de estados dado que a nivel federal la implementación de este plan ha fallado 25 veces por falta de acuerdo lo que ha congelado la implementación de este mecanismo a nivel de nación (Davies, 2009).

1.1.4 Competitive bidding processes

Este mecanismo consiste básicamente en realizar subastas de energía que incluyan a las generadoras renovables, de forma de conseguir la energía que proviene de estas fuentes al menor precio posible. La implementación consiste en un contrato a largo plazo, el cual permite al generador disminuir el riesgo producto de las variaciones de precio y por cambios en la regulación.

Al igual que en el caso anterior el operador del sistema es el encargado de fijar una cantidad de energía a subastar, es decir, se realizan sobre un porcentaje de la demanda total.

Las subastas pueden ser enfocadas a bloques de energía o directamente a incentivar ciertas tecnología. En Brasil, a partir del año 2008, se han realizado subastas por tecnologías. La primera subasta el año 2008 en Brasil fue para incentivar el desarrollo de biocombustible a partir de la caña de azúcar, donde se obtuvo un total de 2400 MW por 80 US\$/MWh a través de un contrato con un plazo de 15 años. EL año 2009 se realizó una subasta especial para energía eólica y el año 2010 se realizó otra enfocada en un mix de tecnologías renovables. (Carlos Batlle & Barroso, 2011)

1.1.5 Formas de apoyo financiero

Si bien estos no son esquemas propiamente tal, algunos gobiernos han optado por entregar facilidades financieras a los inversionistas interesados en energías renovables (Wiser & Pickle, 1997). Principalmente lo que se busca con este tipo de formas de apoyo

es reducir el riesgo financiero al cual se ven enfrentadas las empresas que inviertan en este tipo de proyectos, ya sean bancos privado, empresas particulares, etc. Dentro de estas se encuentran:

a) Préstamos a bajo interés (Low-interest loans)

Como su nombre lo dice, consiste en préstamos con bajos intereses para el desarrollo de estas iniciativas. Se busca privilegiar a pequeños desarrollos que no son capaces de recibir apoyo a través de reducción de impuestos. Generalmente estos préstamos provienen de un fondo acotado, el cual es financiado por el fisco.

b) Garantías de préstamo

Este mecanismo consiste en que el estado o alguna institución con capacidad financiera para soportar la inversión es puesta como aval del préstamo. Este tipo de método de apoyo es utilizado para el desarrollo de varios proyectos además de los relacionados con energía renovable. Se busca que los créditos que se otorguen sean a largo plazo y con buenas tasas de interés.

Estos contratos están hechos de tal manera que el aval no cubra el 100% de la deuda, de manera de entregar los incentivos correctos al inversor para maximizar su desempeño.

c) Project aggregation

Consiste en fomentar la creación de grupos de proyectos de energía renovables de pequeño tamaño y que presenten gran variabilidad de producción. Con la creación de

estos grupos los proyectos pueden apoyarse entre sí, de tal manera de reducir la variabilidad y, por lo tanto, el riesgo financiero. De esta manera estos proyectos pueden optar a contratos y a mejores formas de financiamiento.

Es necesario mencionar que esto se logra cuando se combinan proyectos cuya variabilidad pueda ser anulada entre sí, es decir, que tengan una producción no correlacionada positivamente.

Este tipo de mecanismo ha sido implementado en otras áreas productivas en los Estados Unidos, como lo son la producción de trigo y de arándanos, con resultados positivos.

1.2 Formas de apoyo a las energías renovables en Sudamérica

El apoyo a las energías renovables se ha desarrollado desde hace mucho tiempo en Sudamérica, a través de incentivos fiscales a nivel estatal o municipal. Países como Brasil y Argentina optaron por implementar un esquema feed-in tariff a principios de la década del 2000, los cuales no tuvieron mucho éxito. En una segunda oleada de reformas a partir del año 2008, Brasil comenzó a utilizar subastas específicas de energía para fomentar el desarrollo de las energías renovables. Estas subastas se presentaban como una buena oportunidad, dado que permitían conocer los costos de estas energías y entregaban buenas señales de inversión, reduciendo a su vez el riesgo a través de contratos a largo plazo. Si bien algunos países optaron por esta opción, Chile optó por establecer una política de cuotas para todos los generadores.

A continuación un pequeño resumen de la situación de los países de la región

1.2.1 Brasil

El año 2002, se lanzó un programa basado en un feed-in tariff, llamado "Proinfa", que buscaba fomentar 3300 MW de energía eólica, biomasa y minihidro, en cuotas de 1100 MW para cada tecnología, ofreciendo contratos con una duración de 20 años. El precio promedio pagado por energía eólica a través de este mecanismo era de 140 US\$/MWh. Si bien esto impulsó el desarrollo eólico en Brasil, este programa fue duramente criticado, dado que los plazos se han aplazado en más de una ocasión y debido a la falta de señales económicas para incentivar la eficiencia y las mejoras tecnológicas (Carlos Batlle & Barroso, 2011).

Un segundo mecanismo fue puesto en marcha el año 2007, en el cual se les otorgaba un descuento en transmisión y distribución a los clientes libres que compraran energía proveniente de fuentes renovables. Esto en realidad era un subsidio cruzado en los costos de transmisión y distribución, y dependiendo de la ubicación del consumidor podía ser un apoyo significativo, lo que permitió vender la energía renovable a un precio alto.

Además se comenzó una serie de subastas específicas por tecnología para contratar un volumen determinado por el gobierno, aunque esta energía no haya estado contemplada en la predicción de la demanda de las distribuidoras. Este mecanismo se transformó en la herramienta principal para el desarrollo de la energía renovable en Brasil. La primera se

realizó el año 2008 para contratar nueva generación en base a cogeneración a través de caña de azúcar, que resultó en un total de 2400 MW de potencia contratada mediante contratos de 15 años a un precio de 80 US\$/MWh en promedio. Una segunda subasta se llevó a cabo el año 2009 para contratar energía eólica, donde se contrataron 1800 MW en base a contratos a 20 años diseñados para otorgar un pago fijo con propósitos financieros. El precio de esta subasta fue de 77 US\$/MWh en promedio. Es necesario mencionar que el factor de planta para las turbinas eólicas ganadoras fue cercano al 45%, un número bastante alto, lo que explicaría el nivel de los precios.

En Agosto del 2010 una tercera subasta se llevó a cabo, pero esta vez buscando incentivar un mix de tecnologías, entregando libertad a los inversionistas de ofertar a través de la fuente que encontraran más rentable. Con esta subasta se consiguió una capacidad adicional de 2900 MW para el sistema compuesto en un 71% por energía eólica con un precio promedio de 75 US\$/MWh, un 24,5% a través de Biomasa con un valor promedio de 82 US\$/MWh y por último lo restante mediante mini hidroelectricidad a un precio promedio de 81 US\$/MWh. En esta subasta nuevamente el factor de planta para las turbinas eólicas es en promedio de 45% lo que explicaría los 75 US\$/MWh de contrato y que a su vez genera temores sobre la capacidad de cubrir lo estipulado por estas generadoras.

Se ha ofrecido también incentivos a través de reducciones de impuestos y subsidios directos considerando valorización previa a la inversión. Por ejemplo, una reducción del

75% del impuesto a la renta durante los primeros 10 años de operación y formas especiales de financiamiento en algunas regiones.

1.2.2 Argentina

Dada la crisis económica sufrida el año 2001 el desarrollo energético de este país pasó de mano de los privados a ser una responsabilidad del gobierno nacional. Como política estatal posterior a la crisis los precios de los commodities, entre ellos la electricidad, fueron fijados y subvencionados lo que generó un crecimiento agresivo en la demanda energética.

Este último tiempo las decisiones de inversión del sector han sido tomadas por el gobierno mediante contratos de largo plazo. Estos contratos son adjudicados mediante subastas para tecnologías específicas que garantizan la compra y el pago de la energía de la generadora que se adjudica el contrato. Es por esto que el año 2009, Enarsa (Energía Argentina S.A. empresa nacional creada el año 2004) organizó una subasta específica para incentivar el desarrollo de las energías renovables, básicamente de energía eólica. Esta subasta ofrecía contratos por 15 años. Para un total de 895 MW a ser construidos en un plazo de 2 años, un 84,2% fue contratada mediante energía eólica y el resto a través de un mix entre biomasa, geotérmica, solar y en base a biocombustible. El precio de oferta ganador fue de 150 US\$/MWh, con un factor de planta alrededor del 40% (Carlos Batlle & Barroso, 2011).

1.2.3 Ecuador

El desarrollo de las energías renovables en este país ha sido esporádico y a baja escala.

El año 2000 se autorizó un feed-in tariff para la instalación de energía fotovoltaica con un valor de 520 US\$/MWh, pero nunca se utilizó. Durante los años 2003 al 2006 se instalaron algunos paneles fotovoltaicos de manera aislada, los cuales fueron financiados con un aumento de aproximadamente el 10% sobre el consumo de clientes industriales y comerciales (Carlos Batlle & Barroso, 2011).

Actualmente, se está desarrollando un programa de electrificación rural para la zona del Amazonas mediante colaboración fiscal. Esta medida busca instalar paneles fotovoltaicos de 200 W en 15000 viviendas antes del 2013. Además está presupuestada la entrada en operación de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1.5 GW para el año 2016 y la segunda etapa con 4 GW más para el año 2020, que buscan alimentar la misma zona.

1.2.4 Perú

Al igual que Brasil, han optado por subastas de tecnologías específicas para fomentar el desarrollo de las fuentes renovables. En Febrero y Julio del 2010 se llevaron a cabo subastas para fomentar centrales solares, eólicas, en base a biomasa y mini hidráulicas. Los ganadores tuvieron acceso a contratos a 20 años con las distribuidoras.

En este caso 90 MW de energía solar, 140 MW de energía eólica, 27 MW de biomasa y 160 MW de mini hidroelectricidad fueron contratadas a un precio de 220, 80, 63 y 60 US\$/MWh respectivamente.

1.2.5 Chile

A diferencia de los otros países de la zona, Chile ha seguido una estrategia diferente. Si bien las distribuidoras realizan contratos por subastas para abastecer a los clientes regulados no existe discriminación por tecnología. Aun así el año 2009 una central eólica ganó un contrato por 15 años que le obligaba a producir 275 GWh al año los cuales se venderían a un precio de 95 US\$/MWh.

Es necesario mencionar que a partir del año 2008 la regulación tuvo un cambio y se incorporó un sistema de cuotas para fomentar el desarrollo de las energías renovables. Este sistema obliga a las empresas generadoras eléctricas, con capacidad instalada superior a 200 MW, a comercializar un 10% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40 MW, ya sean propios o contratados a partir del 1 de Enero del año 2010, según establece la ley 20.257 del Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción.

El cumplimiento de este sistema será puesto en marcha de manera gradual, siendo solo necesario abastecer un 5% entre los años 2010 a 2014, y aumentando un 0,5% año a año para así alcanzar el 10% para el año 2024.

La ley permite que una empresa eléctrica traspase sus excedentes a otra empresa, pudiendo incluso realizarse este traspaso entre empresas en distintos sistemas eléctricos (SIC y SING).

Para el cumplimiento de esta ley se estipuló que el no cumplimiento tendrá un cargo de 0,4 UTM por cada MWh (33 US\$/MWh de febrero 2012) de déficit respecto a la obligación. Si dentro de los 3 años posteriormente a un incumplimiento la empresa vuelve a fallar a su compromiso la multa aumenta a 0,6 UTM por cada MWh de déficit (49,7 US\$/MWh de febrero 2012).

Las energías que se encuentran dentro del espectro de renovables no convencionales son las siguientes:

- a) Centrales hidroeléctricas con potencia máxima de 40 MW, la que se corrige con un factor proporcional (FP) que se calcula de la siguiente manera

$$FP = 1 - \frac{Pot. central - 20 MW}{20 MW}$$

(1-1)

- b) Instalaciones de cogeneración eficiente, donde con un mismo proceso se genere calor y energía eléctrica, con una potencia inferior a 20 MW.
- c) Instalaciones de energía Solar

- d) Instalaciones de energía eólica on-shore y off-shore
- e) Instalaciones de energía mareomotriz
- f) Instalaciones de energía geotérmica
- g) Etc.

Finalmente, esta ley será aplicable a todos los contratos de energía firmados a partir del 31 de Agosto del 2007 y las empresas eléctricas deberán acreditar que al menos el 50% del incremento anual de la obligación ha sido cumplido con inyecciones de energía propios o contratados, mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique discriminación arbitraria.

1.3 Fondos de estabilización

Los fondos de estabilización son mecanismos que permiten ahorrar los ingresos de periodos de abundancia para luego financiar gastos en periodos de crisis. Se trata en general de fondos de reserva asociados al precio de los principales productos que facilitan la ortodoxia de las políticas fiscales y que a su vez, hacen más transparentes la implementación de políticas públicas contra cíclicas.

El objetivo de los fondos de estabilización es reducir el impacto de la volatilidad de los ingresos procedentes de los productos que afectan a las empresas y al crecimiento del país.

Si bien los países podrían acceder a deuda internacional para suavizar los ingresos o gastos, el acceso al mercado de capitales internacional está restringido para los países desarrollados, dado que la percepción de que los países en vías de desarrollo tienen un alto riesgo de *default* a causa de la inestabilidad de sus ingresos, es decir, de su capacidad de pago.

Como respuesta a esta dificultad para acceder a créditos internacionales, los países y a nivel de las empresas, utilizan instrumentos financieros y/o crean fondos de estabilización para cubrir estos riesgos.

Alrededor del orbe existen muchos ejemplos de fondos de estabilización, mayoritariamente relacionados con la estabilización de precios de hidrocarburos como el petróleo. El año 1960, Kuwait crea el Fondo General de Reserva (FGR), a partir del superávit producto del descubrimiento y explotación del petróleo. En el año 1976, las autoridades establecieron un segundo fondo de ahorro llamado, Fondo de Reserva para las Generaciones Futuras (FRGF), la idea de este fondo era aislar y proteger los activos del país de interferencias políticas. Todos estos recursos ahorrados durante los años permitieron cubrir parte de los gastos gubernamentales producto de la crisis regional a principio de los años 90 cuando la infraestructura petrolera fue dañada seriamente.

Noruega por su parte desde el año 1990 estableció el Fondo Estatal del Petróleo, debido al incremento del gasto en pensiones y decremento de los ingresos provenientes del petróleo. Este fondo acumula recursos cuando el gobierno central logra un superávit

fiscal total, el cual depende principalmente del precio del petróleo y del tamaño del déficit no asociado al petróleo. Este fondo ha servido como una herramienta para ayudar a manejar los recursos necesarios para enfrentar el creciente gasto en pensiones y para mejorar la política fiscal contracíclica.

En América Latina existen fondos de estabilización desde hace muchos años. Por ejemplo, en Colombia el año 1940 se creó el fondo de estabilización del precio del café, donde se buscaba asegurar el valor de este commodity, de manera de incentivar la inversión en esta industria y además regular los precios internacionales (Otero, 2000). En Colombia también se creó, el año 1995, el fondo de ahorro y estabilización petrolera. En Ecuador, se creó el Fondo de Inversión Social y Productivo y Reducción del Endeudamiento Público el año 2002.

En Chile se han creado diversos fondos de estabilización, como por ejemplo, el Fondo de Compensación del Cobre creado el año 1985 y puesto en marcha el año 1987. Al igual que Noruega, este fondo operaba a partir del superávit producido por la política fiscal de la época. El Fondo de Compensación del Cobre provenía exclusivamente de los retornos generados por la Compañía del Cobre de Chile (CODELCO), sus recursos eran administrados por el Banco Central de Chile y eran tratados como una reserva internacional. Este fondo fue sustituido por el Fondo de Estabilización Económica y Social (FEES), el cual fue creado el 6 de marzo de 2007. El FEES permite financiar eventuales déficit fiscales y realizar amortizaciones de la deuda pública, contribuyendo

de esta forma a que el gasto fiscal no se vea mayormente afectado por los movimientos de la economía mundial y la volatilidad de los ingresos que provienen de los impuestos, el cobre y otras fuentes, evitando así tener que recurrir al endeudamiento para financiar el presupuesto del estado.

Otro fondo existente, es el Sistema de Protección al Consumidor (SIPCO), el cual fue establecido en Febrero del año 2011, con el fin de suavizar las fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles. Este fondo se aplica para el uso de gasolina, diesel, gas propano líquido y gas natural comprimido para propósitos de transporte (Sauvage, 2010). Este fondo actúa sobre el gravamen impuesto sobre la primera venta o importación del producto en cuestión. Se basa en un precio de paridad de importación (IPP) y un precio intermedio de referencia (iRP), ambos calculados en una base semanal. El IPP se obtiene con el promedio de las dos semanas anteriores de los costos, los seguros y el flete, además de otros factores como los impuestos de aduana, la tasa de cambio entre pesos chilenos y dólares, la logística y los márgenes de importación. A su vez el iRP es calculado como el promedio del precio del combustible en el pasado cercano y el futuro próximo, a través de la siguiente fórmula.

$$iRP = (1 - \alpha) * HP(n) + \alpha * FP(m) + CS(s)$$

(1-2)

Donde

$HP(n)$, es el promedio del precio del petróleo las pasadas n semanas. El parámetro n varía entre 8 a 30 semanas.

$FP(m)$ es el promedio anticipado del precio futuro del petróleo los próximos m meses. El parámetro m varía entre 3 a 6 semanas.

$CS(s)$ es el promedio del precio de refinamiento de las pasadas s semanas. El parámetro s varía entre 8 a 30 semanas.

El parámetro α varía entre 0 y 0.5

Para este fondo se estableció una banda de 12.5% al rededor de cada iRP, de manera que si el IPP excede el techo de la banda (o cae por debajo del suelo de esta) una reducción (incremento) en la tasa de interés específica de los combustibles (IEC) es aplicado de la siguiente manera

$$IEC^{tot} = IEC + IEC^{var}$$

(1-3)

Donde IEC es la base taxativa del impuesto y IEC^{var} es calculada en base a la diferencia entre iRP e IPP.

Si bien, los fondo de estabilización son una buena manera la estabilidad económica también es importante tener claro que estos fondo pueden tener un alto costo tributario si las condiciones de mercado se mantienen adversad durante un periodo prolongado de tiempo. Por ejemplo, el SIPCO o anteriormente Fondo de estabilización de precios del

combustible (FEPCO), debió ser apoyado por el gobierno en más de una oportunidad. Este fondo se creó con un saldo inicial de MMUS\$ 10 el año 2005 y para el año 2007 el gobierno tuvo que inyectar MMUS\$ 60 extras para poder mantenerlo en funcionamiento. Posteriormente durante el gobierno de Michelle Bachelet se anunció una nueva inyección de MMUS\$ 1.000 y durante el año 2011 se inyectaron MMUS\$ 200 adicionales, todo esto producto de las continuas alzas experimentadas por precio del petróleo.

Es posible aplicar fondos de estabilización de precios a cualquier tipo de commodity, siempre que se ajuste el funcionamiento de este a la naturaleza de producto cuyo precio se busca estabilizar. Dado que la electricidad es un commodity, es posible establecer un fondo para estabilizar su precio. Para hacer esto es necesario considerar que a diferencia de otros commodities, la electricidad no cuenta con la capacidad de almacenarse por sí misma, por lo tanto, los precios futuros dependen en gran medida de la demanda dada en ese momento.

1.4 Fondo de estabilización de precios de la energía

Los desarrolladores de proyectos de energías renovables en Chile enfrentan principalmente dos problemas para conseguir financiamiento para realizar sus proyectos. Primero la incapacidad de suministrar energía programada debido a su intermitencia de generación, dada por la variabilidad intrínseca de los recursos utilizados para la generación de energía, como es el caso del viento y el sol para los proyectos eólicos y solares respectivamente. Producto de este patrón a las energías renovables volátiles les

es difícil establecer contratos con clientes libres o distribuidoras que requieren de un suministro continuo.

En segundo lugar, y producto de las intermitencias mencionadas, estas centrales frecuentemente deben vender la energía que generan directamente al mercado spot, donde existe otro riesgo de mercado asociado a la volatilidad de precios como resultado de la variabilidad hidrológica. Esto dificulta aún más predecir los ingresos futuros de dichos proyectos, los cuales son un factor importante para obtener financiamiento por parte de las instituciones financieras.

La creación de un Fondo de Estabilización de precios como mecanismo de apoyo para el desarrollo de las energías renovables nace de la necesidad de los desarrolladores de proyectos ERNC de conseguir financiamiento. De esta forma este fondo buscaría reducir los riesgos asociados a la volatilidad de los precios del mercado spot, mediante la compra de la energía producida por generadores ERNC a un precio estable que entregue cierta seguridad sobre los ingresos futuros del proyecto, para de esta manera poder optar a financiamiento para su realización.

Este tipo de mecanismo de apoyo da la posibilidad de generar una carga fiscal baja en comparación con otros mecanismos de apoyo como el Feed-in tariff y Feed-in premium, y a su vez entrega una mayor seguridad a los inversionistas renovables que otros mecanismos como los certificados verdes, los cuales pueden tomar variados valores dependiendo de las características del mercado en el cual se transen.

En países del mundo se han desarrollado o están en evaluación mecanismos similares para la estabilización de precios de la energía. Por ejemplo, en Uruguay el año 2010 se creó el Fondo de Estabilización Energética, con el objetivo de reducir el impacto negativo del déficit de generación hidroeléctrica de manera de estabilizar los costos de la energía. Polonia por otro lado se encuentra evaluando la creación de un fondo de estabilización de precio de los certificados verdes de manera de poder disminuir el riesgo a los desarrolladores de proyectos renovables.

En la actualidad dentro del mercado chileno existe un mecanismo similar, el cual solo está disponible para los pequeños medios de generación (PMG) y los pequeños medios de generación distribuidos (PMGD), donde se les permite a estos generadores la posibilidad de establecer un contrato, donde se les ofrece un precio estabilizado por la compra de su energía, además de poder comercializar su energía en el mercado spot a costo marginal. El precio estabilizado que considera dicho contrato corresponde al precio de nudo de potencia y energía, determinado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) dos veces al año (Moreno, Mocarquer, & Rudnick, 2006)

El objetivo del Fondo propuesto es apoyar la mayor cantidad de proyectos ERNC, específicamente la energía generada por estos proyectos, en el marco de un mercado competitivo de precios y con un presupuesto limitado para financiar la implementación y operación del Fondo.

El análisis desarrollado busca determinar en primer término bajo qué condiciones el Fondo es viable, y en segundo lugar en qué medida es capaz de apoyar la mayor cantidad posible de proyectos, teniendo en cuenta los riesgos y compromisos existentes entre el apoyo de una determinada cantidad de energía y la variabilidad asociada al saldo acumulado del Fondo.

Para llevar a cabo la evaluación del Fondo, se realizó una proyección de los precios de la energía del sistema eléctrico chileno, específicamente para el Sistema Interconectado Central (SIC) y para el Sistema Interconectado del Norte Grande para un horizonte de 15 años (2013-2027), los cuales son utilizados como entrada para la evaluación del funcionamiento del Fondo de Estabilización.

Esta investigación está relacionada con un proyecto en evaluación por parte de una organización no gubernamental de los Estados Unidos en colaboración con el Ministerio de energía. Esta organización pretende financiar parte de los fondos necesarios para poner en funcionamiento un mecanismo como el que se evaluará en esta investigación. De esta manera algunos de los supuestos utilizados en esta investigación fueron obtenidos gracias a la ayuda del Ministerio de Energía.

1.5 Estructura de la Tesis

La tesis desarrollada se estructura en los siguientes capítulos:

- a) **Capítulo 2 - El sector eléctrico chileno**, donde se resume y describe las principales características de los sistemas eléctricos existentes en Chile.

- b) **Capítulo 3 - Modelación del Fondo de Estabilización**, este capítulo presenta los supuestos utilizados para modelar el funcionamiento del fondo de estabilización. Además se presenta el modelo utilizado, indicando la función objetivo, restricciones y los indicadores de desempeño con los cuales se analiza el funcionamiento del Fondo.
- c) **Capítulo 4 - Proyección de precios**, en este capítulo se entregan los supuestos utilizados para la proyección de costos marginales (combustibles, demanda y requerimientos de energía renovable), junto con la metodología utilizada para determinar el plan de obras y los resultados obtenidos al realizar las proyecciones, las cuales serán utilizadas como entrada para evaluar el funcionamiento del fondo de estabilización.
- d) **Capítulo 5 - Resultados de la modelación**, corresponde a los resultados de la evaluación del funcionamiento del Fondo, considerando los dos escenarios de proyección de precios utilizados. Además se adjunta un test de estrés realizado sobre el Fondo, para analizar su funcionamiento sobre condiciones hidrológicas húmedas (costos marginales bajos) y la reducción de emisiones equivalente producida por los proyectos que forman parte del fondo de estabilización.

- e) **Capítulo 6 - Conclusiones**, donde se resumen los principales hallazgos de la investigación y se entregan recomendaciones que son útiles en caso de querer implementar este mecanismo de apoyo a las energías renovables no convencionales

2. EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

El Fondo de Estabilización es modelado en el contexto del sector eléctrico chileno, en el cual se distinguen 3 actividades básicas, con especificaciones y funcionamientos propios e independientes entre sí.

La primera actividad, el sector de generación, el cual produce la energía eléctrica mediante el uso de diversas tecnologías y combustibles. Se caracteriza por sus proyectos de inversión a largo plazo, es intensivo en capital, posee retornos constantes a escala y es de libre competencia.

En segundo lugar, el área de transmisión, sector encargado del transporte de la energía entre los centros de generación y consumo. Se comporta como un monopolio natural, dado que existen economías de escala en esta actividad. Su acceso al negocio se realiza mediante la otorgación de permisos de concesión.

La tercera actividad corresponde al sector de la distribución, el cual recibe la energía desde la transmisión y la entrega a los consumidores finales. Se caracteriza por su desarrollo en zonas geográficas específicas, donde se presentan economías de ámbito. Posee un gran número de usuarios regulados de pequeño tamaño.

Tanto las actividades de generación como de transporte de energía, son desarrolladas por empresas de capitales privados. El Estado por su parte, toma la función de agente regulador, fiscalizador y planificador del mercado eléctrico. El Ministerio de Energía y

la Comisión Nacional de Energía (CNE), son los organismos representantes del Estado, encargados de coordinar el desarrollo de políticas, planes y normativas necesarias para el funcionamiento óptimo y eficiente del sector.

Debido a la geografía del país el sector eléctrico chileno está compuesto por cuatro sistemas independientes.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) abastece a la zona norte del país, desde Arica hasta Antofagasta. Concentra un 24,1% de la capacidad instalada del país, siendo esta casi exclusivamente térmica (99,7%) debido a la ausencia de recursos hidroeléctricos significativos en el norte de Chile. El mercado es altamente concentrado, donde tres actores concentran un 99% de la capacidad instalada: E-CL 54%, Endesa 24% y AES Gener 21%. El SING abastece principalmente a consumos mineros.

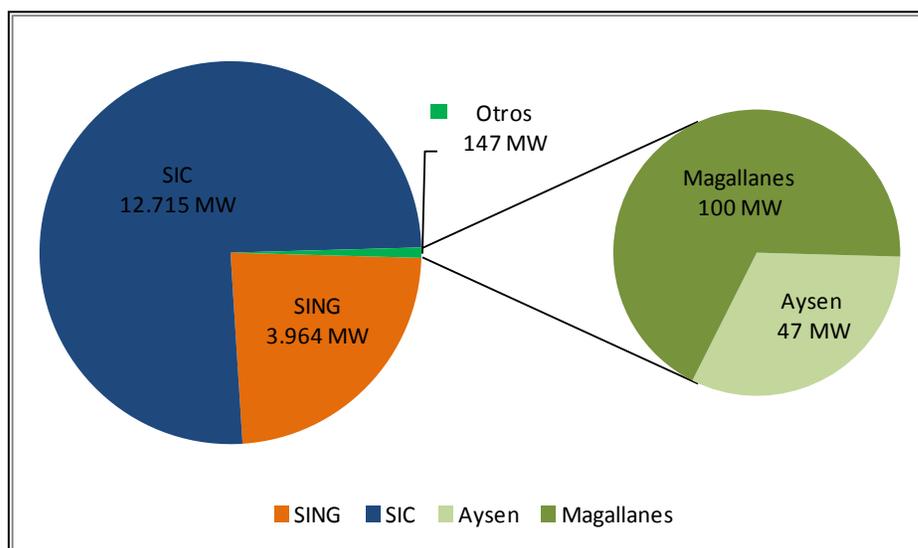


Figura 2-1: Capacidad instalada en cada uno de los sistemas eléctricos de Chile, datos a enero 2013.

El Sistema Interconectado Central (SIC) se extiende desde Taltal hasta la isla de Chiloé, abarcando la mayor parte del país. Concentra un 75% de la capacidad instalada, con un 53% de capacidad térmica y un 46% hidroeléctrica. Endesa (39,3%), Colbún (21,4%) y AES Gener (12,1%) concentran un 73,4% de la capacidad instalada, siendo al igual que el SING un sistema fuertemente concentrado en su propiedad. Abastece a más del 90% de la población del país.

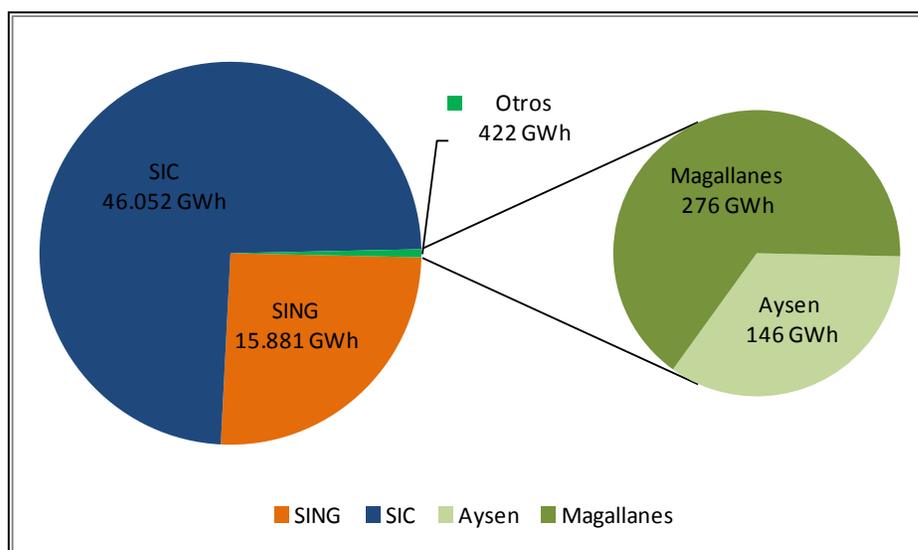


Figura 2-2: Generación bruta en cada uno de los sistemas eléctricos de Chile, datos a enero 2013.

Los sistemas eléctricos medianos de Aysén y Magallanes abastecen a las regiones del extremo sur de Chile. Entre ambos abastecen a un 0,7% de la población del país y concentran un 0,9% de la capacidad instalada.

En el SIC y el SING la regulación considera a la transmisión y distribución como actividades monopólicas reguladas dadas sus economías de escala y densidad. En el caso

de los sistemas medianos los tres segmentos (generación, transmisión y distribución) son regulados y operados por una misma empresa.

2.1 Generación en el SIC y SING

La evolución de la generación en el SIC y el SING en los últimos años se muestra en las Figura 2-3 y Figura 2-4. Como se menciona en (Ulloa, 2012), sin duda el cambio más importante en la última década es la fuerte disminución en la generación a gas natural luego de las restricciones a los envíos establecidas por Argentina desde el año 2004 y que llegaron a ser totales desde el 2007. En el SING el gas natural pasó de significar un 73% de la generación total en 2003 a un 12% el 2008.

La crisis del gas natural tuvo como consecuencia una situación de estrechez para ambos sistemas. En el corto plazo esta fue superada recurriendo a generación en base diesel, lo que provocó que durante los años 2007 y 2008 los costos marginales aumentaran fuertemente. En el mediano y largo plazo el gas natural ha sido reemplazado por generación hidroeléctrica y a carbón, convirtiéndose ésta última en la tecnología de expansión del sistema, no exenta de problemas, producto del rechazo ciudadano.

Actualmente el gas natural llega al país mediante barcos como gas natural licuado (GNL) y es regasificado en los terminales construidos en Quintero y Mejillones.

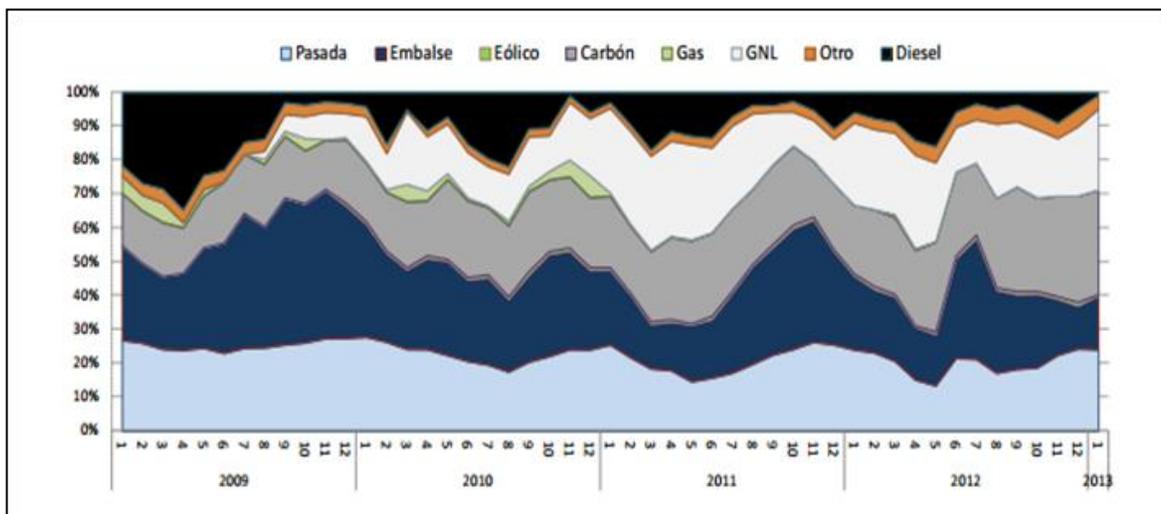


Figura 2-3: Porcentaje de generación según tecnología en el SIC (Fuente: Reporte mensual Syste¹).

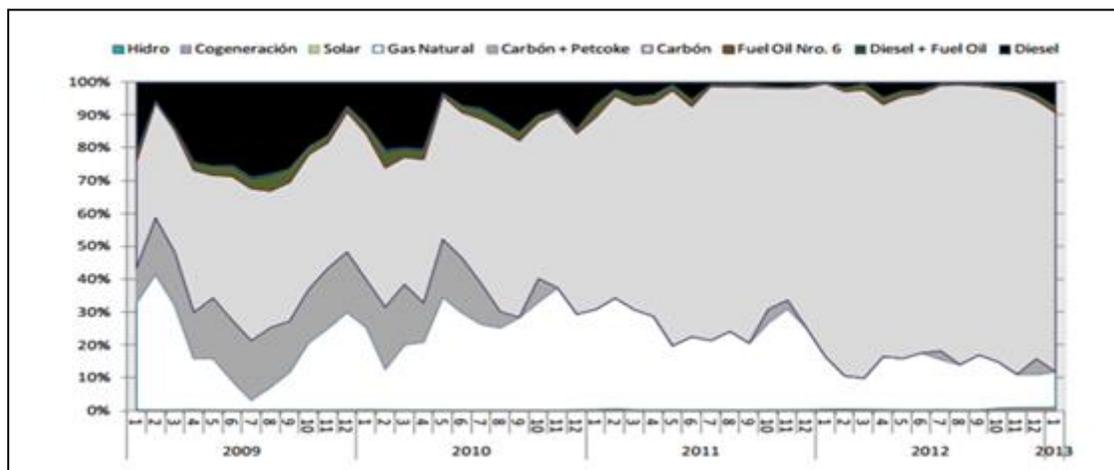


Figura 2-4: Porcentaje de generación según tecnología en el SING (Fuente: Reporte mensual Syste¹).

Queda de manifiesto también la fuerte dependencia de combustibles fósiles que presentan ambos sistemas, particularmente el SING, los que en nuestro país son

¹ Información disponible en la página web de la consultora: www.systep.cl

importados prácticamente en su totalidad. Lo anterior convierte a Chile en un país fuertemente dependiente energéticamente, lo que podría abrir una puerta para el desarrollo de energías renovables a partir de fuentes energéticas nacionales.

En el SIC es clara la fuerte aleatoriedad hidrológica, problema que se agudiza con la ocurrencia de sequías. Si se considera toda la estadística hidrológica considerada por la CNE correspondiente a los últimos 50 años, se tiene que para un año de sequía extrema (1998) la energía proveniente de todos los afluentes del sistema es un 63% inferior que la energía disponible para un año húmedo (1972) y un 53% inferior a un año normal.

Es importante destacar la baja participación de las ERNC, las que en 2010 representaron apenas un 1,8% de la generación total del país. De este porcentaje un 52% provino de centrales de pasada, un 32% de centrales eólicas y un 16% de biomasa.

De las características y tendencias observadas anteriormente, el reemplazo de la generación en base a gas natural por generación en base a diesel y carbón junto a la variabilidad hidrológica del SIC son las principales causas de las variaciones observadas en los costos marginales de ambos sistemas.

2.1 Capacidad instalada y generación ERNC

Durante el 2012 entraron en operación 11 centrales ERNC, 9 de ellas en el SIC totalizando 164,2 MW, una en el SING de 1,4 MW y una central aislada de 1 MW, incrementando en 167 MW la capacidad instalada del país. El 87% de lo ingresado al sistema corresponde a centrales de biomasa, un 11% a minihidro y un 2% a plantas

solares. Durante este año entraron en operación de las tres primeras centrales solares, aportando un total de 3,6 MW.

En el 2012 ingresaron a evaluación ambiental 5740 MW.de los cuales 3144 MW fueron solares, que por primera vez superan a los eólicos mostrando una nueva tendencia que hace alusión a la falta de generación para abastecer la demanda minera e industrial en el norte del país. En cuanto a la aprobación de proyectos, durante este periodo se aprobaron un total de 4796 MW, cifra claramente mayor que los 943 MW en proyectos renovables aprobados en el año 2011.

La generación en base a energía renovable no convencional alcanzó aproximadamente los 3.158 GWh, valor que corresponde al 4,83% de la generación total del sistema. Durante el 2012 el aporte ERNC a la inyección del SIC fue del 6,3% aproximadamente, basado principalmente en generación a partir de biomasa (51,4%), hidráulica (36,19%) y eólica (12,5%). En el SING, la generación ERNC tuvo una contribución porcentual menor alcanzando un porcentaje de 0,48%, de los cuales el 99,4% fue generado en base a energía hidráulica y el 0,6% restante en base a generación de energía solar.

Tabla 2-1: - Estado de Proyectos ERNC en el país [MW] (Fuente: SEA, CDEC, CER, Ene 2013)

Estado	Operación [MW]	Construcción [MW]	SEIA	
			RCA aprobado, sin construcción [MW]	En Calificación [MW]
Mini Hidro	278	114	228	87
Eólica	205	222	3.909	1.350
Biomasa	394	58	86	0
Solar	4	1	3.107	898
Geotermia	0	0	50	70
Total	881	395	7.380	2.405

3. MODELACIÓN DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA

En este capítulo se entrega información sobre los supuestos utilizados para realizar el modelo de evaluación de desempeño del Fondo. Además se entrega una descripción detallada de la modelación realizada.

3.1 Supuestos para el funcionamiento del Fondo de Estabilización

Los supuestos descritos a continuación corresponden a los supuestos básicos que deben ser acordados para la evaluación del Fondo de Estabilización. Estos supuestos permiten conocer una primera aproximación a la resolución de un problema de mayor complejidad, dado que entregarán una mirada global sobre el escenario en el cual se desarrollará este fondo.

Acceso al Fondo de Estabilización:

El ingreso al Fondo se realizará mediante licitación pública enfocada en proyectos eólicos y solares en todo el país, sin discriminación de la zona en la cual se encuentren. Para esta licitación el administrador del Fondo deberá fijar un precio sombra o precio techo de manera de apoyar en la búsqueda de financiamiento a los proyectos ERNC más eficientes.

Precio estabilizado de la energía:

Se considera que el Fondo entregará un precio único por unidad de energía generada, independiente de la tecnología o de la zona de conexión en que se encuentre el proyecto.

Este supuesto se basa en la idea de apoyar proyectos eficientes al menor precio posible sin privilegiar ningún tipo de tecnología renovable sobre otra.

Se evaluará un rango amplio de precios de manera de determinar las condiciones de operación del fondo para distintas situaciones factibles de precio estabilizado. El rango de precios utilizado va desde los 77,5 US\$/MWh hasta los 105 US\$/MWh. Este rango fue determinado considerando la viabilidad económica de ofrecer estos precios a los distintos inversionistas del sistema. Para esto se realizó un análisis en base a la función de utilidad de los accionistas descrita mediante la siguiente ecuación.

$$U = E[x] - \gamma \sigma_x^2$$

(3-1)

donde,

$E[x]$: valor esperado de la variable aleatoria analizada, en este caso el valor presente neto VPN de la central bajo estudio [MMUS\$].

γ : parámetro de aversión al riesgo.

σ_x^2 : varianza de la variable aleatoria analizada, en este caso corresponde a la varianza del VPN de la central bajo estudio.

Al realizar el análisis para la central con menor costo de desarrollo, que en este caso corresponde a una central eólica ubicada en la X región, con un factor de planta de 36% en promedio, es posible obtener los resultados presentados en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Función de utilidad para distintos valor de gamma, para una central eólica con costo de desarrollo de 75 US\$/MWh.

Gamma	E[VPN] [MMUS\$]	var[VPN] [MMUS\$]	Función de Utilidad
0,0	59,8	7,5	59,8
0,1	59,8	7,5	59,0
0,2	59,8	7,5	58,3
0,3	59,8	7,5	57,5
0,4	59,8	7,5	56,7
0,5	59,8	7,5	56,0
0,6	59,8	7,5	55,2
0,7	59,8	7,5	54,5
0,8	59,8	7,5	53,7
0,9	59,8	7,5	53,0
1,0	59,8	7,5	52,2

Si consideramos que el proyecto recibe un precio de 77,5 US\$/MWh por la compra de la energía que produce y realizamos un análisis similar (Tabla 3-2), se obtiene que para un factor de de aversión de riesgo superior a 0,5 es preferible recibir un precio fijo (o estabilizado) en vez de someterse a la variabilidad del precio spot, aun cuando el costo marginal promedio en la barra de conexión del proyecto se 85 US\$/MWh.

A partir de este resultado se considera para la evaluación del Fondo un precio estabilizado de 77,5 US\$/MWh. Precios estabilizados menores fueron evaluados pero los resultados obtenidos no presentaban argumentos económicos para incluirlos dentro de la evaluación del fondo.

Los supuestos económicos, como costos de inversión, factores de planta, la tasa de descuento, entre otros, utilizados para este análisis son descritos con mayor detalle en los siguientes puntos de esta sección.

Tabla 3-2: Función de utilidad para distintos valor de gamma, para una central eólica con costo de desarrollo de 75 US\$/MWh, para un esquema de precio estabilizado de 77,5 USD/MWh.

Gamma	E[VPN] [MMUS\$]	var[VPN] [MMUS\$]	Función de Utilidad
0,0	56,2	1,6	56,2
0,1	56,2	1,6	56,1
0,2	56,2	1,6	55,9
0,3	56,2	1,6	55,8
0,4	56,2	1,6	55,6
0,5	56,2	1,6	55,4
0,6	56,2	1,6	55,3
0,7	56,2	1,6	55,1
0,8	56,2	1,6	55,0
0,9	56,2	1,6	54,8
1,0	56,2	1,6	54,6

Ingresos y egresos del Fondo:

El Fondo de estabilización funciona como la figura de un comercializador de energía el cual compra la energía a un precio de compra (P_e) igual al precio estabilizado ofertado, y la vende al mercado al costo marginal de la barra de inyección de la energía. De esta manera los ingresos y egresos del Fondo estarán dados por la diferencia existente entre el precio de venta de la energía y el precio de compra. En el caso que el precio spot de la barra de inyección de los proyectos ERNC presentes en el Fondo sean mayores que el

precio estabilizado ofertado, el Fondo recibirá ganancias por concepto de la venta de energía; por el contrario, en el caso que el precio spot se encuentre bajo el precio estabilizado ofertado, el Fondo deberá cubrir la diferencia, asumiendo las pérdidas producto de la transacción. En la Figura 3-1 se ilustra de qué manera son percibidos los ingresos y egresos por el Fondo de Estabilización, considerando un precio estabilizado de 80 US\$/MWh para un proyecto ERNC ubicado en la X Región conectado en la barra de referencia Puerto Montt 220KV.

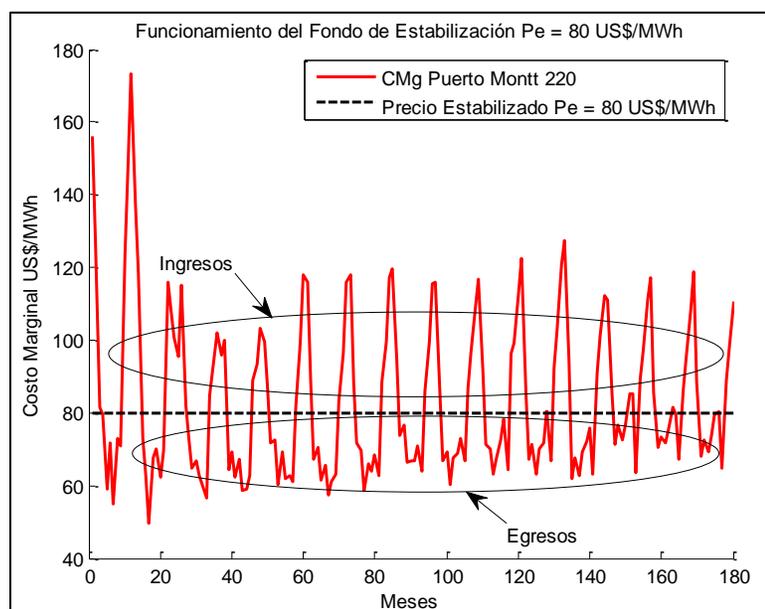


Figura 3-1: Ejemplo del funcionamiento del Fondo de Estabilización, que muestra la evolución del saldo acumulado para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh en la barra P. Montt 220KV.

Dado que el Fondo de estabilización comercializa su energía en el mercado spot, quedando expuesto al riesgo precio del mercado, una alternativa para diversificar dicho

riesgo es establecer contratos de energía, ya sea a través de las licitaciones de clientes regulados o directamente con clientes libres.

Saldo inicial del Fondo:

El Fondo contará con un saldo inicial de MMUS\$20, asumiendo que todo el dinero está disponible para la compra de energía durante el periodo de funcionamiento, sin establecer reservas ni fondos de rescate para eventuales periodos con saldos negativos.

Rentabilidad del Fondo:

Se asumió que este Fondo es financiado con capitales públicos, por lo que al Fondo no se le exige cumplir con una rentabilidad mínima al final de su horizonte de funcionamiento, incluso pudiendo terminar con un saldo final igual a 0 US\$, en cuyo caso se comportaría como un subsidio para los proyectos que participan del Fondo. De todos modos, el análisis realizado también incorpora soluciones alternativas para diferentes tasas de rentabilidad exigida al Fondo.

La tasa de rentabilidad y el saldo final del Fondo se calculan de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$SF = SI + \sum_k^{N_k} \sum_i^{T_f} (CMg_{k,i} - P_e) * h_i * fp_{k,i} * X_k$$

(3-2)

$$r = \left(\frac{SF}{SI} \right)^{\frac{12}{T_f}} - 1$$

(3-3)

donde,

SF: Saldo final del fondo después del horizonte de operación [MMUS\$].

SI: Saldo inicial del fondo [MMUS\$].

CM_{gk,i}: Costo marginal de la barra de conexión del proyecto k en el mes i [US\$/MWh].

fp_{k,i}: Factor de planta del proyecto k en el mes i [%].

X_k: Capacidad instalada del proyecto k [MW].

h_i: Horas de duración del mes i.

T_f = horizonte de evaluación [meses]

N_k = número de bloques de generación candidatos para el Fondo

r: Rentabilidad del Fondo de Estabilización [%].

Horizonte de duración:

Este Fondo debe ser capaz de apoyar a los proyectos por un plazo no menor a 10 años dado que las instituciones financieras buscan asegurar al menos un 70% de la deuda capital contraída con los gestores de proyectos. El plazo considerado para este Fondo en particular es de 15 años, de manera que sea equivalente a los contratos a largo plazo (PPA) que firman otros proyectos con tecnologías que pueden programar su generación, como es el caso de la energía termoeléctrica.

Factor de planta de los proyectos ERNC:

La generación de energía de los proyectos ERNC está determinada principalmente por el factor de planta de la tecnología, en función de la disponibilidad de viento o radiación solar en la zona donde se localiza el proyecto. Los factores de planta se estimaron como promedios zonales en base a las proyecciones realizadas por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. La Tabla 3-3 muestra los factores de planta mensuales por zona.

Tabla 3-3: Factor de planta para proyectos eólicos

Mes	Factor de planta por zona				
	III región	IV región	VIII región	IX región	X región
Enero	23%	27%	39%	28%	32%
Febrero	23%	27%	33%	22%	39%
Marzo	23%	27%	24%	21%	26%
Abril	24%	27%	20%	27%	30%
Mayo	20%	27%	22%	22%	35%
Junio	25%	28%	31%	31%	52%
Julio	32%	29%	37%	35%	45%
Agosto	31%	28%	32%	29%	47%
Septiembre	33%	30%	18%	39%	28%
Octubre	27%	31%	25%	34%	31%
Noviembre	24%	28%	42%	33%	30%
Diciembre	26%	27%	31%	30%	35%
PROMEDIO	26%	28%	30%	29%	36%

Tabla 3-4: Factor de planta para proyectos solares

Mes	Factor de planta por zona		
	I región	II región	III región
Enero	34%	37%	38%
Febrero	28%	32%	35%
Marzo	31%	31%	31%
Abril	27%	27%	25%
Mayo	23%	22%	20%
Junio	20%	19%	17%
Julio	21%	20%	17%
Agosto	25%	24%	22%
Septiembre	30%	29%	29%
Octubre	34%	34%	34%
Noviembre	36%	37%	38%
Diciembre	34%	36%	38%
PROMEDIO	29%	29%	29%

Parámetros técnico-económicos de los proyectos ERNC:

Los principales parámetros que, sólo para efectos de la evaluación del Fondo, definen la generación de energía y costos de operación de proyectos eólicos y solares que apoyaría el Fondo se muestran a continuación.

Tabla 3-5: Parámetros técnico-económicos asumidos para los proyectos eólicos

Parametro	Unidades	Zona				
		II región	IV región	VIII región	IX región	X región
Barra de Conexión		Crucero 220 kV	Maitencillo 220 kV	Concepción 220 kV	Temuco 220 kV	Puerto Montt 220 kV
Potencia máxima neta	MW	Restricción de 500 MW/año				
Consumos propios	%	1%	1%	1%	1%	1%
Tasa disponibilidad	%	97%	97%	97%	97%	97%
Mantenimientos		0	0	0	0	0
CVnC	US\$/MWh	10	10	10	10	10
Costos O&M	US\$/MW-año	22000	22000	22000	22000	22000
Costo de inversión	US\$/KW	2000	2000	2000	2000	2000
% Deuda	%	70%	70%	70%	70%	70%
Tasa de descuento	%	7.67%	7.67%	7.67%	7.67%	7.67%

Tabla 3-6: Parámetros técnico-económicos asumidos para los proyectos solares

Parametro	Unidades	Zona Norte		
		I región	II región	III región
Barra de Conexión		Pozo Almonte 220 kV	Crucero 220 kV	Diego de Almagro 220 kV
Potencia máxima neta*	MW	-	-	-
Consumos propios	%	1%	1%	1%
Tasa disponibilidad	%	97%	97%	97%
Mantenimientos		0	0	0
CVnC	US\$/MWh	0	0	0
Costos O&M	US\$/MW-año	10000	10000	10000
Costo de inversión	US\$/MW	2500	2500	2500
% Deuda	%	70%	70%	70%
Tasa de descuento	%	7.67%	7.67%	7.67%

Costos de Desarrollo:

A partir de los supuestos anteriores de factor de planta y parámetros técnico-económicos de los proyectos ERNC se determinó el costo de desarrollo promedio para los proyectos eólicos y solares que podrían participar en el Fondo, que es el precio promedio mínimo de venta de la energía que permite a dichos proyectos obtener retornos positivos, al utilizar una tasa WACC real de 7,67%, cuyo cálculo se basa en los supuestos presentados en la Tabla 3-7. Los supuestos utilizados coinciden con la información utilizada por la industria para la evaluación de este tipo de proyectos y considera la reducción de riesgo asociada a la implementación del Fondo de Estabilización, el cual actúa como un contrato de suministro en base a la producción de las centrales eliminando el riesgo precio.

La reducción de riesgo precio en base a esquemas que aseguran un nivel mínimo de retornos, ha sido estudiada en (Klessmann, Rathmann, & Jager, 2013; Rathmann, 2011), los cuales plantean que un esquema que asegura un ingreso estable para un proyecto, como es el caso del feed-in tariff, produce una reducción de un 8% en el costo nivelizado de una central ERNC. Además si se incluye que el mecanismo de apoyo asegura un ingreso estable pese a la existencia de restricciones de transmisión que pudiesen generar precios nodales menores al promedio del sistema, como es el caso del Fondo de Estabilización, se genera una reducción adicional en el costo nivelizado de una posible central ERNC de un 4%. Es decir, un mecanismo como el Fondo generará una

energía se repartió equitativamente usando bloques proporcionales de potencia asociados para cada tramo de costo de desarrollo. La Tabla 3-8 muestra los costos de desarrollo por tramo para cada zona evaluada.

Tabla 3-8: Costo de desarrollo por zona

Región	Tecnología	Potencia MW	Costo de Desarrollo para la tecnología		
			min	promedio	max
II	Eólico	100 MW	\$ 102	\$ 108	\$ 117
IV	Eólico	80 MW	\$ 93	\$ 97	\$ 104
IV	Eólico	50 MW	\$ 92	\$ 100	\$ 104
VIII	Eólico	60 MW	\$ 85	\$ 93	\$ 102
X	Eólico	150 MW	\$ 75	\$ 78	\$ 84
I	Solar	75 MW	\$ 100	\$ 103	\$ 107
III	Solar	40 MW	\$ 101	\$ 104	\$ 108

3.2 Modelo de optimización y modelo de evaluación del Fondo

El proceso de búsqueda de soluciones óptimas para el funcionamiento del Fondo se dividió en dos etapas secuenciales: Etapa de Optimización y Etapa de Evaluación de soluciones, ilustradas en la Figura 3-2 . El mismo proceso de optimización se utilizó para evaluar diferentes niveles de precio estabilizado, para los dos casos de proyección de precios de la energía.

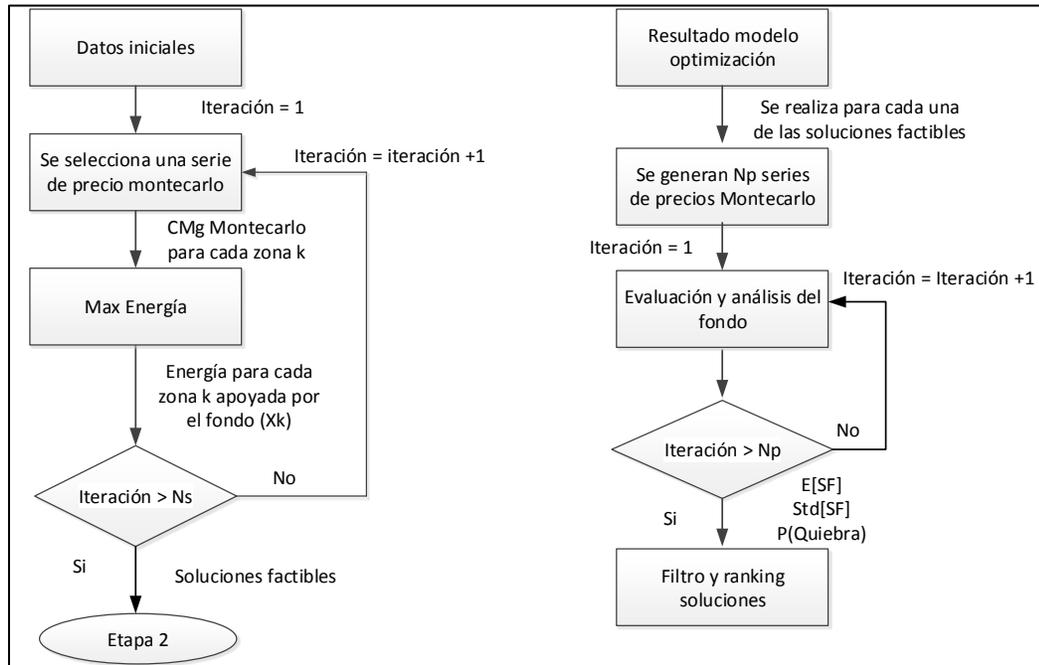


Figura 3-2: Diagrama del proceso de optimización en dos etapas

3.2.1 Función objetivo

La función objetivo utilizada busca maximizar la cantidad total de energía generada a partir de los proyectos ERNC apoyados por el Fondo, variando la potencia asociada X_k que es apoyada en cada uno de los N_k bloques candidatos:

$$\text{Max}_{X_k} \sum_{i=1}^{T_f} \sum_{k=1}^{N_k} fp_{k,i} * X_k * HRM_i$$

(3-4)

Donde

$fp_{k,i}$ = factor de planta para el bloque k para el mes i [%]

X_k = potencia apoyada en el bloque k [MW]

HRM_i = número de horas del mes i [hrs]

T_f = horizonte de evaluación [meses]

N_k = número de bloques de generación candidatos para el Fondo

En cada una de las siete zonas donde se ubican los proyectos solares y eólicos del plan de obras simulado, se dividió la oferta de generación en tres bloques con diferente costo de desarrollo, lo que da un total de $N_k = 3 * 7 = 21$ bloques candidatos, como se muestra en la Figura 3-3.

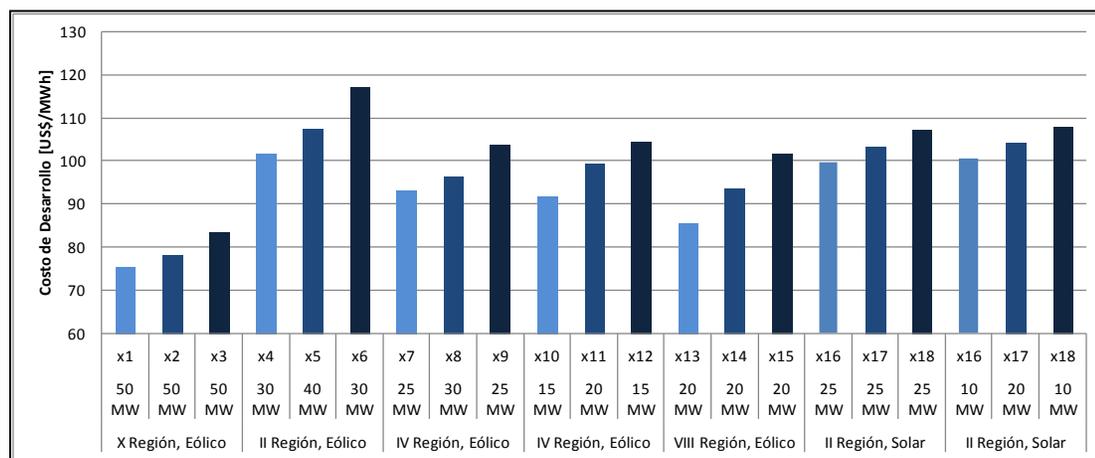


Figura 3-3: Bloques de generación candidatos, con su respectivo costo de desarrollo

3.2.2 Restricciones

Se consideraron las siguientes restricciones que limitan el espacio de búsqueda de las soluciones factibles:

Restricción de rentabilidad:

El Fondo debe tener una rentabilidad mínima que garantice que el saldo final sea mayor o igual a cero. El saldo final se calcula como el saldo inicial más los ingresos percibidos por venta de energía, menos los costos por la compra de la misma energía a precio estabilizado.

$$SI + \sum_k^{Nk} \sum_i^{Tf} (CMg_{k,i} - P_e) * HRM_i * fp_{k,i} * X_k \geq 0$$

(3-5)

Si la tasa de rentabilidad es igual a cero, el saldo final será igual al saldo inicial. En caso de que el saldo final sea igual a cero, la tasa de rentabilidad será negativa.

Restricción de potencia máxima:

Por consistencia con la proyección de costos marginales, la potencia máxima de los bloques candidatos debe ser menor o igual que la potencia eólica y solar simulada en la proyección de precios de la energía. Solo se consideran los proyectos que ingresan durante el periodo de postulación al Fondo de Estabilización (2015-2016). La Tabla 3-9 se muestra los valores máximos para cada bloque k.

$$0 \leq X_k \leq Xmax_k$$

(3-6)

Tabla 3-9: Potencia máxima disponible para cada bloque candidato al Fondo

Restricción de potencia para cada bloque de oferta [MW]																				
X Región, Eólico			II Región, Eólico			IV Región, Eólico			IV Región, Eólico			VIII Región, Eólico			I Región, Solar			III Región, Solar		
x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	x11	x12	x13	x14	x15	x16	x17	x18	x19	x20	x21
50	50	50	30	40	30	25	30	25	15	20	15	20	20	20	25	25	25	10	20	10

Restricción de rentabilidad de los proyectos apoyados:

Se asumió que el Fondo sólo puede apoyar proyectos de generación que resulten rentables por si solos, al comercializar la totalidad de su energía generada a precio estabilizado P_e . Por lo tanto, el costo de desarrollo de los proyectos apoyados debe ser menor que el precio estabilizado ofertado:

$$(C.Desarrollo_k - P_e) * X_k \leq 0$$

(3-7)

Según esta restricción, si la condición de diferencial de precio no se cumple para un bloque k, necesariamente la potencia apoyada para dicho bloque será igual a cero.

3.2.3 Etapa 1: Optimización

En la etapa de optimización se resolvió un modelo de optimización lineal restringido utilizando un algoritmo de búsqueda *Interior-point*, para calcular la cantidad máxima de energía que es posible apoyar con el Fondo, bajo una condición específica de operación:

- e) Se considera una serie aleatoria del CMg proyectado, que define el precio de venta de la energía al mercado spot. Se generaron N_s series de precio para optimización utilizando el método Monte Carlo; y
- f) Un precio estabilizado P_e ofertado, que define el precio de compra pagado por el Fondo a los proyectos ERNC que participan del Fondo. Se definió un rango de precios máximo y mínimo, y se discretizó dicho intervalo en N_e valores de precio estabilizado.

El proceso de optimización se repitió iterativamente N_s veces (Figura 3-2), y como resultado de esta primera etapa se obtuvieron N_s soluciones óptimas para cada nivel de precio estabilizado P_e .

Se utilizó un número de $N_s = 1.000$ iteraciones de optimización.

3.2.4 Etapa 2: Evaluación

En la etapa de Evaluación para cada una de las soluciones óptimas de la primera etapa se evaluó su funcionamiento bajo diferentes condiciones hidrológicas. Para ello, se generaron aleatoriamente, mediante el método Monte Carlo, un número N_p de series de precio partir de las proyecciones de costo marginal, completamente independientes de las series generadas para la etapa de optimización. El proceso consiste en sortear, mediante un generador de números aleatorios, una de las 50 hidrológicas para cada uno de los 15 años hidrológicos en los cuales se evaluará el Fondo. De esta manera se

obtiene una serie de precios que representa eventuales costos marginales en el sistema para hidrologías hipotéticas que podrían ocurrir en la realidad. El proceso descrito anteriormente se repite N_p para conseguir todas las series independientes de precio.

Para cada una de las N_s soluciones factibles, se evalúa el comportamiento del Fondo de manera mensual utilizando las ecuaciones descritas en las secciones 3.2.1 y 3.2.2, para determinar la energía apoyada y la evolución del saldo del Fondo de Estabilización, todo esto bajo las condiciones de mercado definidas para cada una de las N_p series de precios. Como resultado, se obtienen diferentes índices de desempeño utilizados para evaluar el Fondo. Las N_s soluciones factibles, muchas de las cuales en la práctica se encuentran repetidas, son filtradas para eliminar duplicados y luego ordenadas de acuerdo con los criterios de desempeño que se definan como prioritarios.

El resultado final obtenido en esta segunda etapa es un listado o ranking de soluciones factibles, de los conjuntos de potencias a apoyar X_k que permiten obtener la mayor generación promedio de energía, para un precio estabilizado determinado y con sus respectivos criterios de desempeño asociados. La solución óptima será aquella con mayor generación total de energía que cumpla con los criterios mínimos exigidos en términos de los indicadores de desempeño.

El proceso completo de optimización en dos etapas se repitió N_e veces para diferentes valores de precio estabilizado ofertado, de manera de obtener un barrido de cómo se modifican las soluciones óptimas al variar el precio estabilizado. A su vez, esta solución

iterativa por precio se repitió tanto para el caso superior de proyección de precios como para el caso inferior.

En el análisis del funcionamiento del Fondo se utilizó un total de $N_s = 2.000$ iteraciones de evaluación.

3.2.5 Indicadores de desempeño de las soluciones

Se definieron cuatro indicadores de desempeño para evaluar las soluciones factibles obtenidas del proceso de optimización:

E[SF] : Valor esperado del Saldo Final [MMUS\$]:

Es el valor promedio del saldo acumulado del Fondo al finalizar el periodo de evaluación, obtenido tras evaluar la solución para cada una de las N_p series de precios. Equivalentemente, es el valor de saldo final con probabilidad de ocurrencia acumulada igual a 50%.

$$E[SF] = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} SF_i}{N_p}$$

(3-8)

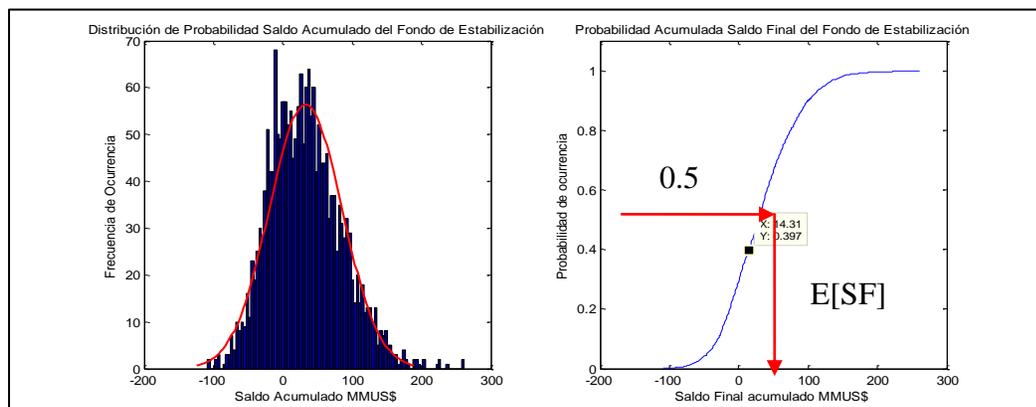


Figura 3-4: Ejemplo de la distribución de probabilidad del Saldo final del Fondo para una solución factible.

Std[SF]: Desviación estándar del Saldo Final [MMUS\$].

Es la desviación estándar del saldo acumulado del Fondo al finalizar el periodo de evaluación, obtenido tras evaluar la solución para cada uno de las N_p series de precios. Es un indicador de la dispersión que presenta el saldo final y por lo tanto mientras mayor sea Std[SF], mayor será el riesgo asociado a dicha solución.

$$Std[SF] = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_p} (E[SF] - SF_i)^2}{N_p - 1}}$$

(3-9)

Rentabilidad [%].

Tasa de rentabilidad promedio del Fondo, calculada como la tasa anual equivalente requerida para alcanzar el valor esperado de saldo final acumulado $E[SF]$. Se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$r = \left(\frac{E[SF]}{SI} \right)^{\frac{12}{T_f}} - 1$$

(3-10)

P(Quiebra): Probabilidad de quiebra del Fondo en el periodo de evaluación [%].

Es la probabilidad de que el saldo acumulado del Fondo alcance un valor negativo, en cualquier mes a lo largo del periodo de evaluación. Es decir, si en algún mes de alguna de las N_p series de precios el Fondo tiene un saldo acumulado menor que cero, se considera que esa serie ha quebrado, de esta manera la probabilidad de quiebra será el porcentaje de series de precios quebradas con respecto al total de series en evaluación (N_p),

$$P(\text{Quiebra}) = \frac{\# \text{ de series de precios quebradas}}{N_p}$$

(3-11)

4. PROYECCIÓN DE PRECIOS: MODELACIÓN DEL SISTEMA Y SUPUESTOS UTILIZADOS

Para determinar la proyección de precios se utilizó el modelo de despacho hidrotérmico OSE 2000. Este modelo permite optimizar la operación inter-temporal de los embalses existentes en un sistema eléctrico, minimizando los costos de operación, mantenimiento y falla esperados. Como resultado este modelo entrega el despacho económico de las unidades generadoras, el flujo por las líneas modeladas y los costos marginales en las barra del sistema que resulten de la operación óptima del sistema. Todas estas variables se encuentran desagregadas para cada una de las 50 hidrologías simuladas. Más detalles sobre el modelo OSE 2000 se encuentra en el Anexo A de este estudio.

A su vez la proyección de precios de la energía se encuentra dentro de un contexto de mercado donde existen crecientes dificultades para desarrollar proyectos de generación eléctrica, donde los grandes proyectos hidroeléctricos y térmicos a carbón enfrentan un pronunciado rechazo social por temas ambientales, como lo sucedido con los proyectos Barrancones, Punta Alcalde, Castilla, HidroAysén y Cuervo, entre otros durante los último años. A esto se debe sumar una creciente judicialización de los procesos de aprobación de los grandes proyectos, lo que está provocando el retraso en la puesta en servicio de algunos y, eventualmente, la cancelación de otros. Por otra parte los proyectos ERNC que buscan ser una solución a los problemas de generación no cuentan con el apoyo financiero necesario para ser desarrollados, como se mencionó

anteriormente, generando aún más incertidumbre con respecto al futuro del mercado eléctrico chileno.

Para representar la incertidumbre en el futuro de los precios de la energía se modelaron dos escenarios hipotéticos de expansión térmica eficiente.

El primero de ellos, denominado **Caso Inferior**, considera que se mantiene el esquema actual de inversiones, esto es, una expansión basada en hidroelectricidad y carbón. Este escenario asume que se desarrollan a tiempo todos los proyectos que han sido cuestionados en el último tiempo, realizándose la expansión de la generación en base a centrales a carbón, tanto en el SIC como en SING, y grandes proyectos hidroeléctricos.

El segundo escenario, denominado **Caso Superior**, supone que dentro del horizonte de análisis no será posible el desarrollo de ningún proyecto que haya sido judicializado, limitándose el desarrollo de centrales a carbón sólo a proyectos que actualmente se encuentran en construcción o que cuentan con contratos que viabilizan su desarrollo. En este sentido, se buscaría una tecnología alternativa para la expansión de la matriz de generación en el SIC. Por su parte el SING continuará su expansión en base a la tecnología de expansión eficiente utilizada en la actualidad. De acuerdo a la estructura de costos que se observa actualmente en el mercado eléctrico correspondería utilizar como tecnología de expansión para al SIC el gas natural licuado (GNL).

Ambos escenarios modelados consideran que el proyecto de interconexión SIC-SING propuesto por el gobierno de Chile, se llevará a cabo el año 2019, interconectando el

norte del SIC con el SING mediante una línea de 500kV entre las subestaciones Cardones y Encuentro.

En este capítulo se explicitan los supuestos de mercado en que se basa la modelación del SIC y del SING, realizada utilizando el modelo de despacho hidrotérmico OSE2000². Del mismo modo, se detalla la metodología utilizada para definir la expansión futura del sistema en términos de transmisión y generación, la que se basa en reglas que representan un mercado competitivo.

4.1 Precios de combustibles

Para analizar la operación futura del SIC y el SING, se requiere de una proyección de los precios de los combustibles que utilizan las distintas centrales térmicas del sistema, los cuales son carbón, diesel (basado en la proyección del crudo WTI) y GNL. Para la proyección de estos combustibles se utilizaron los precios utilizados por la industria, los cuales parecen razonables como proyección a futuro (Tabla 4-1)

² El modelo OSE2000, es utilizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para calcular los costos marginales del SIC en cada proceso tarifario semestral de fijación de precios regulados. El modelo tiene la capacidad de integrar el sistema hidráulico del SIC a través de la operación óptima de los embalses del sistema, la cual determina el despacho de todas las centrales para el conjunto de bloques de demanda mensual respectivo y un número de situaciones hidrológicas históricas definidas, considerando las restricciones de capacidad y pérdidas del sistema de transmisión.

Tabla 4-1: Proyección de precios de combustibles en el SIC

Year	Carbón US\$/Ton (1)		Crudo WTI US\$/bbl (2)	GNL US\$/MMBtu (3)
	SIC	SING		
2013	125.0	118.1	100.0	11.0
2014	110.0	103.9	100.0	11.0
2015	110.0	103.9	100.0	11.0
2016	110.0	103.9	100.0	11.0
2017	110.0	103.9	100.0	11.0
2018	110.0	103.9	100.0	11.0
2019	110.0	103.9	100.0	11.0
2020	110.0	103.9	100.0	11.0
2021	110.0	103.9	100.0	11.0
2022	110.0	103.9	100.0	11.0
2023	110.0	103.9	100.0	11.0
2024	110.0	103.9	100.0	11.0
2025	110.0	103.9	100.0	11.0
2026	110.0	103.9	100.0	11.0
2027	110.0	103.9	100.0	11.0

(1): Precios puesto en cancha. Considera un calor específico de 6.350 kcal/kg para el SIC y 6.000 kcal/kg para el SING

(2): Precio FOB.

(3): Incluye Licuefacción, transporte y regasificación.

Los precios proyectados incluyen los costos asociados a flete, aduana, descarga, seguros, entre otros.

Para determinar el precio del GNL se utilizan los siguientes precios para la licuefacción, transporte y regasificación del gas son los siguientes:

- g) Licuefacción: 2,5 – 3,5 US\$/MBTu
- h) Transporte: 1,0 – 1,5 US\$/MBTu
- i) Regasificación: 1,0 – 2,0 US\$/MBTu

Tomando como base la proyección del estudio, el precio del carbón para cada central del SIC y del SING se determina considerando las diferencias históricas en los precios informados al operador del sistema (CDEC-SIC y CDEC-SING).

4.2 Proyección de demanda para el SIC

La demanda modelada considera como referencia la modulación geográfica de la demanda utilizada por la CNE en sus proyecciones de precio de nudo. Esta ha sido modificada en lo que respecta a su tasa de crecimiento, considerando la correlación histórica existente entre el PIB y la generación del SIC (Tabla 4-2)

Para la proyección del PIB se consideraron diversos informes publicados por organismos relevantes, como el Banco Central, el FMI y la OECD, además de otras instituciones financieras. Adicionalmente se tuvo en cuenta la proyección realizada por la CNE en su último informe de Precio de Nudo. Para el año 2012 se utilizó el valor real de ventas de energía publicado por el CDEC-SIC.

Tabla 4-2: Crecimiento de la demanda en el SIC

Year	Energía GWh	Tasa de crecimiento energía %	Tasa de crecimiento PIB %
2012	46,128	-	-
2013	49,313	6.9%	4.5%
2014	52,773	7.0%	4.5%
2015	55,296	4.8%	4.5%
2016	58,119	5.1%	4.5%
2017	61,923	6.5%	4.5%
2018	65,018	5.0%	4.5%
2019	68,263	5.0%	4.5%
2020	71,675	5.0%	4.5%
2021	75,241	5.0%	4.5%
2022	78,988	5.0%	4.5%
2023	82,942	5.0%	4.5%
2024	86,263	4.0%	3.5%
2025	89,716	4.0%	3.5%
2026	92,410	3.0%	2.5%
2027	95,182	3.0%	2.5%

4.2.1 Proyectos mineros e industriales en el SIC Norte

En los últimos años se ha observado un incremento importante en la cantidad de proyectos mineros e industriales que se están desarrollando, o se planean llevar a cabo, en la zona denominada como SIC Norte, la cual abarca desde la barra Polpaico 220KV hacia el norte.

En función de la información pública disponible, se definieron las principales iniciativas que se espera que se materialicen dentro del horizonte de estudio, de manera de incluirlas en la modelación realizada en el OSE2000. Por lo anterior, la proyección mostrada en la Tabla 4-2 considera una serie de proyectos industriales y mineros

ubicados en la zona norte del SIC, los cuales modifican la tasa de crecimiento de la demanda del sistema. Los proyectos considerados y las proyecciones de demanda para el SIC Norte se resumen en la Tabla 4-3 y en la Tabla 4-4.

Tabla 4-3: Proyectos industriales y mineros en el SIC Norte

Proyecto	Dueño	Barra de conexión	Entrada demanda maxima	Demanda Máxima
Ampliación Planta Pellets	CAP	Maitencillo 220	jul-2013	9 MW
Diego de Almagro	Can-Can	Diego de Almagro 220	nov-2013	10 MW
Cerro Negro	CAP	Cardones 220	jul-2013	70 MW
Caserones	Pan Pacific Copper	Maitencillo 220	jun-2014	153 MW
Pascua Lama	Barrick	Punta Colorada 220	ene-2015	130 MW
Santo Domingo	Far West	Diego de Almagro 220	dic-2017	50 MW
El Morro	Goldcorp	Maitencillo 220	ene-2018	161 MW
Jeronimo	Yamana Gold	Diego de Almagro 220	ene-2015	36 MW
Volcán	Andina Minerals	Cardones 220	ene-2015	33 MW
TOTAL CONSIDERADO				652 MW
Cerro Casale	Barrick-Kinross	Cardones 220	no considerado	158 MW
Fortuna	MMX	Cardones 220	no considerado	75 MW
Inca de Oro	PanAust-Codelco	Carrera Pinto 220	no considerado	70 MW
Pachón	Exeter	Los Vilos 220	no considerado	200 MW
Caspiche	Exeter		no considerado	
Mina Carmen	Minera Santa Fe		no considerado	Autoconsumo
Bellavista	JSW Steel		no considerado	1 MW
Lobo Marte	Kinross	La Coipa 220	no considerado	25 MW
Nueva Esperanza	KingsGate	Nueva Esperanza 220	no considerado	10 MW
Planta Huasco	Agrosuper	Maitencillo 220	no considerado	50 MW
Relincho	Teck	Maitencillo 220	no considerado	250 MW

Tabla 4-4: Proyecciones del consumo de energía en el SIC Norte (GWh/año)

Zona	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Diego de Almagro	977	1.055	1.316	1.493	1.588	1.730	1.744	1.759	1.774	1.788	1.803	1.818	1.833	1.849	1.865
La Coipa	148	149	151	152	154	155	157	158	160	162	163	165	167	168	170
Cardones	2.224	2.434	2.720	2.760	2.808	2.854	2.902	2.952	3.003	3.051	3.100	3.151	3.203	3.258	3.314
Maitencillo	807	1.428	1.725	1.848	2.791	2.934	2.945	2.957	2.969	2.980	2.991	3.003	3.015	3.028	3.041
Punta Colorada	0	384	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991
Pan de Azúcar	1.648	1.704	1.762	1.819	1.891	1.960	2.031	2.106	2.184	2.254	2.328	2.404	2.483	2.565	2.651
Los Vilos	343	357	372	386	404	421	439	458	478	496	514	533	553	574	596
Total	6.146	7.511	9.036	9.449	10.627	11.045	11.210	11.381	11.558	11.721	11.890	12.065	12.246	12.433	12.628
% SIC	13%	14%	16%	16%	17%	17%	16%	16%	15%	15%	14%	14%	14%	13%	13%

4.3 Proyección de demanda para el SING

Al igual que para el SIC la demanda modelada en el SING considera como referencia la modulación geográfica de la demanda utilizada por la CNE en sus proyecciones de precio de nudo y los proyectos minero industriales que se ubican en la zona norte del país.

La demanda modelada es presentada separando lo clientes libres de los clientes regulados dado que en este sistema los clientes libres representan la mayoría de la energía consumida en el sistema (Tabla 4-5).

Tabla 4-5: Crecimiento de la demanda en el SING según clientes libres y regulados

Año	Demanda GWh			Tasa de crecimiento %		
	Libre	Regulado	Total	Libre	Regulado	Total
2012	13.187	1.709	14.896	-	-	-
2013	14.605	1.799	16.404	10,7%	5,3%	10,1%
2014	16.920	1.895	18.815	15,9%	5,3%	14,7%
2015	17.684	1.995	19.679	4,5%	5,3%	4,6%
2016	18.881	2.101	20.982	6,8%	5,3%	6,6%
2017	19.946	2.212	22.158	5,6%	5,3%	5,6%
2018	21.462	2.330	23.791	7,6%	5,3%	7,4%
2019	22.390	2.453	24.843	4,3%	5,3%	4,4%
2020	24.235	2.583	26.818	8,2%	5,3%	7,9%
2021	24.962	2.720	27.682	3,0%	5,3%	3,2%
2022	25.548	2.864	28.413	2,4%	5,3%	2,6%
2023	26.113	3.016	29.129	2,2%	5,3%	2,5%
2024	26.258	3.176	29.433	0,6%	5,3%	1,0%
2025	26.523	3.344	29.867	1,0%	5,3%	1,5%
2026	27.319	3.444	30.763	3,0%	3,0%	3,0%
2027	28.140	3.548	31.687	3,0%	3,0%	3,0%

4.3.1 Proyectos mineros e industriales en el SING

Es sabido que el SING contempla un sin número de proyectos mineros e industriales, por lo cual, es necesario modelar de buena forma los proyectos que se están desarrollando o que se planean llevar a cabo en la zona en el futuro.

En función de la información pública disponible, se definieron las principales iniciativas que se espera que se materialicen dentro del horizonte de estudio, de manera de incluirlas en la modelación realizada en el OSE2000. Por lo anterior, la proyección mostrada en la Tabla 4-5 considera una serie de proyectos industriales y mineros

ubicados en el SING, los cuales modifican la tasa de crecimiento de la demanda del sistema. Los proyectos considerados para el SING se resumen en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6: Proyectos industriales y mineros en el SING

Proyecto	Dueño	Barra de Conexión	Demanda máxima MW	Fecha de Ingreso	Fecha alcance demanda máxima
Expansión Fase III	Collahuasi	Collahuasi 220 kV	355	feb-19	ago-20
Distrito Sierra Gorda	Antofagasta Minerals	El Cobre 220 kV	240	ene-20	ene-20
Expansión Quebrada Blanca	Quebrada Blanca	Quebrada Blanca 220 kV	240	jul-17	ene-18
Sierra Gorda	Quadra	Encuentro 220 kV	228	may-12	ene-18
Proyecto Sulfuros Primarios	Zaldivar	Zaldivar 220 kV	220	jun-18	jul-23
Proyecto Desaladora	Escondida	O'Higgins 220 kV	204	jul-14	jul-16
Proyecto Hipógeno	Spence	Spence 220 kV	136	abr-16	sep-17
OGP1	Escondida	Domeyko 220 kV	155	jul-14	jul-15
MH	Codelco	Encuentro 220 kV	93	jul-13	sep-13
Expansión Puerto Patache Collahuasi	Collahuasi	Tarapacá 220 kV	73	feb-17	ago-18
Mina Antucoya	Antucoya	Central Atacama 220 kV	60	jul-18	dic-19
Sierra Gorda (desaladora)	Quadra	Chacaya 110 kV	43	may-13	jul-16
Proyecto Degradación Térmica	Soquimich	Tap Off La Cruz 23 kV	20	ene-13	ene-15
Other	Other		15	-	-
Total			2.082		

4.4 Requerimiento de energía renovable no convencional.

Actualmente se encuentra en funcionamiento la ley 20.257, la cual exige a las empresas generadoras con capacidad instalada superior a 200 MW que el 10% de la energía que comercializan provenga de energías renovables no convencionales (ENRC) o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40.000 kW, sea esta energía de generación propia o contratada.

La normativa actual señala que este porcentaje se logrará incrementando gradualmente el volumen de este tipo de energías, de forma tal que entre los años 2010 y 2014 sea de 5%, incrementándose en 0,5% anual hasta alcanzar la meta del 10% el año 2024.

En el parlamento se lleva a cabo una discusión donde se plantea aumentar la meta del 10% de la energía proveniente de generación no convencional a un 15% a 20% para el año 2025. Dado esto, se considerará que el requerimiento ERNC debe alcanzar una meta de 15% al año 2025, considerando incrementos lineales a partir del año 2014 para poder alcanzar esta meta.

4.5 Metodología para la definición del plan de obras de generación

La metodología utilizada para determinar el plan de obras de generación en el horizonte de estudio simula el comportamiento de los generadores dentro de un contexto competitivo, donde los inversionistas buscan rentar sus inversiones sobre un valor umbral mínimo definido previamente (tasa WACC). En este contexto, sólo aquellas centrales que cumplan con las rentabilidades exigidas son consideradas en el plan de obras de generación, con excepción de aquellos proyectos que se encuentran en desarrollo o cuentan con el respaldo adecuado para ser considerados.

El algoritmo completo que permite la obtención de un plan de obras de generación se compone de dos etapas:

- a) Estimación de un plan de obras preliminar mediante modelaciones de mercado.
- b) Afinación y validación del plan de obras mediante el modelo de simulación de la operación OSE2000.

De esta forma el procedimiento consiste en definir un punto de partida mediante un plan de obras base, el que es modificando de manera que refleje las condiciones que se darían en un mercado competitivo, obteniéndose un escenario factible de expansión.

El escenario factible de expansión está definido como el plan de obras donde las centrales de expansión rentan considerando una tasa WACC del 7,67% considerando un porcentaje de deuda sobre los activos de 70% .

La rentabilidad es determinada mediante la construcción de un flujo de caja libre, donde se consideran los ingresos por conceptos de ventas en el mercado spot, ventas asociadas a contratos de suministro, potencia firme, costos de peajes, costos de combustible, etc.

Los contratos de suministro se modelan en las barras de conexión de las centrales, de manera de evitar las distorsiones que podrían introducir posibles congestiones en el sistema de transmisión. El precio del contrato es modelado considerando que no puede ser mayor a 5 US\$/MWh con respecto al costo marginal de largo plazo de la barra de inyección de la central en evaluación.

4.6 Metodología para la definición del plan de obras de transmisión

El crecimiento esperado de la demanda, en conjunto con el desarrollo de la oferta eléctrica (generación), deberá estar aparejado con el desarrollo del sistema de transmisión. El desarrollo del sistema de transmisión troncal se define mediante el estudio de transmisión troncal encargado por la CNE cada cuatro años y cuyos resultados son revisados anualmente.

Dado que este estudio presenta demasiada incertidumbre para el horizonte posterior al año 2018, se realiza un análisis de los flujos por las líneas de transmisión representadas en el modelo de manera de realizar expansiones a los tramos que presenten aumentos considerables de utilización, de manera de poder evacuar la energía de los proyectos de expansión de la generación

4.7 Resultados de las proyecciones de precios

A continuación se presentan los resultados de la simulación de la operación del SIC y SING para los dos escenarios de expansión en base a tecnologías térmicas eficientes, con énfasis en las barras Pozo Almonte 220KV, Crucero 220KV, Diego de Almagro 220KV, Pan de Azúcar 220KV, Alto Jahuel 220KV, Concepción 220KV y Puerto Montt 220KV donde se considera eventuales inyecciones de ERNC, y por lo tanto, definidas como las barras de interés.

4.7.1 Plan de obras de generación

Para la elaboración del plan de obras en generación se consideró tanto centrales en construcción como proyectos en desarrollo y evaluación. En este sentido, las centrales en construcción se consideraron como ciertas, por lo que no se optimizó su fecha de inicio de operación, quedando definida en función de la información entregada por las empresas.

Del mismo modo se consideraron proyectos eléctricos comprometidos en el corto y mediano plazo a través de contratos de suministro de largo plazo, como por ejemplo el proyecto hidroeléctrico Angostura y la central térmica Coronel II (Santa María II), las que estarían comprometidas en el suministro de largo plazo de la minería de la zona.

Por otra parte, existen algunos proyectos que no se encuentran actualmente en construcción, pero que la empresa que los llevará a cabo ya cuenta con contratos que viabilizan su construcción, o cuentan con presupuesto para su desarrollo; por lo tanto, se tiene certeza de que estos proyectos serán materializados en el mediano plazo.

Adicionalmente, en el presente análisis se considera que las centrales de HidroAysén se desarrollarán en el largo plazo; sin embargo, las fechas de puesta en marcha podrían sufrir modificaciones dependiendo del escenario de expansión que se considere.

Tal como se mencionó en secciones anteriores, el **Caso Inferior** supone que el desarrollo de la oferta eficiente de generación se realiza en base a centrales a carbón, y

que se ejecutan a tiempo los proyectos de generación que hoy están en duda. Por su parte, el **Caso Superior** se supone que el desarrollo de la oferta eficiente de generación se realiza en base a ciclos combinados a GNL en el SIC, y que se atrasa la ejecución de los proyectos de generación que hoy están en duda. Las futuras centrales a GNL se ubican en los puntos donde hoy en día existe acceso al gas, es decir, Taltal, Quillota y eventualmente, en la zona de Concepción.

Además la interconexión entre el SIC y el SING es considerada, y entra en vigencia en Julio de 2019.

La Figura 4-1 y la Figura 4-2 dan cuenta de la evolución de la capacidad instalada para todo el horizonte de estudio (2013-2027) y para los años de relleno utilizados por el modelo OSE2000, tanto para los casos inferior y superior respectivamente.

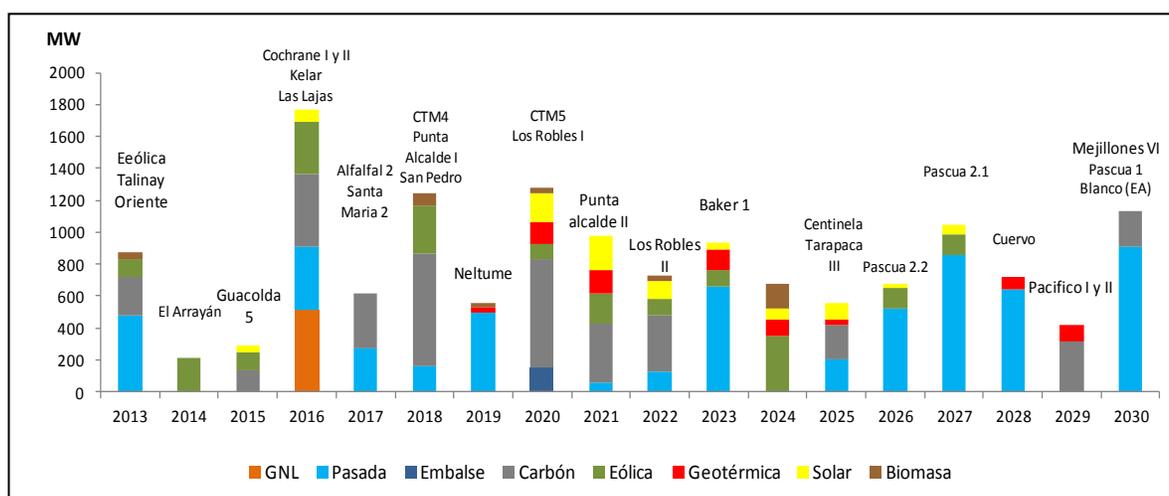


Figura 4-1: Plan de obras de generación a nivel anual – Caso Inferior

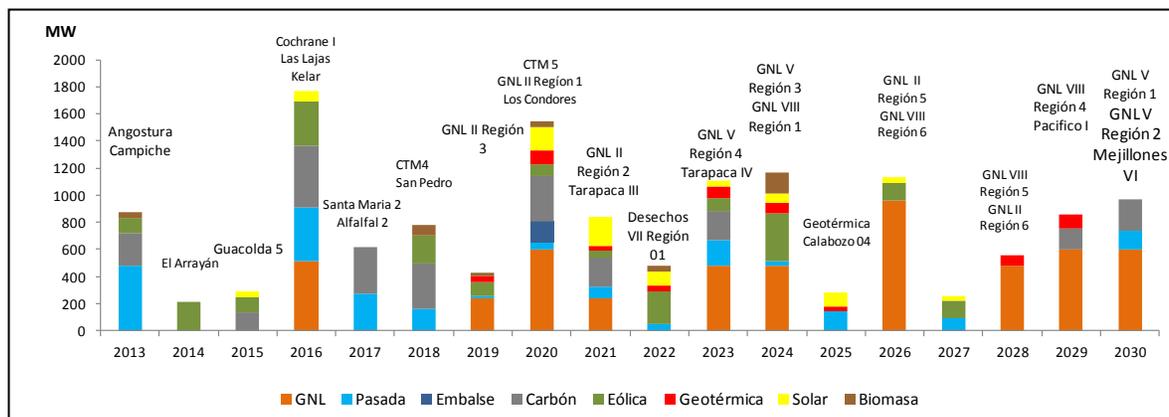


Figura 4-2: Plan de obras de generación a nivel anual – Caso Superior

El detalle de las unidades utilizadas en el plan de expansión para cada uno de los casos de proyección de precios de la energía se encuentra en el Anexo B.

4.7.2 Plan de obras de transmisión

El plan de obras de transmisión considerado para la simulación tiene estrecha relación con las obras en construcción o recomendadas por la CNE en el último Estudio de Transmisión Troncal (ETT) de 2010, junto con el último Informe de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal realizado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC en octubre de 2012. Estas obras buscan descongestionar el sistema para permitir el transporte eficiente de energía desde la zona centro sur a los focos de consumo. Las obras consideradas se detallan en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7: Plan de obras de transmisión en el SIC

Instalaciones	Fecha de Entrada	Capacidad (MVA)
Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento subestación Alto Jahuel	may-13	
Línea entrada Alto Jahuel 2x500 kV	may-13	2x1800
Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito	jul-14	1400
Tercer transformador 500/220 kV subestación Charrúa	abr-13	750
Subestación seccionadora Rahue 220 kV	sep-13	
Subestación Chena 220 kV: ampliación (normalización)	sep-13	
Banco de condensadores en subestación Pan de Azúcar 220 kV - 75 MVAR	mar-14	
CER en subestación Cardones	mar-14	
Subestación seccionadora Lo Aguirre: primer circuito	oct-15	
Segundo transformador 500/220 kV subestación Ancoa	mar-16	1500
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV	may-17	2x1500
Cardones-Diego de Almagro 2x220 kV: primer circuito	oct-17	2x290
Cardones-Maitencillo 2x500 kV	ene-18	2x1500
Maitencillo-Pan de Azúcar 2x 500 kV	ene-18	2x1500
Pan de Azúcar-Polpaico 2x 500 kV	ene-18	2x1500
Transformador 500/220 kV subestación Cardones	ene-18	750
Transformador 500/220 kV subestación Maitencillo	ene-18	750
Transformador 500/220 kV subestación Pan de Azúcar	ene-18	750
2x220 Ciruelos-Pichirropulli: primer circuito	mar-18	2x290
Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	mar-18	1x1400
A. Melipilla – Rapel 1x220 kV	may-18	2x290
Lo Aguirre – A. Melipilla 2x220 kV	may-18	2x290
Interconexión SIC-SING línea HVDC 500kV	jul-19	1x1500

4.7.3 Proyección de costos marginales

Las simulaciones realizadas entregan como resultado los costos marginales en distintas barras del sistema, los que reflejan su operación futura conforme a los supuestos explicitados en las secciones anteriores. A continuación se muestran los costos marginales en las barras Pozo Almonte 220KV, Crucero 220KV, Diego de Almagro 220KV, Pan de Azúcar 220KV, Alto Jahuel 220KV, Concepción 220KV y Puerto Montt 220KV.

Caso Inferior

La Tabla 4-8 resume los costos marginales anuales promedio para distintas barras de interés, considerando que la tecnología térmica de expansión eficiente del sistema es el carbón.

Tabla 4-8: Costos marginales anuales promedio en barras de interés– Caso Inferior (US\$/MWh)

Año	Alto Jahuel	Diego de Almagro	Pan de Azucar	Maitencillo	Concepcion	Puerto Montt	Encuentro	Pozo Almonte	Crucero
	220	220	220	220	220	220	220	220	220
2013	110,8	172,3	155,7	151,8	93,5	104,1	161,8	165,8	161,2
2014	113,3	178,8	178,7	172,1	89,3	104,6	186,9	194,5	186,7
2015	108,5	181,7	167,2	165,5	79,3	101,5	190,2	198,7	190,0
2016	121,5	178,9	162,6	155,4	84,0	110,9	174,5	181,3	174,2
2017	105,0	192,0	189,1	187,1	82,8	96,6	81,0	84,0	80,8
2018	79,9	87,0	82,8	82,6	77,8	83,2	81,1	85,1	81,0
2019	81,4	85,9	83,8	83,3	78,0	76,8	78,6	82,1	78,4
2020	80,5	84,1	82,4	81,9	78,5	77,8	82,2	83,8	81,8
2021	81,1	84,2	83,0	82,4	79,5	79,1	82,8	81,8	82,2
2022	80,3	82,1	81,1	79,8	78,9	79,7	80,6	79,4	80,2
2023	82,4	84,0	83,6	82,2	81,5	83,6	82,6	80,9	82,0
2024	80,6	82,5	81,8	80,5	80,1	81,2	81,2	79,2	80,6
2025	82,2	83,0	82,9	81,4	81,6	82,8	80,8	78,5	80,3
2026	82,0	82,9	83,0	81,5	81,8	84,0	81,0	78,3	80,3
2027	81,9	83,1	82,8	81,4	83,5	84,6	81,4	79,0	80,8
Promedio 2022-2027	81,6	82,9	82,5	81,1	81,2	82,6	81,3	79,2	80,7

Se observa que hasta el año 2017 se producirían importantes desacoples entre las zonas norte, centro y sur del SIC, producto de la limitada capacidad del sistema de transmisión que permite transportar energía entre las distintas zonas. Esto se regularizaría a partir del año 2018, en la medida que se refuerza el sistema de 500kV entre las barras de Polpaico y Charrúa, y entra en operación la ampliación del sistema de 500kV entre Polpaico y Cardones. Además entran en servicio proyectos de generación que permiten reducir la congestión en el sistema de transmisión. Por su parte el SING presenta altos costos hasta

la entrada en funcionamiento de las centrales Kelar y Cochrane I, lo que produce una baja considerable en los costos de la energía.

En este escenario el costo marginal promedio de largo plazo se estabiliza llegando a un valor promedio anual de 81,4 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220KV para el SIC y un promedio anual de 81,2 US\$/MWh para la barra Encuentro 220KV, estos valores corresponden al costo de desarrollo promedio de la tecnología de expansión (carbón). Estos valores son equivalentes al costo de desarrollo de los proyectos de expansión del sistema siguiendo de esta manera la lógica del mercado.

La interconexión entre ambos sistemas no produce mayores distorsiones dado que el nivel de precios en ambos sistemas se encuentra en torno a los 81 US\$/MWh. En conclusión, la interconexión no modifica el nivel de precios.

En el Anexo C, es posible encontrar las figuras que muestran la variabilidad de los costos marginales en las barras de interés, en función de la probabilidad de excedencia hidrológica. Estas figuras muestran los distintos grados de variabilidad en los costos marginales en función de la hidrología. En particular para las barras del SIC norte las barras de interés tienen una menor dependencia de la variabilidad hidrológica que las barras de interés, hasta la puesta en servicio de la expansión del sistema en 500kV. Esto se explica por la necesidad de mayor despacho térmico local producto de las actuales limitantes en transmisión.

Por su parte, en las barras Alto Jahuel 220KV y Charrúa 220KV los costos marginales promedio aumentan en forma importante en el periodo abril–septiembre y presentan su menor valor al final de cada año calendario, producto del ciclo hidrológico inherente a la zona centro-sur del país.

Referencialmente, los costos marginales en la barra Alto Jahuel 220KV muestran una variabilidad importante en función de la hidrología, en donde para una probabilidad de excedencia de 4% el costo marginal alcanza en promedio 57,1 US\$/MWh en el largo plazo³ (condiciones húmedas). Asimismo, ante un escenario hidrológico seco considerando una probabilidad de excedencia de 96%, el costo marginal promedio de largo plazo asciende a 109,0 US\$/MWh.

Por su parte las barras de referencia del SING, no presentan variabilidad hidrológica hasta después de la interconexión el año 2019 y la variabilidad hidrológica afecta en menor medida sus costos marginales. En el caso de Encuentro 220KV la variabilidad hidrológica va desde los 68,9 US\$/MWh para una excedencia del 4% (condiciones húmedas) hasta 104,4 US\$/MWh considerando una excedencia de 96%, es decir, un escenario hidrológico seco.

³ Se considera como el promedio de los costos marginales mensuales entre 2019 y 2027.

Caso Superior

La Tabla 4-9 resume los costos marginales anuales promedio para distintas barras de interés, considerando el caso en que la tecnología térmica de expansión eficiente del SIC es el GNL.

La interconexión entre ambos sistemas en este caso produce grandes alteraciones en los precios del SIC, dado que existe una diferencia significativa de precios entre los extremos de la interconexión. En los primeros años después de la interconexión las barras del SIC norte, se ven influenciados por los bajos precios en Encuentro 220kV. Esto a su vez produce que las barras del SING aumenten sus costos marginales producto de la presión al alza que provocan las barras del SIC. En este caso Alto Jahuel 220KV disminuye sus precios hasta el año 2022, donde el sistema vuelve a niveles de precios en torno a los 90 US\$/MWh. Por su parte Encuentro 220 y las barras cercanas alcanzan valores de precios en torno a los 84 US\$/MWh a partir del año 2021.

Tabla 4-9: Costos marginales anuales promedio en barras de interés – Caso Superior (US\$/MWh)

Año	Alto Jahuel 220	Diego de Almagro 220	Pan de Azucar 220	Maitencillo 220	Concepcion 220	Puerto Montt 220	Encuentro 220	Pozo Almonte 220	Crucero 220	Quillota 220
2013	109,4	172,0	155,2	151,5	91,4	98,6	161,8	165,8	161,2	109,4
2014	114,9	178,8	179,6	172,2	88,9	126,4	186,9	194,5	186,7	109,2
2015	108,9	181,9	167,0	165,1	78,5	96,5	190,2	198,7	190,0	107,9
2016	127,3	178,8	167,4	159,3	87,2	101,1	174,5	181,3	174,2	114,2
2017	106,9	192,5	190,1	188,0	82,9	91,2	81,0	84,0	80,8	102,1
2018	87,7	96,5	92,4	92,8	85,2	93,0	81,1	85,1	81,0	94,1
2019	90,9	95,0	93,8	93,8	88,1	91,9	81,9	85,5	81,7	93,4
2020	81,3	83,7	81,8	81,6	79,4	81,0	81,2	82,9	81,0	82,6
2021	86,6	87,8	87,2	86,7	85,1	88,4	84,8	85,1	84,4	89,0
2022	89,1	88,5	88,6	87,7	88,2	91,5	84,3	83,2	84,0	90,8
2023	90,4	88,8	89,6	88,5	89,8	93,1	83,9	81,9	83,5	92,5
2024	91,5	89,4	90,5	89,2	91,0	94,3	84,1	82,0	83,7	93,1
2025	91,4	89,8	90,7	89,5	90,9	95,1	84,7	82,1	84,3	92,6
2026	92,3	90,2	91,4	90,1	91,8	96,8	85,1	82,2	84,6	92,8
2027	91,6	89,3	90,6	89,3	92,6	96,6	84,6	82,2	84,2	88,7
Promedio 2022-2027	91,1	89,3	90,2	89,1	90,7	94,5	84,5	82,3	84,1	91,8

En el corto plazo se mantiene la tendencia ya observada en el caso inferior, esto es, desacoples entre la zona norte, centro y sur del SIC, producto de la limitada capacidad del sistema de transmisión que permite transportar energía entre las distintas zonas. Como ya se mencionó en la sección anterior, esto se regulariza a partir del año 2018, en la medida que se refuerza el sistema de 500kV existente entre las barras de Polpaico y Charrúa; y entra en operación la ampliación del sistema de 500kV entre Polpaico y Cardones, junto con la puesta en servicio de los proyectos de generación que permiten reducir la congestión en el sistema de transmisión.

En este caso el costo marginal promedio de largo plazo se estabiliza llegando a un valor promedio anual de 91,1 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220KV, valor que representa

el costo de desarrollo promedio de la tecnología de expansión utilizada en el SIC (GNL), y para la barra Encuentro 220kV un valor promedio anual de 84,5 US\$/MWh, producto de que la tecnología de expansión en este sistema sigue siendo el carbón.

En el Anexo C se muestra la variabilidad del costo marginal en las barras de interés, en función de la excedencia hidrológica.

Referencialmente, los costos marginales en la barra Alto Jahuel 220KV para una probabilidad de excedencia de 4% alcanzan, en promedio, los 75,5 US\$/MWh en el largo plazo⁴ (condiciones húmedas). Por otra parte, para hidrologías secas los costos marginales rondan los 117,9 US\$/MWh promedio en el largo plazo, considerando una probabilidad de excedencia de 96%.

En el caso de Encuentro 220KV, los costos marginales varían producto de la variabilidad hidrológica desde 75,7 US\$/MWh para situaciones húmedas, hasta 102,4 US\$/MWh en escenarios hidrológicos secos.

4.7.4 Análisis de variabilidad de costos marginales en función de la hidrología

Como se anticipaba en el punto anterior, debido a la composición hidrotérmica del SIC la variable hidrológica tiene un fuerte impacto en la distribución de los costos marginales proyectados. Dado lo anterior, resulta de interés realizar un análisis

⁴ Correspondiente al promedio de los años 2022 a 2027.

probabilístico que permita tener una noción del riesgo que enfrentarían los agentes del sistema, esto es, la probabilidad que el costo marginal se encuentre en un cierto rango de valores. Este análisis responde a los supuestos utilizados en la proyección de precios de la energía, por lo que cualquier cambio en estos podría implicar resultados distintos.

En el Anexo D se presentan las figuras que muestran la distribución probabilística de los costos marginales proyectados en las barras que se han incluido en el análisis, estas son, Pozo Almonte 220KV, Crucero 220KV, Diego de Almagro 220KV, Pan de Azúcar 220KV, Alto Jahuel 220KV, Concepción 220KV y Puerto Montt 220KV.

Se presenta para cada barra de interés la distribución de probabilidades y la probabilidad acumulada de los costos marginales proyectados para dos periodos: el corto-mediano plazo (2013-2018) y largo plazo (2018-2027). La división anterior tiene como objetivo realizar un análisis que aporte información relevante, ya que producto de restricciones de transmisión los niveles de costo marginal son diferentes en ambos periodos.

Es necesario considerar que las barras que se encuentran en el SING no presentan variabilidad hidrológica en el corto-mediano plazo, por lo tanto, no se presentarán gráficos ni información relevante con respecto a las barras Pozo Almonte 220KV y Crucero 220KV. Solo una vez que se realiza la interconexión, en julio del 2019, las barras del SING presentan variabilidad hidrológica.

Los gráficos que se encuentran en el Anexo D muestran que para el corto plazo las diferencias son mínimas entre ambos casos. Esto se debe a que en este periodo, el plan

de obras prácticamente no presenta diferencias, por lo que el despacho de las centrales sólo cambia levemente producto de la distinta valorización del agua que el modelo fija al buscar la operación óptima del sistema durante todo el horizonte de proyección, donde si influyen los planes de obra utilizados en cada caso.

En el largo plazo si se observan diferencias entre los casos simulados, las que se fundamentan en la distinta tecnología térmica de expansión que se considera en cada uno, además de los supuestos utilizados respecto al inicio de operaciones de las grandes centrales hidráulicas. En el largo plazo además las nuevas obras de transmisión planificadas descongestionan el sistema, permitiendo por ejemplo transportar la energía hidroeléctrica generada en el sur del país hacia los centros de consumo más importantes, llevando al sistema en su conjunto a costos marginales de equilibrio, los que dependen fundamentalmente de la tecnología de desarrollo.

Se puede apreciar que, tal como se mencionó anteriormente, las diferencias en promedio entre los casos Inferior y Superior son de entre 2,7 US\$/MWh y 11 US\$/MWh según la barra que se analice. A su vez, es interesante notar que no hay diferencias en los valores máximos de cada caso, pero si en rangos menores. Del mismo modo, la desviación estándar es menor para el Caso Superior, toda vez que la mayor penetración de centrales térmicas (GNL) reduce la dependencia hidrológica del sistema.

5. RESULTADOS DE LA MODELACIÓN

Los resultados de la modelación realizada definen un conjunto de portafolios que maximizan la generación de energía de proyectos ERNC para distintos precios estabilizados entregados por el Fondo. Estos portafolios indican no solo el tipo de tecnología, sino además el costo de desarrollo y la barra de inyección del proyecto que está siendo apoyado por el Fondo.

Ante el requerimiento de maximizar la energía generada por los proyectos del Fondo, el modelo de optimización busca identificar cuáles son los proyectos que cuentan con dos atributos esenciales: que tengan un costo de desarrollo menor al precio estabilizado, y que a la vez vendan su energía en una zona donde el costo marginal promedio sea similar o mayor al precio estabilizado ofrecido. Esto permite al proyecto de generación obtener una rentabilidad positiva, mientras le permite al Fondo acotar el nivel de pérdidas y eventualmente generar utilidades.

De este modo, el portafolio de máxima energía indica que características debieran tener los proyectos apoyados por el Fondo para distintos niveles de precios. O visto desde otro modo, indica el nivel de precio estabilizado que debiera ofrecerse a un determinado conjunto de proyectos con ciertos atributos, para que la energía que éstos generen sea la mayor posible.

A modo de ejemplo se muestra, en la Figura 5-1 la evolución del saldo acumulado del Fondo para dos portafolios de generación factibles entregados como resultados del proceso de optimización.

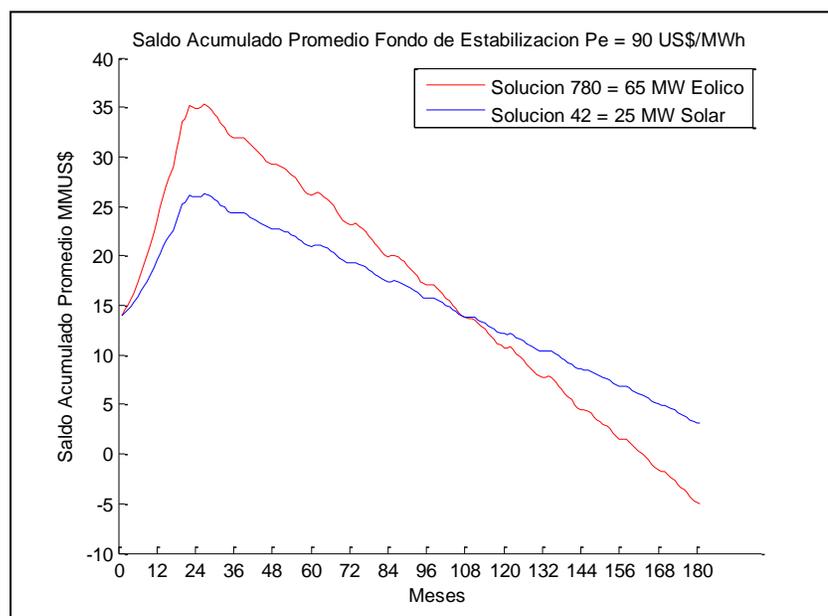


Figura 5-1: Saldo acumulado promedio del Fondo de Estabilización, para un Pe = 90 US\$/MWh

Los saldos acumulados presentados en la figura anterior representan dos posibles portafolios de generación factibles. El primero un portafolio compuesto exclusivamente de tecnología eólica, y segundo, una solución en base a energía solar únicamente. La segunda solución a diferencia de la primera, presenta un saldo acumulado con menor variación, lo que se debe al hecho de que la unidad solar es pequeña y los precios en su barra de conexión no distan mucho del precio estabilizado ofrecido por el Fondo que en este caso corresponde a 100 US\$/MWh.

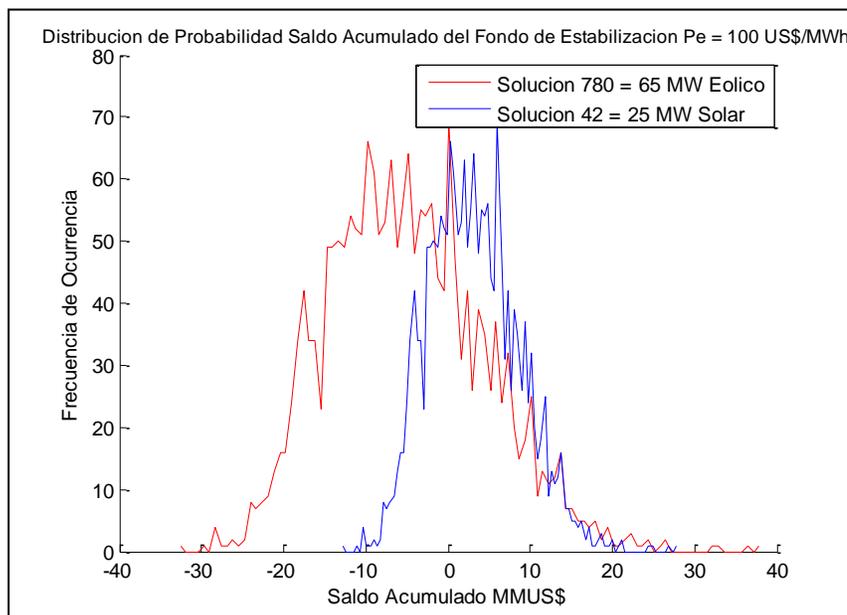


Figura 5-2: Distribución de probabilidades del saldo final del Fondo de Estabilización, $P_e = 90$ US\$/MWh.

La variabilidad mencionada anteriormente se ve reflejada además en el gráfico de distribución de probabilidades del saldo final del Fondo de Estabilización para ambas soluciones mencionadas anteriormente.

El análisis de los resultados se realizó por separado para cada escenario de costos marginales.

5.1 Evaluación del Fondo para el caso inferior

Para el caso inferior de costos marginales los resultados se presentan en la Tabla 5-1. Es posible apreciar que existe una banda para el precio estabilizado donde la energía apoyada aumenta a medida que se incrementa el precio estabilizado. Para P_e entre los

77,5 US\$/MWh y los 82,5 MWh, la energía apoyada aumenta desde los 167 GWh hasta los 328 GWh por año. En este caso la generación proviene exclusivamente de energía eólica instalada en la X Región, conectada a la barra de referencia Puerto Montt 220kV.

El rango de precio para el cual los proyectos eólicos son atractivos para el Fondo de Estabilización, corresponde a los precios estabilizados entre 77,5 y 82,5 US\$/MWh. Se considera que para un $P_e = 80$ US\$/MWh han ingresado al Fondo todos los proyectos eólicos eficientes, dado que sobre este precio la energía apoyada disminuye y el saldo final del fondo es menor que el saldo inicial.

Tabla 5-1: Resultados obtenidos para la simulación y evaluación del Fondo de Estabilización para el caso inferior de costos marginales del sistema.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante [US\$/MWh]		E[SF]	std[SF]	P(quebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	167	-	167	50	-	50	75,3	-	32,6	14,2	0,5%
80	328	-	328	100	-	100	78,0	-	32,5	27,8	24,2%
82,5	328	-	328	100	-	100	78,0	-	20,2	27,8	43,0%
85	138	-	138	44	-	44	83,5	-	14,9	11,7	12,0%
87,5	119	-	119	40	-	40	85,4	-	11,5	9,3	11,9%
90	99	-	99	33	-	33	85,4	-	9,3	7,6	11,5%
92,5	115	-	115	41	-	41	91,7	-	8,8	7,9	13,5%
95	143	-	143	55	-	55	93,4	-	8,4	8,8	18,2%
97,5	157	-	157	63	-	63	96,5	-	7,6	9,2	21,8%
100	121	-	121	49	-	49	99,5	-	5,9	7,1	21,8%
102,5	82	27	109	33	10	43	99,5	100,7	5,1	6,2	21,8%
105	31	78	109	13	30	43	104,3	104,2	4,7	5,8	22,2%

Cuando el Fondo de Estabilización ofrece un precio igual a 85 US\$/MWh, la energía apoyada disminuye, debido a que el precio estabilizado se acerca al valor del costo

marginal promedio de la barra de referencia Puerto Montt 220kV, disminuyendo la diferencia entre costo marginal de la barra y el precio estabilizado, generando el mismo efecto sobre las ganancias y aumentando la probabilidad de pérdidas. Considerando que el Fondo actúa como un agente racional, buscará exponerse lo menos posible a la posibilidad de pérdida.

Si el precio estabilizado supera los 85 US\$/MWh, la energía se comienza a suministrar desde la VIII Región, donde el costo marginal promedio de la barra de conexión representativa, en este caso Concepción 220kV es de 80,7 US\$/MWh. Dado que el precio entregado por el Fondo es mayor que el precio promedio de la barra de referencia, la energía apoyada disminuye a medida que el precio P_e aumenta, por el simple hecho de que los ingresos del Fondo por venta de energía al mercado spot serán menores que los costos de compra pagados por la misma energía a precio estabilizado.

Si el Fondo de Estabilización entregase un precio estabilizado sobre los 92,5 US\$/MWh, la energía provendría de la IV región, donde el costo marginal promedio proyectado para la barra de conexión de referencia, Pan de Azúcar 220kV tiene un promedio de 98,2 US\$/MWh entre los años 2016 y 2027.

Un resultado importante de destacar es la presencia de energía solar si el precio estabilizado alcanza los 102,5 US\$/MWh. La energía solar generada proviene de la III Región, donde el promedio de costos marginales para el periodo de evaluación de la barra de conexión de referencia, Diego de Almagro 220kV, corresponde a 100,8

US\$/MWh. Hay dos factores que hacen posible este resultado, el primero y más importante es que el Fondo inicia su operación el año 2016, por lo tanto, durante los primeros años el Fondo percibe muchas ganancias que le sirven para mantenerse con saldos azules en los años posteriores. Por otra parte, los costos marginales de las barras del SING no presentan variaciones producto de la variabilidad hidrológica.

Tabla 5-2: Costos marginales promedio para cada barra de referencia para los años de evaluación del Fondo de Estabilización, caso inferior.

Región	Barra de conexión	Costo marginal promedio 2016-2027 [US\$/MWh]
I	Pozo Almonte 220	89.5
II	Crucero 220	88.6
III	Diego de Almagro	100.8
IV	Pan de Azúcar 220	98.2
VIII	Concepción 220	80.7
X	Puerto Montt 220	85.0

Se realizó además un análisis donde se busca identificar la energía que es capaz de apoyar el Fondo de Estabilización para cada nivel de precios si se le exigiese una rentabilidad mínima al Fondo. Se puede observar de la Figura 5-3, que para un precio de 80 US\$/MWh el portafolio de proyectos óptimo es capaz de apoyar 328 GWh-año, y estos proyectos generarán una rentabilidad esperada para el Fondo de Estabilización superior a 3% anual compuesto.

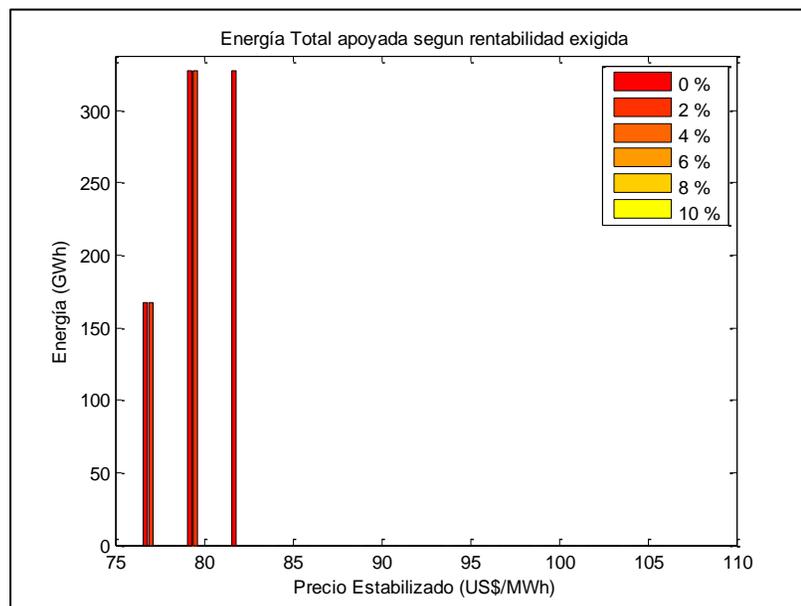


Figura 5-3: Energía máxima a apoyar según una cierta rentabilidad exigida para distintos valores de precios estabilizados, caso inferior.

Además en la Figura 5-4 se presenta la probabilidad de quiebra asociada a cada una de las soluciones que se muestran en la figura anterior. Como se puede ver, a medida que aumenta el precio estabilizado entregado por el Fondo y a medida que aumenta la energía apoyada, la probabilidad de quiebra aumenta también. Así por ejemplo, se tiene que para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh, la probabilidad de quiebra producto de apoyar 328 GWh al año, es de 24,2%.

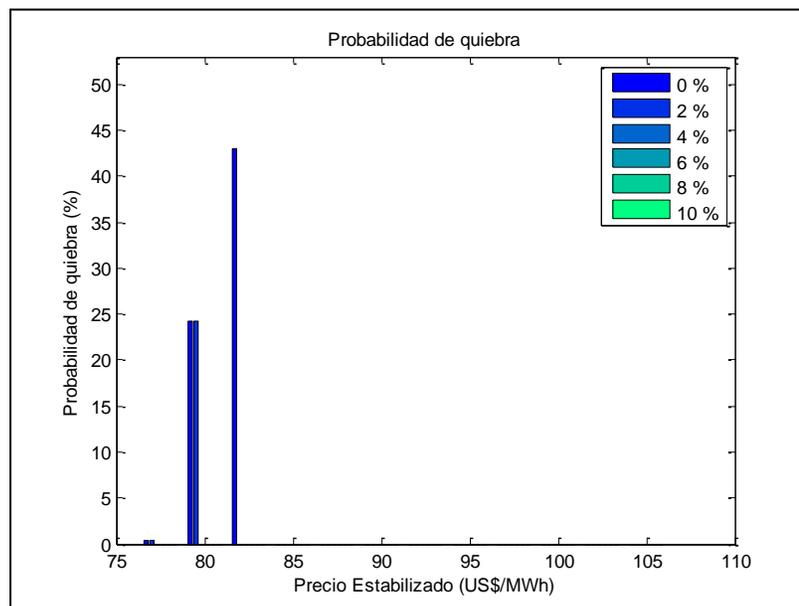


Figura 5-4: Probabilidad de quiebra para diferentes precios estabilizados ofrecidos por el Fondo de Estabilización, caso inferior.

Otro resultado que se desprende de la Tabla 5-1, es que si se busca maximizar el saldo final del Fondo siguiendo la misma estrategia de optimización, la mejor elección para el administrador sería en este caso considerar un precio estabilizado de 77,5 US\$/MWh, dado que con esta solución se obtiene un saldo esperado mayor al del resto de las soluciones y además con una menor probabilidad de quiebra.

Para tener un mejor entendimiento de cuáles son los posibles valores que puede tomar el saldo final, se presentan en la Figura 5-5 y Figura 5-6, la distribución de probabilidades del saldo final acumulado por el Fondo y la probabilidad acumulada del saldo final del Fondo una vez terminado el periodo de evaluación para algunos de los portafolios de energía apoyada según Pe, presentados en la Tabla 6-1.

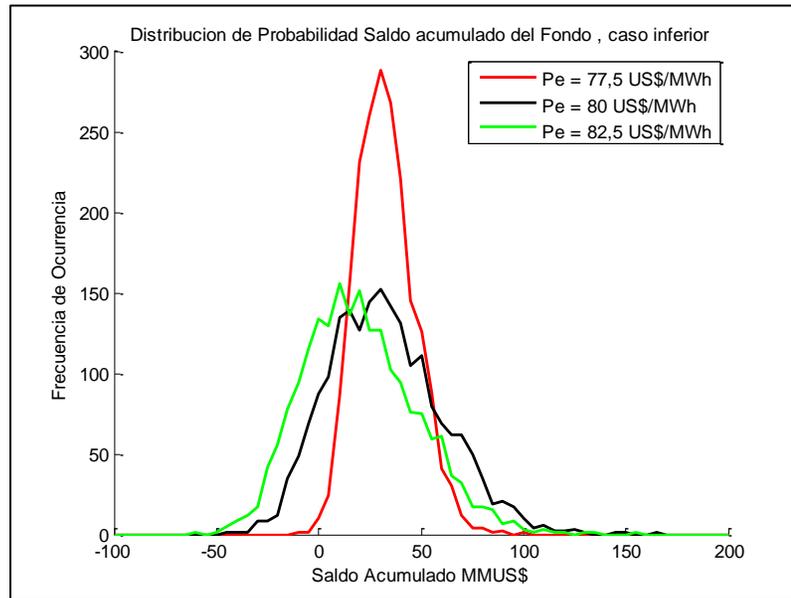


Figura 5-5: Distribución de probabilidad del saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según Pe entregado, caso inferior.

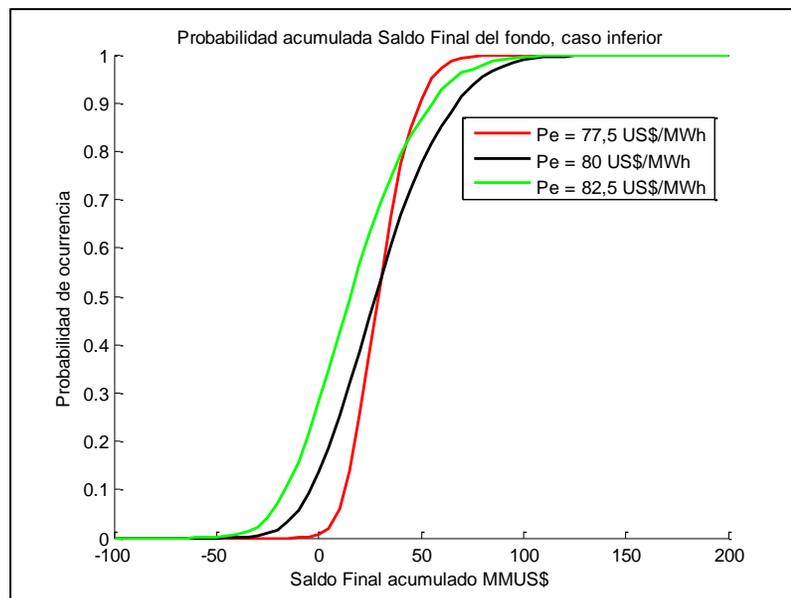


Figura 5-6: Probabilidad acumulada para el saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según Pe entregado, caso inferior.

La solución que maximiza la energía apoyada para el caso inferior corresponde a un $P_e = 80$ US\$/MWh, apoyando un total de 328 GWh por año. Esta solución presenta un saldo final esperado de 32,5 MMUS\$ ($\sigma = 27,8$ MMUS\$), con una probabilidad de quiebra de 24,2%.

En la Figura 5-7, se presenta el saldo esperado anual del fondo para el portafolio que maximiza la energía, junto con la desviación estándar de dicho saldo promedio. Es posible apreciar que a partir del octavo año la desviación estándar es tal que el saldo promedio anual se acerca peligrosamente a valores negativos para ciertas condiciones hidrológicas. Esta situación se mantiene a medida que transcurre el horizonte de evaluación, reflejado en el aumento de la desviación estándar del saldo del Fondo.

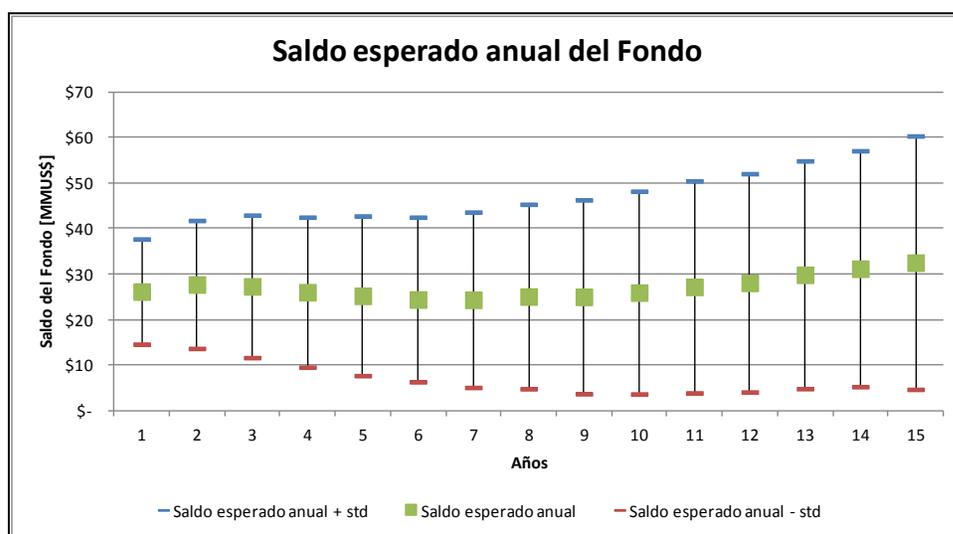


Figura 5-7: Valor esperado y desviación estándar del Saldo anual del Fondo de estabilización, caso inferior.

Los resultados muestran que la probabilidad de quiebra en los portafolios es alta y, por lo tanto, si se restringe la probabilidad de quiebra la energía apoyada disminuye considerablemente. En la Figura 5-8 se presenta un ejemplo para un $P_e = 80$ US\$/MWh. El análisis detallado de la evaluación del Fondo al definir límites máximos a la probabilidad de quiebra se encuentra en el Anexo E.

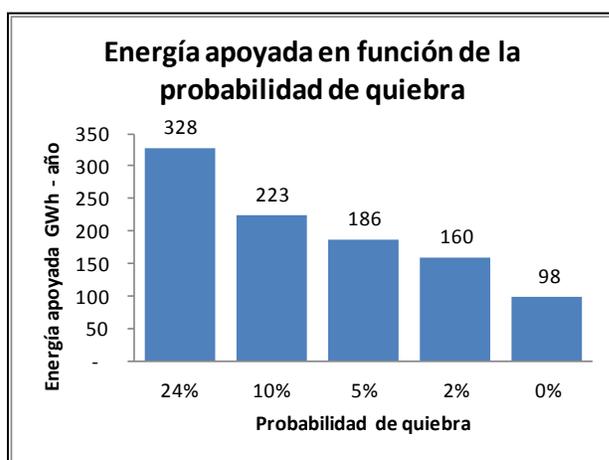


Figura 5-8: Energía máxima apoyada restringiendo la probabilidad de quiebra del Fondo.

Por último, se realizó un análisis más detallado de los eventos de quiebra del Fondo, para determinar el tamaño del fondo de rescate que se requeriría eventualmente para permitir que el mecanismo pueda seguir operando en caso de enfrentarse a periodos donde el saldo acumulado es menor que cero. Se calculó la máxima pérdida que enfrenta el Fondo cada vez que se presentó una quiebra, utilizando todas las series Monte Carlo de precios. Con esta información se calculó la distribución de probabilidad del mínimo saldo en el Fondo (el mayor valor absoluto dentro de los saldos negativos).

Por otra parte, y utilizando la misma información, se calculó también la distribución de probabilidad de la duración de cada evento de quiebra, medido como el tiempo transcurrido desde que el saldo del Fondo se vuelve negativo hasta que alcanza nuevamente un saldo positivo. Se consideraron como hechos independientes cuando el Fondo vuelve a quebrar más de una vez para una misma serie Monte Carlo de precios.

Para acotar el número de cálculos, el procedimiento se realizó en este caso solamente para las soluciones factibles presentadas en la Tabla 5-1, para un rango de precios acotado (entre 77,5 US\$/MWh y 82,5 US\$/MWh).

En la Figura 5-9 se presentan los resultados obtenidos. Por ejemplo, para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh (línea verde), la probabilidad de que la máxima pérdida del Fondo sea mayor a 20 MMUS\$ es de un 10%. Por otra parte, para un precio estabilizado de 82,5 US\$/MWh (línea azul) se tiene que, en caso de ocurrir una pérdida, existe un 80% de probabilidad de que ésta sea de al menos 5 MMUS\$.

Al igual de lo que sucede con la energía apoyada por el fondo, a medida que el precio estabilizado aumenta, los saldos negativos se hacen cada vez más significativos. Para un $P_e = 82,5$ US\$/MWh, en caso de existir saldos negativos estos serán siempre mayores a 3 MMUS\$, en cambio para un $P_e = 77,5$ US\$/MWh solo serán como máximo 8 MMUS\$.

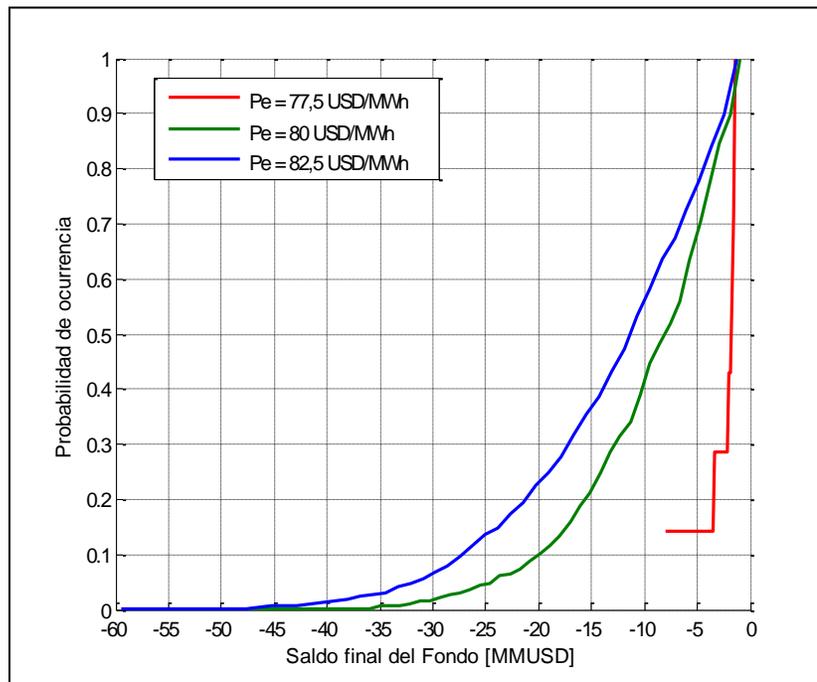


Figura 5-9: Probabilidad acumulada de la pérdidas máximas a las que está expuesto el fondo de estabilización, caso inferior.

En cuanto a la duración de la quiebra, los resultados obtenidos se presentan en la Figura 5-10. Aquí se observa que para un precio estabilizado de 77,5 US\$/MWh, en caso de presentarse una quiebra existe un 50% de probabilidad de que ésta dure menos de 5 meses, es decir, existe un 50% de que los saldos negativos se prolonguen por un plazo máximo de 5 meses.

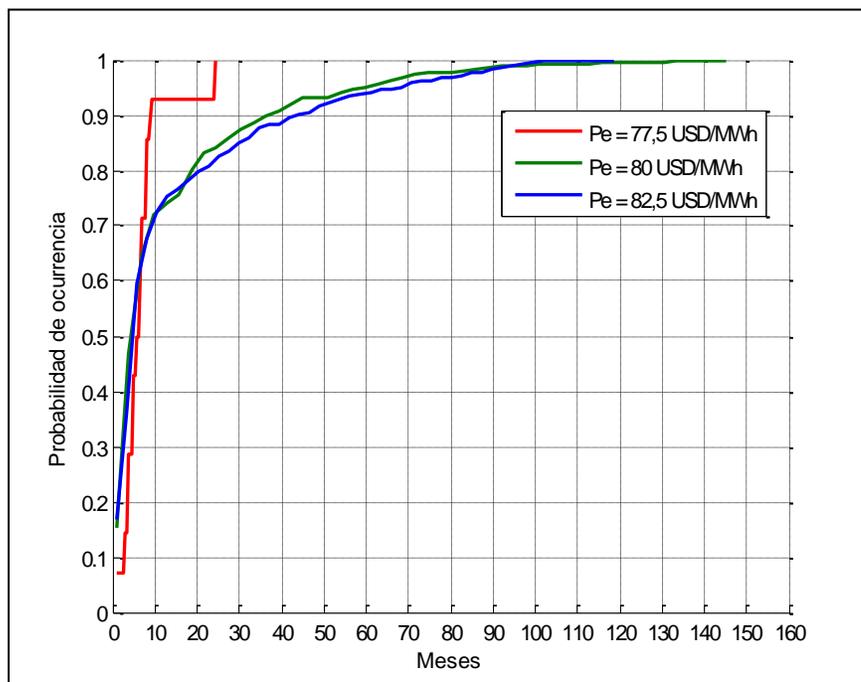


Figura 5-10: Probabilidad acumulada de la duración de los periodos donde el fondo tiene saldos negativos, caso inferior.

Un efecto similar sucede con la duración de los saldos negativos, ya que a medida que aumenta la energía apoyada, los periodos de saldos negativos parecen ser más prolongados. Por ejemplo, para $P_e = 77,5$ US\$/MWh los saldos negativos no debiesen durar más de 2 años en ningún caso, en cambio para $82,5$ US\$/MWh existe un 20% de probabilidades de que las pérdidas duren más de 2 años.

5.2 Evaluación del Fondo para el caso superior

En el **caso superior** de la proyección de costos marginales del sistema se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 5-4, con costos marginales más altos tanto para el SIC como para el SING. De esta manera el Fondo será capaz de apoyar más energía para

cada uno de los precios estabilizados ofrecidos, dado que recibirá una mayor cantidad de ingresos por ventas de energía al mercado spot.

Al igual que en el caso anterior existe una banda de precios donde a medida que el precio estabilizado ofrecido por el Fondo aumenta, la energía apoyada también lo hace. Esto sucede hasta que el precio estabilizado alcanza los 90 US\$/MWh. La central con mayor costo de desarrollo que ingresa al Fondo de Estabilización para un precio estabilizado de 87,5 US\$/MWh corresponde a una unidad de la VIII Región, la cual para un precio estabilizado $P_e = 90$ US\$/MWh, no es rentable para el Fondo dado que el costo marginal promedio de su barra de referencia (Concepción 220kV) es de 87,7 US\$/MWh, generando pérdidas para el Fondo de Estabilización.

Tabla 5-3: Costos marginales promedio para cada barra de referencia para los años de evaluación del Fondo de Estabilización, caso superior.

Región	Barra de conexión	Costo marginal promedio 2016-2027 [US\$/MWh]
I	Pozo Almonte 220	91,5
II	Crucero 220	90,6
III	Diego de Almagro	105,9
IV	Pan de Azúcar 220	104,5
VIII	Concepción 220	87,7
X	Puerto Montt 220	92,8

Cuando el precio estabilizado ofrecido alcanza valores similares al costo marginal promedio se produce generalmente una disminución en la energía apoyada, ya que

grandes bloques de energía pueden producir mayores ganancias pero a la vez grandes pérdidas, dependiendo de las variaciones hidrológicas.

El rango de precio para el cual los proyectos eólicos son atractivos para el Fondo de Estabilización, corresponde a los precios estabilizados entre 77,5 y 87,5 US\$/MWh. Se considera que para un $P_e = 87,5$ US\$/MWh han ingresado al Fondo todos los proyectos eólicos eficientes, dado que sobre este precio disminuye el apoyo hacia los proyectos eólicos.

Tabla 5-4: Resultados obtenidos para la simulación y evaluación del Fondo de Estabilización para el caso superior de costos marginales del sistema.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante [US\$/MWh]		E[SF]	std[SF]	P(quiebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	167	-	167	50	-	50	75,3	-	56,5	12,9	0,0%
80	328	-	328	100	-	100	78,0	-	79,2	25,3	1,7%
82,5	328	-	328	100	-	100	78,0	-	67,0	25,3	5,7%
85	476	-	476	150	-	150	83,5	-	70,3	36,7	29,5%
87,5	533	-	533	170	-	170	85,4	-	54,6	40,4	46,7%
90	533	-	533	170	-	170	85,4	-	34,6	40,4	58,4%
92,5	529	-	529	170	-	170	91,7	-	20,0	39,5	62,1%
95	178	-	178	68	-	68	93,4	-	20,3	9,9	0,5%
97,5	206	-	206	82	-	82	96,5	-	20,2	10,7	1,1%
100	222	36	258	90	13	103	99,5	99,7	9,7	12,0	22,1%
102,5	192	27	219	78	10	88	99,5	100,7	9,4	10,7	19,5%
105	97	78	174	41	30	71	104,3	104,2	7,2	8,0	18,8%

Para el caso superior, la cantidad máxima de energía que es capaz de apoyar el Fondo corresponde a 533 GWh-año aproximadamente, considerando un precio de estabilización igual a 87,5 US\$/MWh. Esta solución presenta una rentabilidad esperada de 7% anual aproximadamente. En caso de que se le exija al Fondo tener una

rentabilidad esperada superior al 7%, es posible cumplir con dicho requerimiento considerando un precio estabilizado de 85 US\$/MWh apoyando 476 GWh-año.

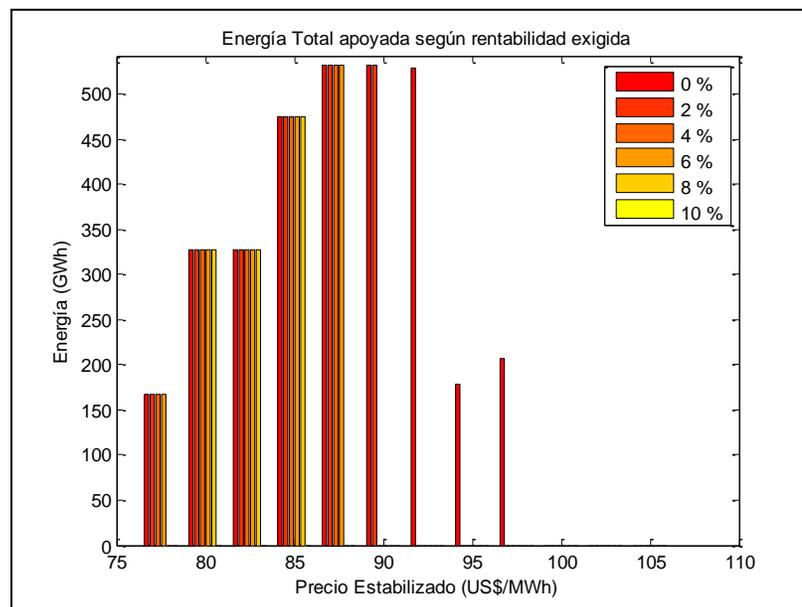


Figura 5-11: Energía máxima a apoyar según una cierta rentabilidad exigida para distintos valores de precios estabilizados, caso superior.

Al igual que en la Figura 5-4, a medida que aumenta el precio estabilizado entregado por el Fondo y la energía apoyada, aumenta también la probabilidad de quiebra. Así por ejemplo, se tiene que para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh, la probabilidad de quiebra producto de apoyar 328 GWh-año, es de 1,7% aproximadamente. En cambio para un precio de 82,5 US\$/MWh la probabilidad de quiebra para apoyar la misma cantidad de energía (328 GWh-año), corresponde a un 5,7% aproximadamente.

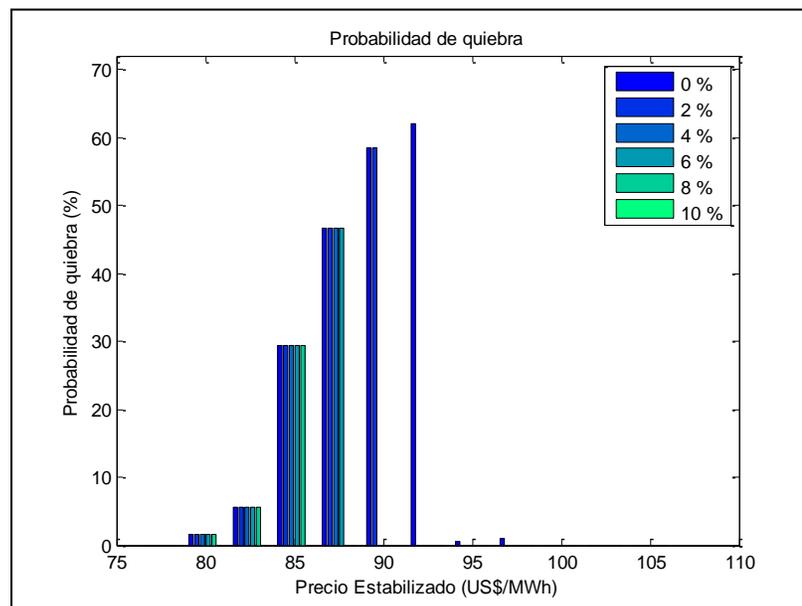


Figura 5-12: Probabilidad de quiebra para diferentes precios estabilizados ofrecidos por el Fondo de Estabilización, caso superior.

En este caso si se deseara tomar la decisión de maximizar el saldo del Fondo a partir de las soluciones presentadas en la Tabla 5-4, la decisión sería la misma que en el caso inferior, considerando un precio estabilizado de 80 US\$/MWh, se obtendría un saldo final esperado de 79,2 MMUS\$, con una probabilidad de quiebra de aproximadamente 1,7%.

Al igual que para el caso inferior, en la Figura 5-13 y en la Figura 5-14 se presentan la distribución de probabilidades del saldo final acumulado por el Fondo una vez terminado el periodo de evaluación, y la probabilidad acumulada para el saldo final del Fondo para algunos de los portafolios de energía apoyada según Pe, presentados en la Tabla 5-4.

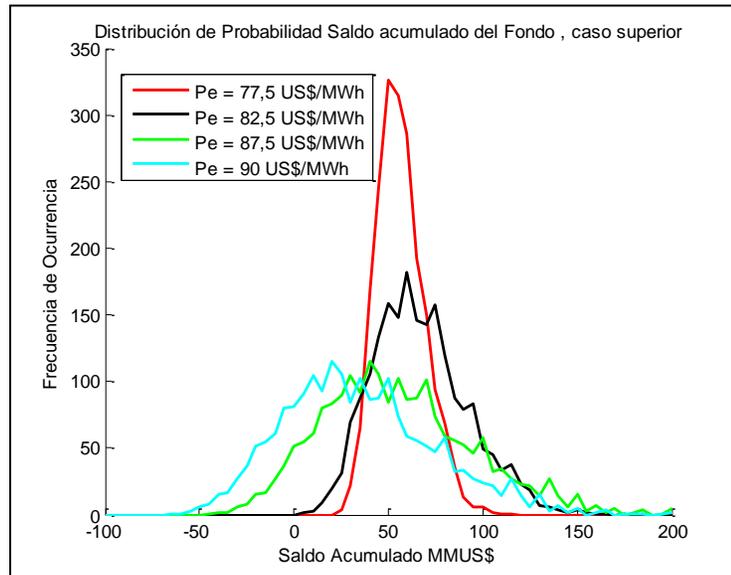


Figura 5-13: Distribución de probabilidad del saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según Pe entregado, caso superior.

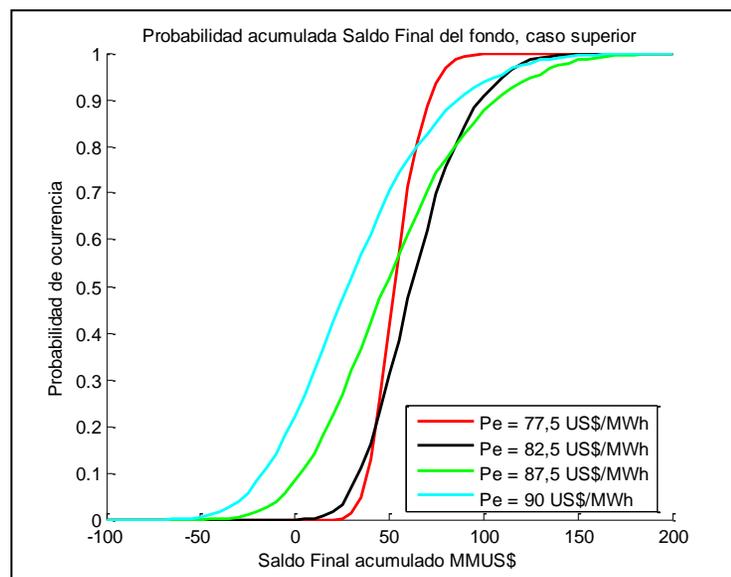


Figura 5-14: Probabilidad acumulada para el saldo final acumulado por el Fondo de Estabilización según Pe entregado, caso superior.

En este caso la solución que maximiza la energía apoyada corresponde a un $P_e = 87,5$ US\$/MWh, apoyando un total de 533 GWh por año. Esta solución presenta un saldo final esperado de 54,6 MMUS\$ ($\sigma = 40,4$ MMUS\$), con una probabilidad de quiebra de 46,8%.

En la Figura 5-15, se presenta el saldo esperado anual del fondo para el portafolio que maximiza la energía. El saldo promedio menos una desviación estándar puede arrojar saldos negativos desde el segundo año de funcionamiento, pero a partir del año 12 este efecto ya no existe. A diferencia del caso inferior la desviación estándar no presenta un incremento sustancial a partir del sexto año. El Fondo produce más ganancias cada año debido a que la proyección de costos marginales para este caso (91 US\$/MWh aproximadamente) es en promedio superior al precio estabilizado entregado en este caso particular (87,5 US\$/MWh).

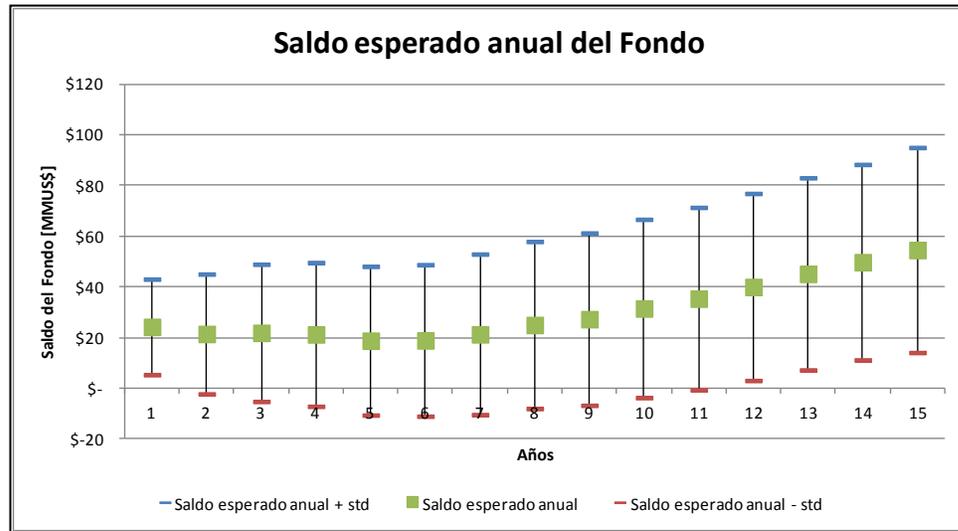


Figura 5-15: Valor esperado y desviación estándar del Saldo anual del Fondo de estabilización, caso superior.

Al igual que para el caso inferior, los resultados tienen una probabilidad de quiebra alta en los portafolios. En la Figura 5-16, considerando un $P_e = 87,5$ US\$/MWh, se muestra que al restringir la probabilidad de quiebra, la energía apoyada disminuye considerablemente. El análisis detallado se encuentra en el Anexo E.

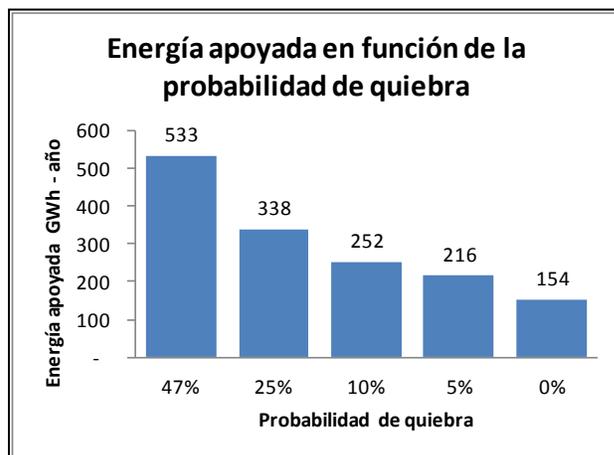


Figura 5-16: Energía máxima apoyada restringiendo la probabilidad de quiebra del Fondo.

Al realizar el mismo análisis para determinar el tamaño del fondo de rescate que para el caso inferior, se obtienen los resultados que se presentan en la Figura 5-17. Se utilizó un rango de precios acotado que va desde los 80 US\$/MWh hasta los 87,5 US\$/MWh.

Para $P_e = 80$ US\$/MWh (línea roja) la probabilidad de que la máxima pérdida del Fondo sea superior a 5 MMUS\$ es de un 13%. Por su parte para $P_e = 85$ US\$/MWh (línea azul) se espera que en un 90% de los casos la pérdida sea superior a 2 MMUS\$ aproximadamente.

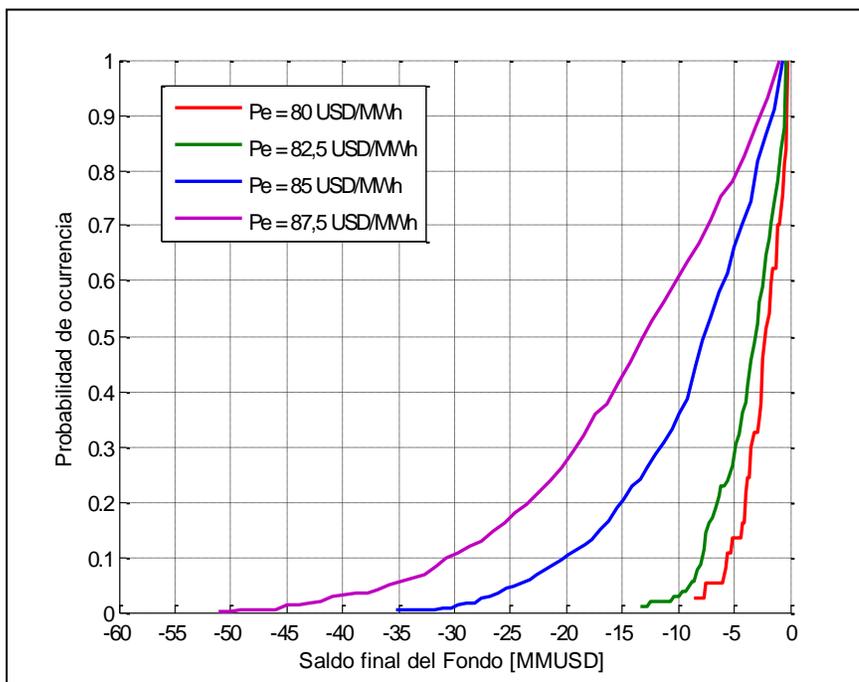


Figura 5-17: Probabilidad acumulada de la pérdidas máximas a las que está expuesto el fondo de estabilización, caso superior.

Con respecto a la duración de los periodos de quiebra, los resultados obtenidos se presentan en la Figura 5-18. En este caso se observa que para $Pe = 80$ US\$/MWh, en aproximadamente un 70% de las ocasiones la duración de los saldos negativos es de máximo 10 meses. En cambio, para $Pe = 85$ US\$/MWh se tiene que solo en un 60% de los casos el Fondo operará con saldos negativos por un máximo de 10 meses.

Al igual que para el caso inferior, se tiene que a medida que aumenta el precio estabilizado (y con ello la energía) los saldos negativos se hacen cada vez más significativos. Por ejemplo para un precio estabilizado de 85 US\$/MWh, en caso de

quiebra los saldos negativos serán siempre mayores a 2 MMUS\$ hasta alcanzar valores cercanos a los 35 MMUS\$. En cambio, para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh los saldos negativos serán como máximo 8,5 MMUS\$.

Respecto a la duración de los periodos de quiebra, al aumentar la energía apoyada los periodos de saldos negativos se vuelven más prolongados. Al considerar un precio estabilizado de 80 US\$/MWh, los saldos negativos no debiesen durar más de 57 meses; en cambio para un precio estabilizado de 82,5 US\$/MWh existe un 10% de probabilidades de que la duración de los saldos negativos sean superiores a este número.

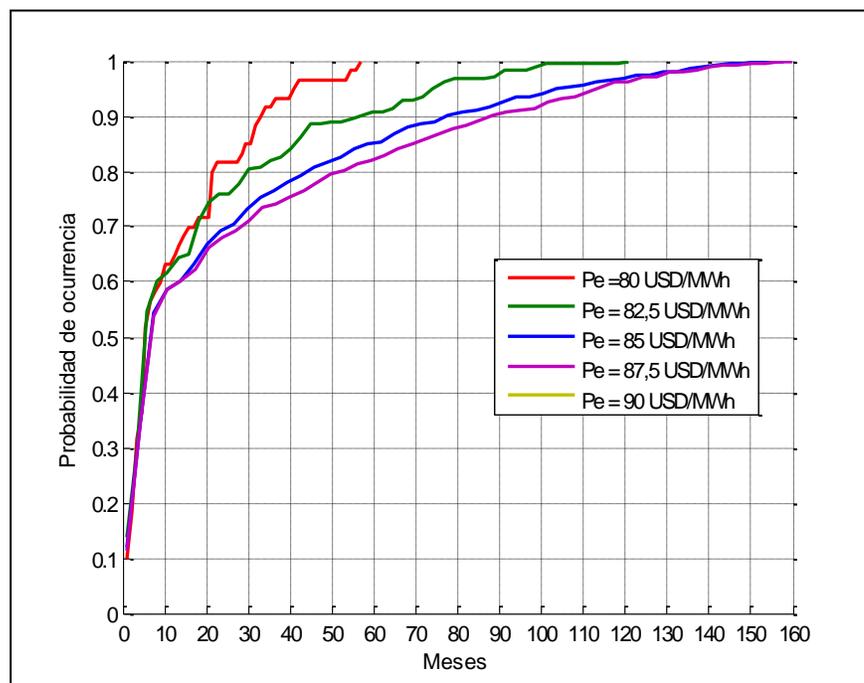


Figura 5-18: Probabilidad acumulada de la duración de los periodos donde el fondo tiene saldos negativos, caso superior.

5.3 Test de estrés

Se realizó un test de estrés considerando la posibilidad de que ocurriesen años húmedos con costos marginales bajos dentro del horizonte de evaluación, para estimar que tan sensible es el saldo acumulado y la probabilidad de quiebra del fondo a la ocurrencia de estos eventos. Se consideraron en el análisis dos casos: la ocurrencia de un año húmedo y la ocurrencia de dos años húmedos consecutivos dentro del periodo de funcionamiento del Fondo de estabilización. En ambos casos, el año húmedo puede presentarse en cualquier año a lo largo del periodo de evaluación. Se calculó la probabilidad de quiebra para cada uno de los portafolios de generación óptimos obtenidos para cada precio estabilizado.

Para forzar la introducción de un año con hidrología húmeda, se utilizaron las mismas series de precios Monte Carlo de la etapa de evaluación, pero a las cuales se les modificó la hidrología aleatoria de uno de los años por una hidrología húmeda. Se utilizó como hidrología húmeda la que presenta un 6% de excedencia en la proyección de costos marginales del sistema. Para cada uno de los 15 años de funcionamiento del Fondo se repitió el procedimiento y se calculó el promedio de las probabilidades de quiebra del Fondo asumiendo que la ocurrencia de un año húmedo es equiprobable dentro del horizonte de funcionamiento. Para forzar la introducción de dos años húmedos seguidos, se realizó un procedimiento similar reemplazando dos años consecutivos por la serie hidrológica que representa el 6% de excedencia.

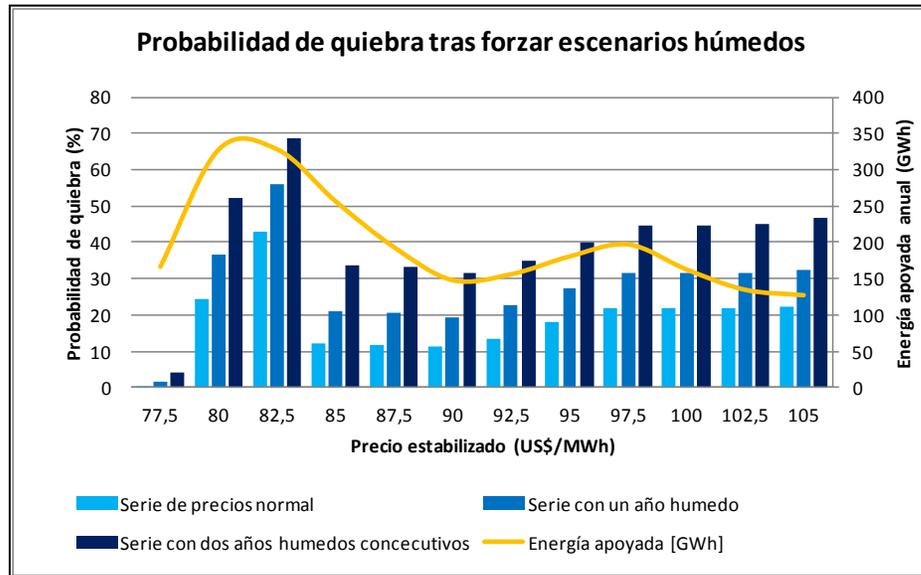


Figura 5-19: Probabilidad de quiebra según precio estabilizado para escenarios de estrés hidrológicos, Caso inferior.

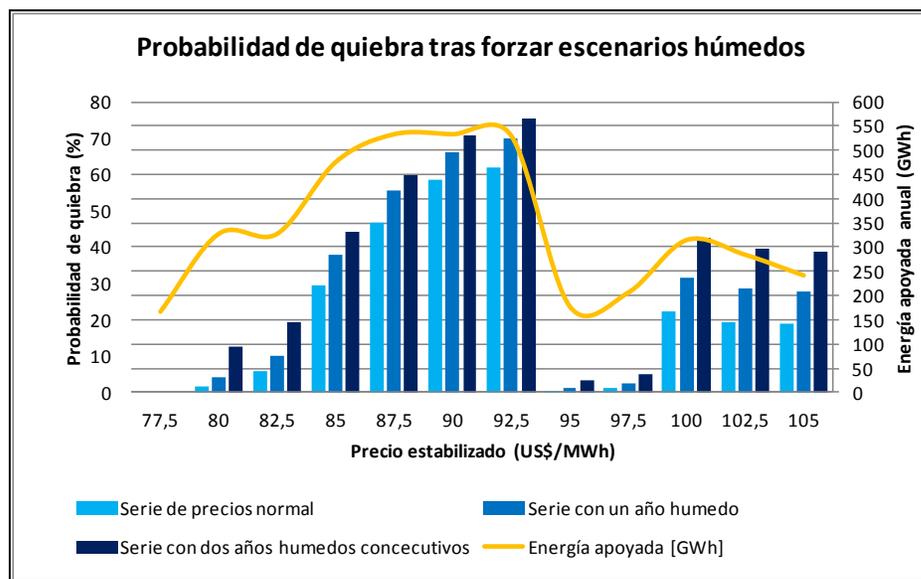


Figura 5-20: Probabilidad de quiebra según precio estabilizado para escenarios de estrés hidrológicos, Caso superior.

Los resultados del test de stress se muestran en la Figura 5-19 para el caso inferior y en la Figura 5-20 para el caso superior. Se observa por ejemplo, que en el escenario inferior para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh la probabilidad de quiebra del Fondo para la serie normal de precios era de 24,2%; al forzar un año húmedo, la probabilidad de quiebra promedio aumentó hasta alcanzar un 36,7%. Para este mismo caso, al forzar dos años húmedos consecutivos, la probabilidad de quiebra aumentó hasta 52,3%.

En conclusión, el hecho de forzar la ocurrencia de un año húmedo dentro del funcionamiento del Fondo, genera un aumento de la probabilidad de quiebra, que en promedio es de 9,9% para el caso inferior y de 6,3% para el caso superior con respecto a las series de precio originales (Figura 5-19 y Figura 5-20,). Cuando se considera la ocurrencia de dos años con hidrología húmeda seguidos, el efecto es más significativo provocando un aumento de la probabilidad de quiebra aproximadamente de 23,1% para el caso inferior y de 13,1% para el caso superior en promedio con respecto a la base de comparación.

Es importante destacar que dentro del análisis la probabilidad de quiebra es sensible al año en el cual se produce la anomalía de hidrología húmeda, lo cual no es del todo evidente al analizar solamente la probabilidad de quiebra promedio, ya que ésta última pondera por igual todos los años del horizonte.

Por lo tanto, se realizó un análisis más detallado para las soluciones que maximizan la energía apoyada y para aquellas que maximizan el saldo final del Fondo, tanto para el caso inferior como el caso superior de proyección de costos marginales.

Caso Inferior: se consideró un precio estabilizado de 80 US\$/MWh, para el cual el Fondo apoyaría aproximadamente 328 GWh-año. La ocurrencia de un año húmedo en los primeros años de funcionamiento afectan de manera más significativa la probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización (Figura 5-21). Esto se debe principalmente a que durante los primeros 3 años del Fondo, se esperan costos marginales altos en relación con el largo plazo, los cuales le sirven al Fondo de estabilización para generar ingresos que le permiten sobrellevar periodos de marginales más bajos.

Los resultados muestran que una hidrología húmeda el primer año de funcionamiento, produce un aumento significativo en la probabilidad de quiebra, alcanzando valores cercanos al 50%. A partir del cuarto año de funcionamiento, la ocurrencia de un año húmedo produce que la probabilidad de quiebra alcanza un valor límite independiente del año en que se encuentre el escenario húmedo.

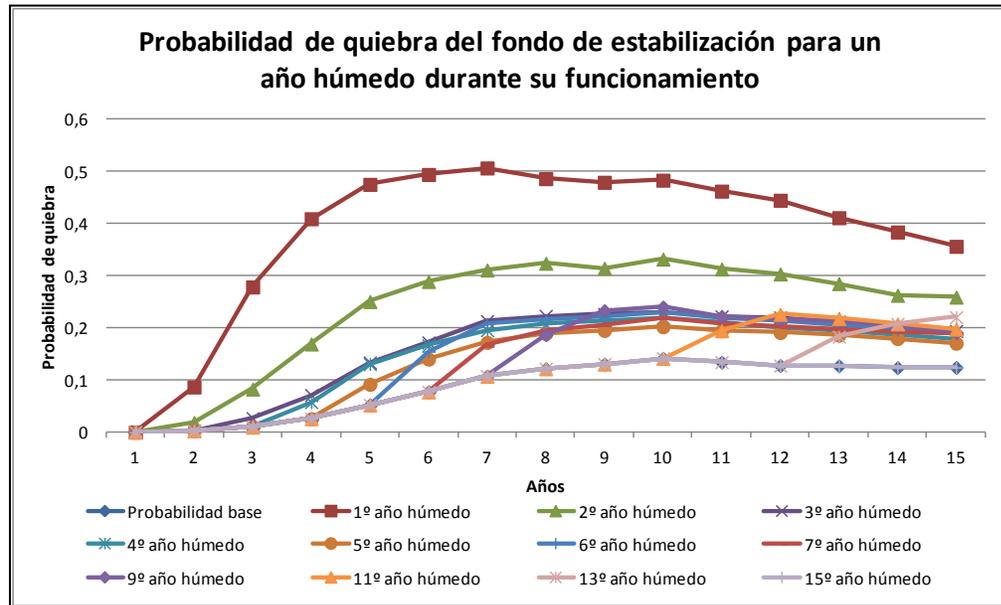


Figura 5-21: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de un año húmedo durante su funcionamiento. - Caso inferior.

Al forzar la ocurrencia de dos años húmedos seguidos se observa un resultado similar, si los primeros dos años son húmedos se tiene que el Fondo quiebra el 100% de las ocasiones el primer año de funcionamiento (Figura 5-22). En este caso la probabilidad de quiebra aumenta aún más dado que el hecho de tener dos años húmedos seguidos no le permite al Fondo generar ganancias antes de tener que sortear pérdidas por concepto de costos marginales bajos.

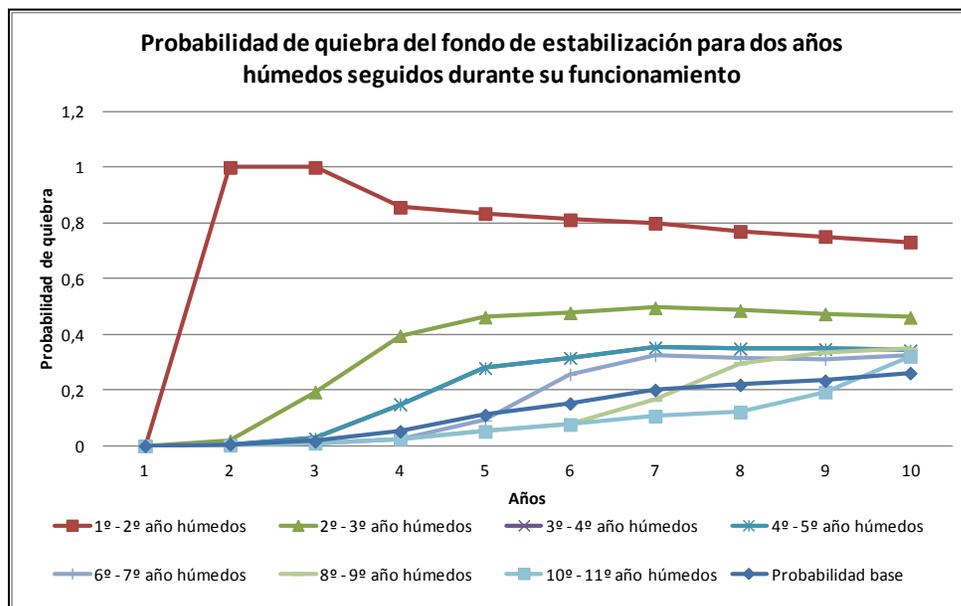


Figura 5-22: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de dos años húmedos durante su funcionamiento. - Caso inferior.

Al revisar los saldos finales esperados para estos distintos escenarios hidrológicos se aprecia que la presencia de hidrologías húmedas afecta de manera significativa el rendimiento del Fondo de estabilización. Con la ocurrencia de un año húmedo con excedencia 6% dentro del periodo evaluado, el saldo esperado del Fondo disminuye un 25%. Cuando se generan dos años húmedos seguidos, el saldo final del Fondo disminuye en un 51% con un valor final de 16 MMUS\$.

Tabla 5-5: Saldo final esperado del Fondo de estabilización para diferentes escenarios hidrológicos, caso inferior.

	Precio estabilizado [US\$/MWh]	Energía apoyada [GWh-año]	E[Sf] [MMUS\$]	std[Sf] [MMUS\$]
Serie de precios original	80	328	32,49	27,8
Serie con un año húmedo			24,25	26,9
Serie con dos años húmedos			15,99	25,9

Caso superior: se realizó el test de stress para un precio estabilizado de 87,5 US\$/MWh el Fondo consigue apoyar aproximadamente 533 GWh por año.

Nuevamente los resultados muestran que una hidrología húmeda en el primer año de funcionamiento del Fondo, produce la quiebra el 100% de las ocasiones y que a partir del cuarto año, la probabilidad de quiebra se estabiliza y alcanza un máximo. A diferencia del caso inferior de precios, la probabilidad de que el saldo anual del fondo sea negativo va disminuyendo significativamente a lo largo del tiempo.

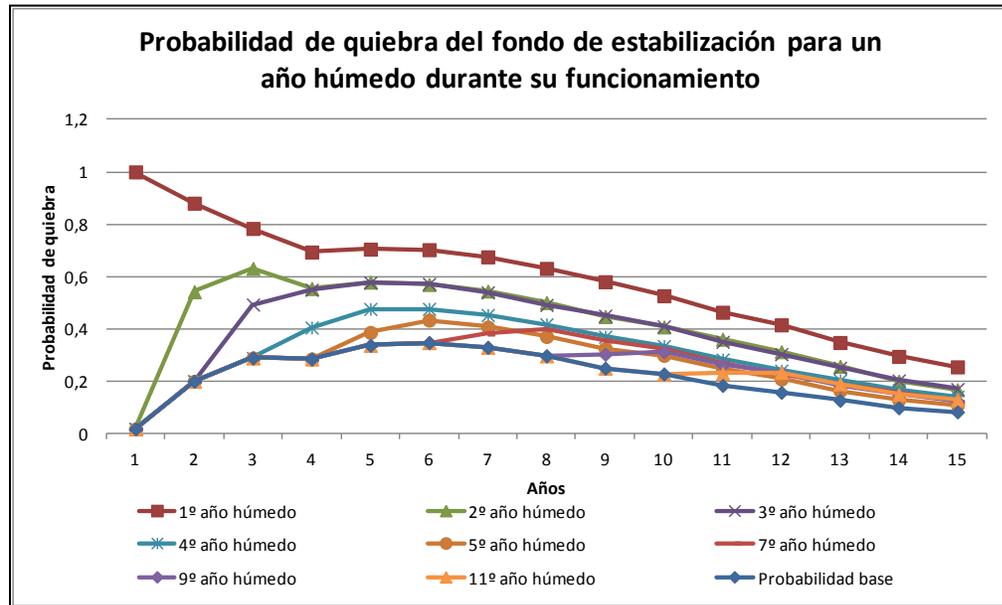


Figura 5-23: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de un año húmedo durante su funcionamiento. - Caso superior.

Al forzar los dos años húmedos consecutivos seguidos, si ello ocurre durante los primeros dos años de funcionamiento la quiebra es inevitable (Figura 5-24), dado que esta situación imposibilita al fondo de generar ganancias para otros periodos difíciles.

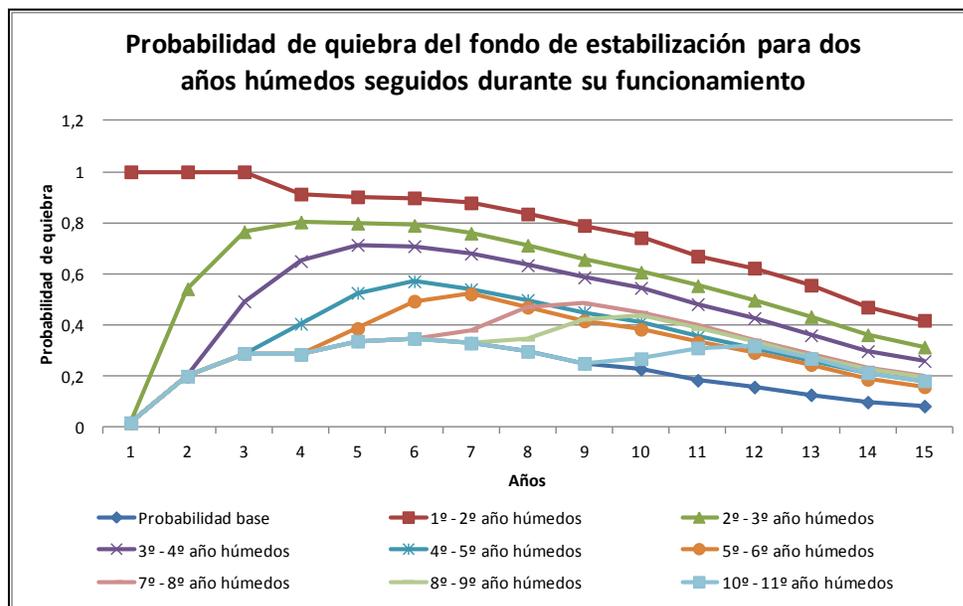


Figura 5-24: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de dos años húmedos durante su funcionamiento. - Caso superior.

Los resultados muestran que al igual que para el caso inferior, las hidrologías húmedas afectan de manera significativa el rendimiento del Fondo de estabilización. Con la existencia de un año húmedo con excedencia 6% dentro del funcionamiento, el saldo esperado disminuye considerablemente alcanzando un valor de 44,53 MMUS\$, reduciéndose en 10,03 MMUS\$ equivalente a la mitad de los fondos necesarios para la creación de un nuevo Fondo de estabilización. Cuando se generan dos años húmedos seguidos, el saldo final esperado del Fondo llega a un valor de 34,83 MMUS\$, es decir, 19,76 MMUS\$ menos que el saldo final esperado base sin forzar hidrologías húmedas.

Tabla 5-6: Saldo final esperado del Fondo de estabilización para diferentes escenarios hidrológicos., caso superior.

	Precio estabilizado [US\$/MWh]	Energía apoyada [GWh-año]	E[SF] [MMUS\$]	std[SF] [MMUS\$]
Serie de precios original	87,5	558	54,59	40,4
Serie con un año húmedo			44,53	39,1
Serie con dos años húmedos			34,83	37,7

La existencia de dos hidrologías húmedas seguidas no logra generar saldos finales negativos para el Fondo. Si se comparan ambos casos se aprecia que la probabilidad de quiebra para cada uno de estos escenarios hidrológicos siempre es menor cuando se considera una proyección de costos marginales más altos.

Ahora para el portafolio que maximiza el saldo final del Fondo, para un $P_e = 80$ US\$/MWh, se obtiene que con la ocurrencia de una hidrología húmedo el primer año de funcionamiento la probabilidad de quiebra en el segundo año de operación aumenta un 13,3% en comparación con la evaluación base. En este caso cuando se tiene dos años húmedos durante los primeros años de funcionamiento del Fondo, la quiebra el segundo año es inevitable. En términos generales y como es de esperarse la probabilidad de quiebra para el caso superior de precios de la energía del sistema es significativamente menor que la que se presenta en el caso inferior de precios.

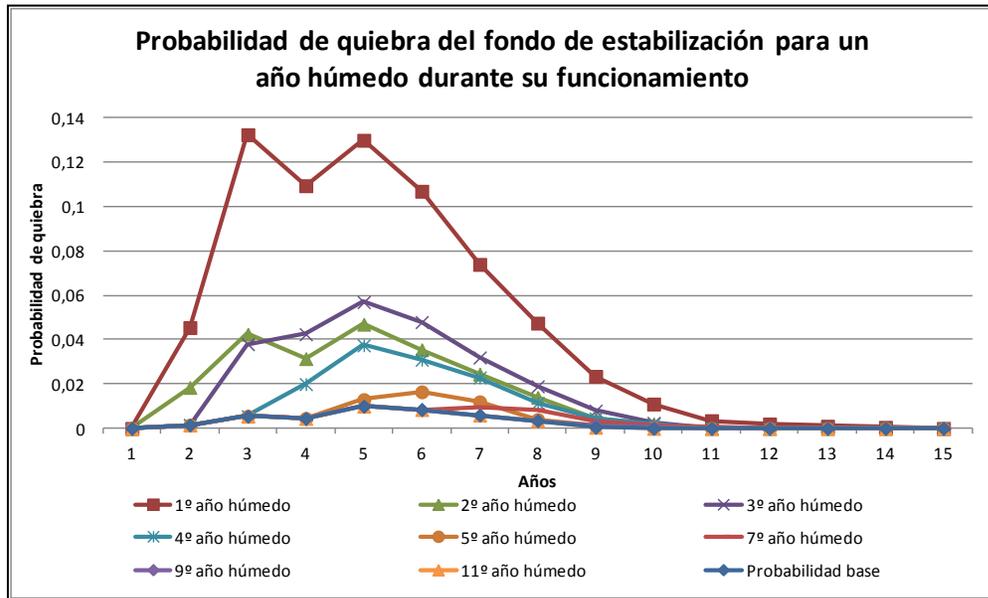


Figura 5-25: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de un año húmedo durante su funcionamiento. - Caso superior.

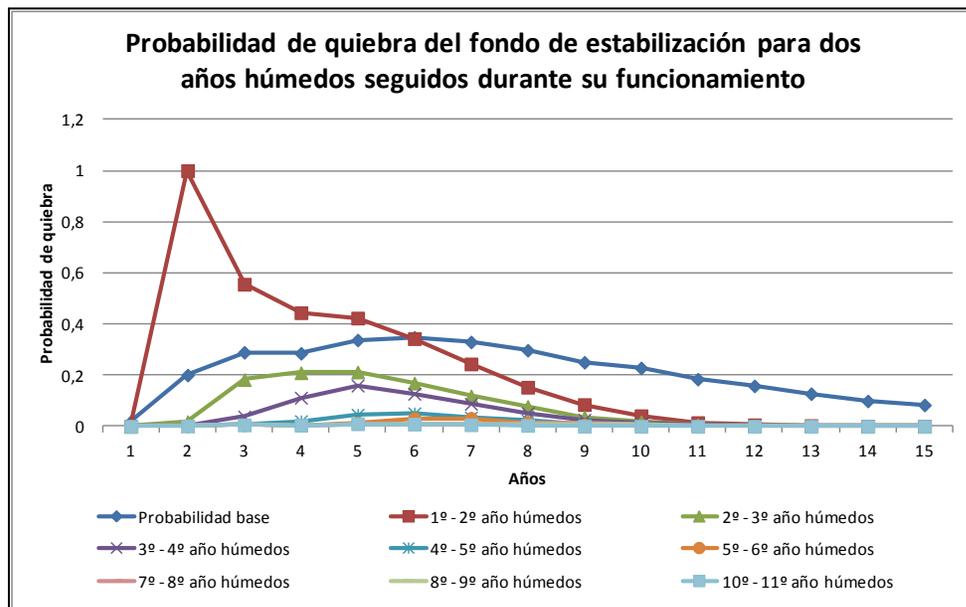


Figura 5-26: Probabilidad de quiebra del Fondo de estabilización considerando la ocurrencia de dos años húmedos durante su funcionamiento. - Caso superior.

El saldo final esperado considerando estos distintos escenarios hidrológicos es presentado en la Tabla 5-7 a continuación. Se observa que la ocurrencia de un año húmedo produce una disminución en el saldo final esperado de 6,24 MMUS\$ y de 12,26 MMUS\$ cuando ocurren dos años consecutivos con hidrologías húmedas.

Tabla 5-7: Saldo final esperado del Fondo de estabilización para diferentes escenarios hidrológicos., caso superior.

	Precio estabilizado [US\$/MWh]	Energía apoyada [GWh-año]	E[SF] [MMUS\$]	std[SF] [MMUS\$]
Serie de precios original	80	328	79,25	25,3
Serie con un año húmedo			73,01	24,5
Serie con dos años húmedos			66,99	23,6

5.4 Contratos de suministro

Como se mencionó en la sección 3.1, el fondo vende toda la energía comprada a fuentes renovables al mercado spot, quedando expuesto a al riesgo precio intrínseco del mercado. Una manera de reducir la exposición del Fondo al riesgo precio es mediante establecer contratos de suministros o power purchase agreements (PPA), donde el Fondo se compromete a entregar una cantidad fija de energía a la contraparte a cambio de un precio preestablecido.

Se realizó un análisis del efecto sobre la probabilidad de quiebra que tendría establecer un PPA. El precio del contrato evaluado corresponde al promedio del costo marginal en

la Barra Alto Jahuel 220kV, equivalente a 81.4 US\$/MWh y 88.7 US\$/MWh, para el caso inferior y superior respectivamente.

Para el **Caso Inferior**, se realizó el análisis para un rango de precios entre 77,5 US\$/MWh y 82,5 US\$/MWh. En la Figura 5-27, se ilustra la evolución de la probabilidad de quiebra dependiendo del porcentaje de contratación adquirido por el Fondo con respecto a la capacidad comprada. Por ejemplo, para un precio de $Pe = 77,5$ US\$/MWh, el Fondo puede vender mediante contratos hasta 50 MW, que corresponden a los 50 MW eólicos contratados en la X Región.

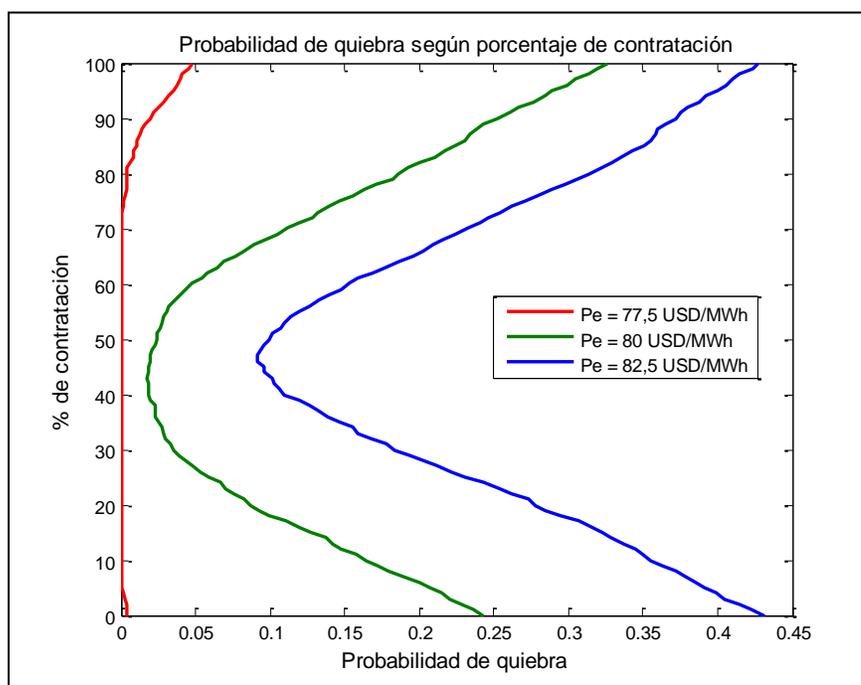


Figura 5-27: Probabilidad de quiebra según porcentaje de contratación.

Para un $Pe = 80$ US\$/MWh, al comprometer la venta mensual un 43% de la capacidad comprada por el Fondo a energías renovables, la probabilidad de quiebra disminuye

desde un 24,4% hasta un 2% aproximadamente. Similarmente para $P_e = 82,5$ US\$/MWh, al comprometer un 47% de la capacidad contratada por el Fondo, la probabilidad de quiebra disminuye de un 43% a un 9,2%.

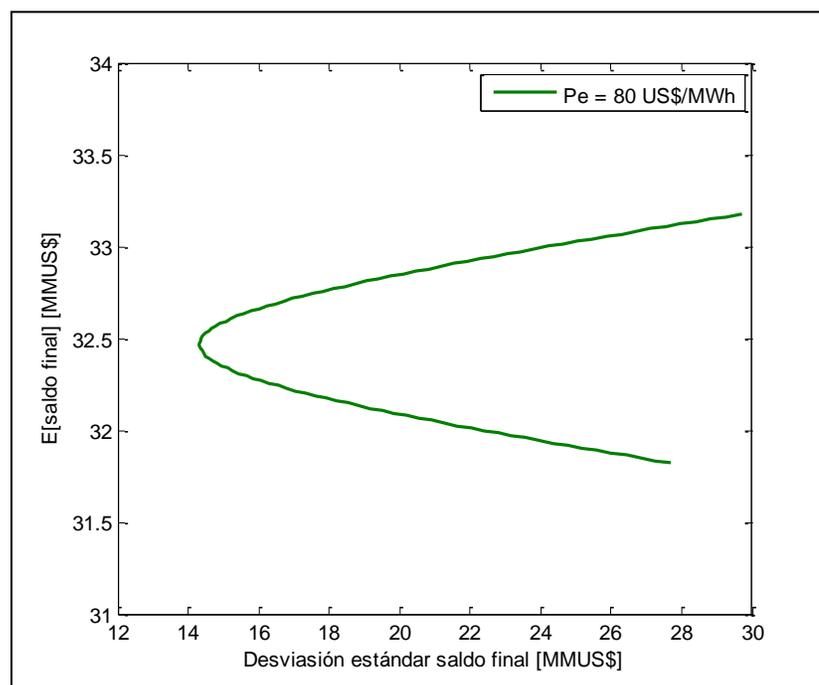


Figura 5-28: Curva C, saldo final esperado vs desviación estándar del portafolio óptimo para un $P_e = 80$ US\$/MWh.

En la Figura 5-28 es posible apreciar como a medida que se aumenta el porcentaje de contratación del portafolio óptimo para un $P_e = 80$ US\$/MWh, la desviación estándar del saldo final del fondo disminuye hasta alcanzar un mínimo, tal y como establece la teoría de portafolios de Markowitz (Markowitz, 1952).

Para el **Caso Superior**, el análisis se realizó para un rango de precios entre 77,5 US\$/MWh y 87,5 US\$/MWh. En la Figura 5-29, se ilustra la evolución de la

probabilidad de quiebra dependiendo del porcentaje de contratación adquirido por el Fondo con respecto a la capacidad comprada.

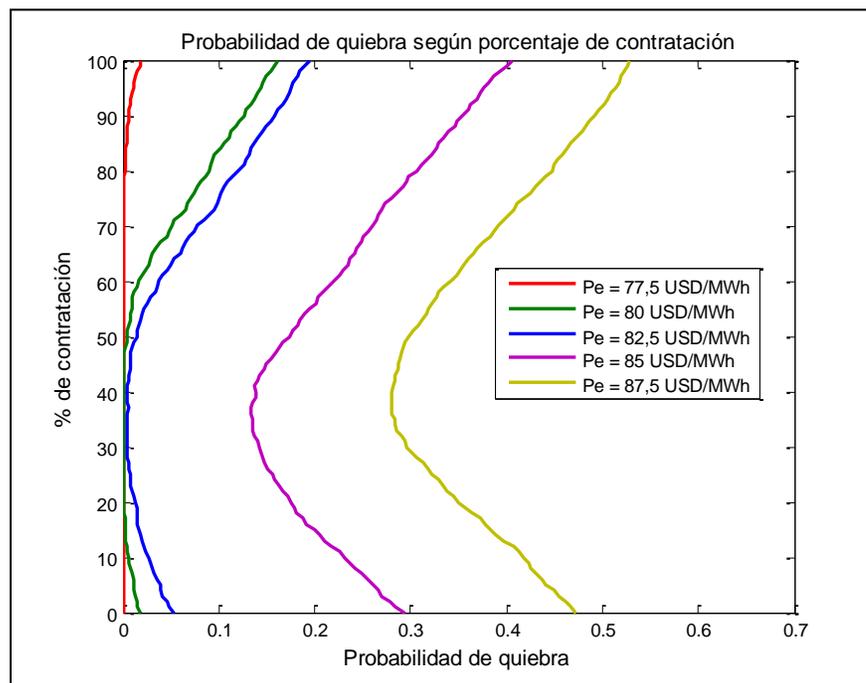


Figura 5-29: Probabilidad de quiebra según porcentaje de contratación.

Para un $Pe = 85$ US\$/MWh, al comprometer la venta mensual un 38% de la capacidad comprada por el Fondo a energías renovables, la probabilidad de quiebra disminuye desde un 29,4% hasta un 13,5% y para $Pe = 87,5$ US\$/MWh, al comprometer un 40% de la capacidad contratada por el Fondo, la probabilidad de quiebra disminuye de un 46,7% a un 28%.

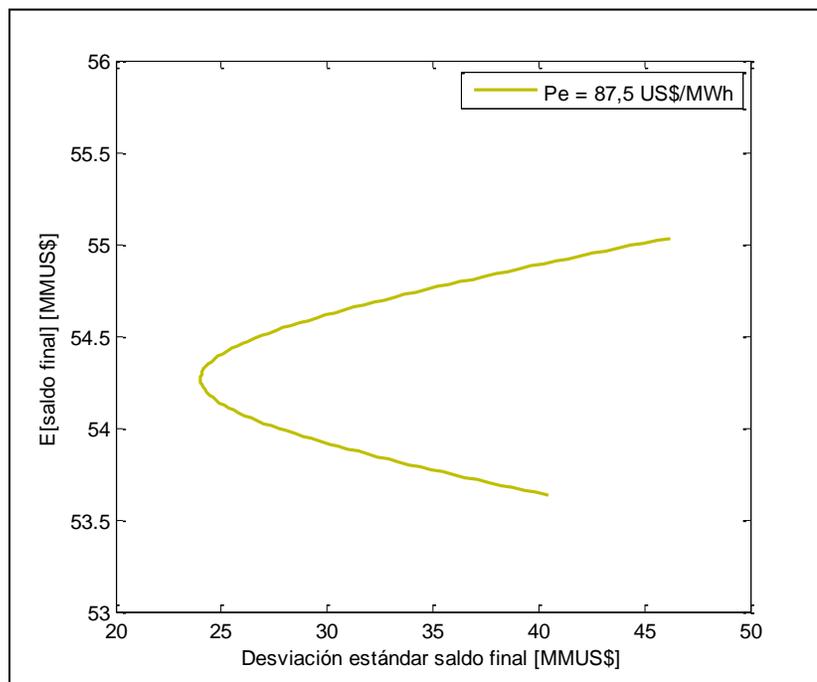


Figura 5-30: Curva C, saldo final esperado vs desviación estándar del portafolio óptimo para un $P_e = 87,5$ US\$/MWh.

En la Figura 5-30 se muestra como a medida que se aumenta el porcentaje de contratación del portafolio óptimo para un $P_e = 87,5$ US\$/MWh, la desviación estándar del saldo final del fondo disminuye hasta alcanzar un mínimo, al igual que para el caso inferior.

5.5 Reducción de emisiones

Para determinar la reducción en el nivel de emisiones que se puede esperar de los proyectos de ERNC apoyados por el Fondo, se determinó el nivel de emisiones promedio de la unidad que entrega el costo marginal del sistema, expresado en tonCO₂/MWh. Esto asume que cada proyecto adicional ERNC que logre implementarse

gracias al aporte del Fondo, desplazará un bloque de generación equivalente de la unidad marginal del sistema, dado que los costos variables de operación de los proyectos eólicos y solares es prácticamente cero (i.e. serán siempre despachados como energía de base).

La tecnología de la unidad marginal cambia dependiendo del tiempo, la hidrología, el nivel de demanda, etc.; y junto con ello cambia también el nivel de emisiones asociadas. Por lo tanto, para estimar el volumen de emisiones de CO₂ desplazadas por el ingreso de nuevos proyectos ERNC, se calculó el valor promedio de emisiones de la unidad marginal para diferentes hidrologías y para cada uno de los dos escenarios de proyección de precios. El nivel de emisiones promedio se estimó como la suma ponderada de emisiones por tecnología, donde el ponderador es la participación de cada energía como unidad marginal. Para simplificar el cálculo, el análisis se realizó solamente para una barra representativa del sistema (Alto Jahuel 220kV), para el periodo 2016 a 2027 y asumiendo todas las posibles hidrologías.

Tabla 5-8: Emisiones promedio del sistema eléctrico para ambos casos de proyección de costos marginales.

Tecnología	Emisiones TonCo ₂ /GWh	Participación unidad marginal	
		Caso inferior	Caso superior
Carbón	905	31%	14%
GNL	438	61%	77%
Diesel	599	8%	9%
Emisión equivalente TonCo ₂ /GWh		592,8	516,4

La Tabla 5-8 muestra el nivel promedio de emisiones de CO2 desplazadas por cada unidad adicional de energía ERNC. Para el caso inferior, la emisión promedio de la unidad marginal es de 593 tonCO2/GWh. Asumiendo que la cantidad máxima de energía que puede ser apoyada por el Fondo alcanza los 328 GWh-año, el equivalente total de CO2 abatido en este caso alcanzaría un valor total de 194.303 tonCO2/año aproximadamente para el caso superior. En las tablas Tabla 5-9 y Tabla 5-10 se muestran los resultados para otros escenarios de precios y portafolios de generación ERNC del Fondo; el máximo valor de reducción de emisiones corresponde a un Fondo con precio estabilizado 87,5 US\$/MWh en el caso superior con un total de 275.036 tonCO2/año.

Tabla 5-9: Emisiones mitigadas por el Fondo de Estabilización según nivel de precio, caso inferior.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Emisiones [TonCo2/GWh]
	Eólica	Solar	Total	
77,5	167	-	167	99.057
80	328	-	328	194.303
82,5	328	-	328	194.303
85	256	-	256	152.043
87,5	194	-	194	114.826
90	149	-	149	88.168
92,5	157	-	157	93.000
95	181	-	181	107.449
97,5	198	-	198	117.141
100	163	-	163	96.803
102,5	108	27	136	80.371
105	51	78	128	75.984

Tabla 5-10: Emisiones mitigadas por el Fondo de Estabilización según nivel de precio, caso superior.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Emisiones [TonCo2/GWh]
	Eólica	Solar	Total	
77,5	167	-	167	86.279
80	328	-	328	169.241
82,5	328	-	328	169.241
85	476	-	476	245.565
87,5	533	-	533	275.036
90	533	-	533	275.036
92,5	529	-	529	273.283
95	178	-	178	91.802
97,5	206	-	206	106.526
100	315	-	315	162.501
102,5	257	27	284	146.792
105	164	78	242	124.826

6. CONCLUSIONES

6.1 Evaluación y análisis del Fondo de Estabilización.

En este estudio se buscó generar y evaluar un conjunto amplio de soluciones factibles que permitan determinar bajo qué condiciones el Fondo es viable, y a su vez buscar los parámetros de operación más relevantes que permitan apoyar la mayor cantidad posible de proyectos ERNC.

Se desarrolló una metodología de optimización en dos etapas secuenciales que permite evaluar y seleccionar los portafolios óptimos de energía que el Fondo puede apoyar. Se buscó maximizar la cantidad de energía apoyada, sujeto a restricciones de saldo final del Fondo y de rentabilidad mínima de cada uno de los proyectos que participan de éste.

Como resultado del proceso de optimización se obtuvo un portafolio óptimo para cada valor dado de precio estabilizado, dentro de un rango amplio de simulación de precios. Con cada uno de estos portafolios se realizó una simulación Monte Carlo, de manera de realizar un análisis de riesgo y desempeño frente a la variabilidad hidrológica.

6.2 Resultados de la evaluación del Fondo

Fomento de energía eólica y solar: Los resultados obtenidos muestran que un instrumento de fomento con las características del Fondo evaluado, y bajo los supuestos utilizados en la tesis, privilegiaría claramente a los proyectos eólicos por sobre los proyectos solares. Esto se debe mayoritariamente a los costos de desarrollo asumidos en la tesis, que reflejan la realidad actual de la industria.

Además, si se considera un nivel de precio estabilizado único y fijo para ambas tecnologías, es poco probable que en los portafolios de generación obtenidos coexistan simultáneamente ambas tecnologías. Por lo tanto, un Fondo que pretenda apoyar energía solar debería considerar precios estabilizados diferenciados por tecnología.

Con el mecanismo de fomento simulado, es posible encontrar soluciones factibles que fomenten proyectos eólicos para un rango amplio de valores de precios estabilizados, que consideran rentabilidades positivas, e incluso con probabilidades de quiebra baja en ciertos casos.

Rangos factibles de precio estabilizado: Los resultados obtenidos muestran que existe un rango amplio de valores de precios estabilizados para los cuales se logra apoyar energía eólica: entre 72,5 y 82,5 US\$/MWh para el caso inferior, y entre los 72,5 y 87,5 US\$/MWh para el caso superior. Sin embargo la probabilidad de quiebra en muchos portafolios es alta y, por lo tanto, si se restringe la probabilidad de quiebra la energía apoyada disminuye considerablemente

Energía máxima apoyada: En el caso inferior, la mayor cantidad de energía apoyada por el Fondo se alcanza cuando $P_e = 80$ US\$/MWh, con un total de 328 GWh promedio al año, producidos exclusivamente por fuentes eólicas. Para esta solución se obtiene un saldo final esperado de 32,5 MMUS\$ ($\sigma = 27,8$ MMUS\$) y la probabilidad de quiebra alcanza un 24,2%.

Para el caso superior, la energía apoyada por el Fondo es máxima cuando el precio estabilizado es igual a 87,5 US\$/MWh, consiguiendo apoyar en total 533 GWh promedio al año. Al igual que en el caso inferior, el portafolio de esta solución considera exclusivamente centrales eólicas. El saldo final esperado que se obtiene al evaluar esta solución asciende a 54,6 MMUS\$ ($\sigma = 40,4$ MMUS\$) y tiene asociada una probabilidad de quiebra del 46,7%.

A diferencia de la energía eólica, la energía solar tiene un rango acotado de precios estabilizados en los cuales es factible que participe del Fondo de Estabilización. Esto es debido a los altos costos de desarrollo de los proyectos solares (100 -110 US\$/MWh). Tanto para el caso inferior como superior, la energía solar participa del Fondo de Estabilización sólo para P_e mayores o iguales a 102,5 US\$/MWh.

Riesgo asociado a variabilidad del saldo: Tanto para el caso inferior como superior, existe una relación directa entre la probabilidad de quiebra del Fondo y el precio estabilizado entregado. Los resultados muestran claramente que a mayor precio estabilizado, aumenta la probabilidad de quiebra y la desviación estándar del saldo final del Fondo. Esto se debe a dos motivos: por un lado, un mayor precio estabilizado reduce los ingresos del Fondo; y por otro lado, tiende a aumentar la generación de energía del portafolio, amplifica la magnitud de los ingresos y costos del Fondo aumentando la dispersión con respecto a la media.

El análisis de la operación del Fondo al limitar la probabilidad de quiebra máxima admisible mostró una drástica reducción de la energía apoyada. En el caso inferior, el máximo volumen de energía apoyado por el Fondo (328 GWh-año) tiene una probabilidad de quiebra asociada de 24,4%. Si se restringe dicha probabilidad a un máximo de 5% energía máxima apoyada por el Fondo se reduce a 186 GWh-año.

Para el caso superior, la reducción es menos drástica pero de todas formas muy significativa: desde 533 GWh-año ($P(\text{Quiebra}) = 46,7\%$), el máximo apoyado por el Fondo caería hasta 216 GWh-año si se limita la probabilidad de quiebra a 5%.

Los portafolios de generación que incluyen energía solar por lo general presentan una desviación estándar más acotada para el saldo final. Esto se debe que el CMg de la barra de conexión de estos proyectos, tiene un valor promedio para el periodo de evaluación muy similar al P_e necesario para que estos proyectos cumplan con la restricción de rentabilidad mínima. Esto explica que cuando P_e es cercano al límite superior del rango evaluado, que corresponde al ingreso de los proyectos solares al portafolio, la probabilidad de quiebra disminuya.

Maximización del saldo final: El precio estabilizado que maximiza la utilidad del Fondo, tanto para el caso inferior como superior, es el $P_e = 80 \text{ US\$/MWh}$. Esto se debe a que este valor de P_e tiene una diferencia de 5 US\$/MWh para el caso inferior y una diferencia de 12,8 US\$/MWh para el caso superior, con respecto al CMg promedio de la barra de referencia donde se concentra la oferta de generación eólica apoyada (Puerto

Montt 220kV). A esto se le agrega los altos factores de planta de los proyectos presentes en dicha zona, que permiten aprovechar el diferencial entre el precio estabilizado del Fondo y el CMg promedio.

Contratos de suministro: A partir del análisis realizado sobre la disminución del riesgo precio producto de establecer contratos de suministro, se tiene que para el caso inferior al considerar la solución que maximiza tanto la energía apoyada como el saldo final esperado del fondo, la inclusión de un contrato de suministro permite disminuir la probabilidad de quiebra de 24,4% a un 2%, prácticamente eliminando el riesgo de quiebra. Para el caso superior para la solución que maximiza la energía apoyada ($P_e = 87,5$ US\$/MWh), al incluir un contrato bilateral la probabilidad de quiebra disminuye de 46,7% a un 28%. Estos resultados confirman la hipótesis planteada sobre como los contratos de suministro podrían contribuir a asegurar el desempeño del Fondo.

Emisiones de CO₂: Por último, se realizó un cálculo de las emisiones promedio de las unidades marginales del sistema, para estimar las emisiones de CO₂ abatidas por cada unidad de energía ERNC generada. En promedio, se desplazarían 555 tonCO₂/GWh aproximadamente, y dado el máximo de energía que puede apoyar el Fondo, el abatimiento máximo de emisiones equivale a 275.036 tonCO₂/año, correspondiente a un $P_e = 87,5$ US\$/MWh en el caso superior de costos marginales.

6.3 Recomendaciones para el Fondo de estabilización

En vista de los resultados generales obtenidos simulando el funcionamiento del Fondo para los supuestos definidos y bajo diferentes condiciones de operación, se pueden extraer algunas recomendaciones generales para viabilizar y mejorar las posibilidades de éxito de un fondo de estabilización de estas características.

En resumen, dadas las diferencias en los costos marginales promedio de distintas barras del sistema, es recomendable considerar establecer diferentes precios estabilizados para las distintas zonas en lugar de un precio estabilizado único y fijo, considerando que pueden existir diversos proyectos con condiciones de generación similares en cada lugar.

Rango de precio eficiente: Como el objetivo del Fondo es maximizar la generación de energía proveniente de fuentes ERNC, dependiendo del escenario de precios proyectados es posible determinar un rango de precios estabilizados para los cuales el Fondo puede apoyar una mayor cantidad de energía, incluyendo además una cierta eficiencia económica de manera de reducir la probabilidad de quiebra del Fondo.

Los valores de precios estabilizados que puede ofrecer el fondo, de manera de maximizar el apoyo de energía, debe encontrarse bajo el promedio de los costos marginales del sistema (82 US\$/MWh, caso inferior y 91 US\$ caso superior). En el caso que el precio estabilizado se encuentre sobre el costo marginal promedio del sistema, algunos proyectos que son considerados eficientes (costos de desarrollos menores al costo marginal promedio del sistema) y que se encuentran en barras de bajos costos

marginales pasan a generar pérdidas en el Fondo, dado que el precio estabilizado de compra de la energía es mayor que el costo marginal al cual ésta se vende.

Sin embargo, la definición del precio eficiente y la cantidad de energía que se puede apoyar deben tener en consideración el riesgo asociado, y por lo tanto deben definirse acorde a la probabilidad de quiebra máxima admisible por el operador del Fondo.

Fondos independientes por tecnología: En el escenario actual de precios y costos por tecnología, el costo de desarrollo promedio para una central eólica, calculado de acuerdo con los supuestos del Estudio, es 13 US\$/MWh menor que el de una central solar, lo que hace difícil que ambas tecnologías puedan competir en igualdad de condiciones.

Además, estas tecnologías inyectan su energía en barras diferentes del sistema, lo cual como se mencionó anteriormente, aumenta el riesgo para el Fondo dada la diferencia que se produce entre los costos marginales y el precio estabilizado único.

La participación de la energía solar en estas condiciones no será incentivada por el Fondo, salvo que deliberadamente se decidiera crear fondos independientes por tecnología con precios diferenciados de acuerdo con los costos de desarrollo de cada una.

De acuerdo con los supuestos utilizados en el estudio, la zona que presenta los proyectos eólicos más eficientes es la X región. En esta zona los proyectos considerados tienen un factor de planta promedio de 36%. El rango de los factores de planta de los proyectos

que viabilizan el Fondo de estabilización corresponde a factores de planta mayores a 33%.

Efecto del punto de compra de la energía: a mayor precio estabilizado, será más atractivo para los proyectos ERNC participar del Fondo. Sin embargo, los resultados de esta evaluación muestran que ofrecer un precio estabilizado alto no implica necesariamente que el Fondo pueda apoyar una mayor cantidad de energía, sino que por el contrario puede aumentar significativamente la probabilidad de quiebra. Esto se debe a que por un lado se aumentan las rentas para los proyectos eficientes, consumiendo recursos que podrían ser utilizados para apoyar nuevos proyectos, y por otra parte, al aumentar el precio estabilizado se produce un incremento en las pérdidas monetarias en aquellas barras donde el costo marginal es más bajo que el precio estabilizado entregado.

Por lo tanto, el diseño del Fondo podría considerar la posibilidad de establecer precios estabilizados diferenciados por zona, siguiendo algunos criterios simples de racionalidad económica. En primer lugar, procurar que la condición de que el precio estabilizado sea menor que el costo marginal promedio proyectado para cada barra, o en su defecto, que sean definidos teniendo en consideración el precio proyectado de venta local. Por otro lado, el diferencial entre el precio estabilizado debiese tener en consideración la variabilidad esperada en la barra de inyección donde se vende dicha energía, de manera de incorporar penalizaciones por riesgo en aquellas zonas con gran variabilidad.

Establecer contratos bilaterales con clientes libres: de manera de limitar el riesgo de comercialización asumido por el Fondo, se propone establecer contratos con clientes libres. De esta manera es posible asegurar ingresos producto de la venta de energía en vez de asumir completamente la incertidumbre del mercado spot.

BIBLIOGRAFÍA

(US), E. I. A. (2010). International Energy Outlook, 2010. EIA's Annual Energy Outlook 2011.

Battle, C., Pérez-Arriaga, I. J., & Zambrano-Barragán, P. (2011). Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing. *Energy Policy*. doi:10.1016/j.enpol.2011.10.039

Battle, Carlos, & Barroso, L. A. (2011). Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America. *Energy*, (February).

Davies, L. (2009). Power Forward: The Argument for a National RPS. *Conn. L. Rev.* Retrieved from http://heinonlinebackup.com/hol-cgi-bin/get_pdf.cgi?handle=hein.journals/conlr42§ion=48

Klein, A., Merkel, E., Pfluger, B., Held, A., Ragwitz, M., & Isi, F. (2010). Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation, (December).

Klessmann, C., Rathmann, M., & Jager, D. de. (2013). Policy options for reducing the costs of reaching the European renewables target. *Renewable Energy*. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113000797>

Lemming, J. (2003). Financial risks for green electricity investors and producers in a tradable green certificate market. *Energy Policy*, 31(1), 21–32. doi:10.1016/S0301-4215(02)00114-3

Markowitz, H. (1952). Portfolio selection*. *The journal of finance*, 77–91. Retrieved from <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1540-6261.1952.tb01525.x/full>

Moreno, J., Mocarquer, S., & Rudnick, H. (2006). *Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo*. IEEE Andescon, Ecuador.

Otero, J. G. (2000). Coffee, economic fluctuations and stabilisation: an intertemporal disequilibrium model with capital market imperfections. *Journal of Development Economics*, 62(1), 105–129.

Rathmann, M. (2011). Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost. ... /files/towards-triple Retrieved from http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/Towards-triple-A-policies_RE-ShapingD16.pdf

Sauvage, J. (2010). Chile: Inventory of estimated budgetary support and tax expenditures for fossil fuels. *Chemistry & Retrieved from* <http://www.oecd.org/site/tadffss/48805150.pdf>

Ulloa, H. (2012). *Interconexión SIC-SING y emisiones de carbono del sector eléctrico*. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Wiser, R., & Pickle, S. (1997). Financing Investments in Renewable Energy : The Role of Policy Design and Restructuring. Contract, (March).

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central, C.-S (2010). Estadísticas de operación, 2010.

ANEXOS

7. ANEXO A: MODELO OSE 2000

El modelo OSE2000, es un modelo de despacho hidrotérmico que permite optimizar la operación inter-temporal de los embalses existentes en un sistema eléctrico, minimizando los costos de operación, mantenimiento y falla esperados. El modelo OSE2000 es un modelo multinodal, por lo tanto, en la resolución del problema se consideran las restricciones de transmisión y pérdidas que se producen en las líneas del sistema.

Como resultado este modelo entrega el despacho económico de las unidades generadoras, el flujo por las líneas modeladas y los costos marginales en las barra del sistema que resulten de la operación óptima del sistema. Todas estas variables se encuentran desagregadas para cada una de las 50 hidrologías simuladas.

El horizonte de modelación es definido por el usuario, siendo necesario entregar como datos de entrada una proyección de demanda y de precios de combustibles, así como un plan de obras de generación y transmisión para todo el horizonte en estudio.

7.1 Modelación matemática

El problema que resuelve OSE2000 corresponde a un problema de optimización lineal, en que se busca optimizar el costo de operación esperado del sistema. En sistemas hidrotérmicos como el SIC, la posibilidad de almacenar agua en los embalses aumenta notablemente la complejidad del problema, debido a que es necesario evaluar conjuntamente las decisiones que se toman en la etapa actual con las decisiones que se toman en etapas futuras. Esto se debe a que existe un costo de oportunidad asociado al

uso actual o futuro del agua embalsada, condicionando la optimización de la etapa actual a etapas futuras y viceversa.

La formulación explícita del problema de optimización que resuelve el modelo OSE2000 se muestra a continuación (Ulloa, 2012):

$$z^* = \min \sum_{t=1}^{Nt} \sum_{s=1}^{Ns} P_{t,s} * (C_{t,s} * X_{t,s} + (1 + d)^{-t} * f_T(X_{t+1,s})) \quad (7-1)$$

s.a

$$A_{t,s} * X_{t,s} + E_{t,s} * X_{t,s} = B_{t,s} \quad \forall 1 \leq t \leq N_{t-1} \wedge 1 \leq s \leq N_s \quad (7-2)$$

$$A_{T,s} * X_{T,s} = B_{T,s} \quad \forall 1 \leq s \leq N_s \quad (7-3)$$

$$\widetilde{X}_{t,s} \leq X_{t,s} \leq \widehat{X}_{t,s} \quad \forall 1 \leq t \leq N_{t-1} \wedge 1 \leq s \leq N_s \quad (7-4)$$

$$\widetilde{X}_{T,s} \leq X_{T,s} \leq \widehat{X}_{T,s} \quad \forall 1 \leq s \leq N_s \quad (7-5)$$

donde,

Z^* : Costo de operación esperado del sistema.

d: Tasa de descuento.

t: Etapas en el tiempo.

s: Secuencia de simulación.

N_s : Número de secuencias de simulación hidrológicas.

N_T : Número de etapas de decisión en el tiempo

para cada etapa de decisión t y secuencia de simulación s se tiene:

$A_{t,s}$: Matriz de conectividad eléctrica.

$E_{t,s}$: Matriz de conectividad hidráulica.

$P_{t,s}$: Probabilidad de ocurrencia de secuencia s en la etapa t .

$C_{t,s}$: Vector de costos de operación y penalización.

$B_{t,s}$: Vector lado derecho.

$X_{t,s}$: Vector de estado.

$\widehat{X}_{t,s}$: Vector de restricciones máximas.

$\widetilde{X}_{t,s}$: Vector de restricciones mínimas.

$f_T(X_{t+1,s})$: Función de costo futuro en la frontera para la secuencia de simulación s y etapa T (última etapa de simulación).

El problema de optimización descrito anteriormente es de gran tamaño pues crece exponencialmente con el número de embalses y las etapas consideradas en la simulación, siendo necesario recurrir a técnicas que permitan reducir la complejidad del problema. En OSE2000 se utiliza para ello la técnica de descomposición de Benders, la que permite obtener la solución del problema de optimización del sistema hidrotérmico utilizando un algoritmo iterativo, en el que se desacoplan las etapas del problema para su

resolución. El algoritmo representa la operación futura por medio de una función relajada de los costos futuros para cada etapa de decisión.

Es importante mencionar que en el caso del SIC el problema es tan complejo que para poder resolverlo en tiempos razonables es necesario utilizar dos etapas. La primera etapa corresponde al proceso iterativo, en donde interesa obtener el valor del agua (costo de oportunidad) para cada etapa de simulación en el tiempo. Como convención la CNE utiliza 50 iteraciones, por lo tanto, para obtener resultados en un tiempo razonable se utiliza un modelo optimizado del SIC, en el cual el sistema de transmisión es simplificado, disminuyendo el número de barras y líneas, reduciendo los tiempos de cada iteración a aproximadamente 50 segundos. El valor del agua resultante de la primera etapa sirve como input para una segunda etapa, en que se simula la operación del sistema completo. El proceso completo de optimización toma aproximadamente 1 hora.

7.2 Modelación generación

En el modelo OSE2000 es posible modelar las distintas tecnologías de las centrales generadoras: térmicas, embalse, serie, pasada, virtuales y de falla. Para todas ellas, se modela la capacidad máxima y mínima, la indisponibilidad, mantenimiento, barra de conexión, y parámetros de identificación (nombre, tipo de combustible, etc.).

Las características particulares de cada una de ellas son las descritas en (Ulloa, 2012).

- a) **Térmicas:** Las centrales térmicas quedan definidas por su capacidad y su costo variable. El costo variable de una central equivale a la suma entre el costo variable no combustible y su costo variable combustible, calculado a partir del rendimiento térmico de la central multiplicado por el costo de combustible utilizado por la unidad. El costo variable varía mensualmente, pues si bien el consumo específico y el costo variable no combustible de una central se mantienen constantes en el horizonte de estudio, el costo del combustible puede variar entre las etapas.

Fueron modeladas como centrales térmicas todas aquellas unidades en base a carbón, GNL, biomasa, diesel y sus derivados.

Por su parte las centrales geotérmicas y eólicas también fueron modeladas como centrales térmicas, considerando un costo de combustible nulo. En el caso de las eólicas se consideró un factor de planta variable mensual según se explica en la sección 3.1.

- b) **Embalse:** La representación de las centrales de embalse considera el rendimiento hidráulico y la modelación de la conectividad hidráulica de la central, que considera el caudal afluente asociado junto a las pérdidas y el vertimiento del embalse. El uso del agua contenida en los embalses aguas arriba de las centrales es optimizado, debido a que es posible almacenar

agua entre las distintas etapas de la simulación, dando origen a un costo de oportunidad del agua embalsada.

Para llevar a cabo esta tesis las cotas iniciales de los embalses corresponden a las cotas reales del 31 de enero de 2013.

- c) **Pasada:** Las representación de las centrales de pasada es similar a las centrales de embalse, ya que se considera el rendimiento hidráulico y el caudal afluente asociado. La generación producida por estas centrales es igual al valor mínimo entre la energía que contiene el afluente y la capacidad máxima de la central, pudiendo ocurrir vertimientos en caso de existir un caudal abundante. El costo de oportunidad del agua en este caso es igual a cero, por lo que se despacha toda su energía generable, dado que estas centrales no poseen un embalse que permita almacenar agua entre etapas.
- d) **Serie:** Las centrales serie se modelan igual que las centrales de pasada con la diferencia de que el caudal generable proviene de la salida de una central de embalse, por lo que su generación depende directamente de la operación de estas.
- e) **Virtuales:** Las centrales virtuales se utilizan para modelar el efecto de los convenios de riego, caudales ecológicos y bocatomas de generación sobre

la operación del sistema. Su modelación es similar a las centrales serie, con la diferencia de que la central virtual no entrega energía al sistema.

- f) **Falla:** Para representar la energía no suministrada en una barra específica en caso de que no sea posible abastecer la demanda totalmente, se modelan unidades virtuales de falla en todas las barras del sistema. En un sistema hidrotérmico como el SIC es probable que esta condición ocurra en un caso de extrema sequía. El costo representativo de la falla depende de la profundidad de esta, y es modelado mediante cuatro escalones que representan el costo de energía no suministrada ante distintos niveles de profundidad de falla, siendo utilizados en esta tesis los valores determinados por la CNE en su informe de precio de nudos de octubre del año 2012 (falla con 5% profundidad 474,58 US\$/MWh, 5-10% profundidad 598,5 US\$/MWh, 10-20% profundidad 784,58 US\$/MWh y superior a 20% profundidad 884,48 US\$/MWh).

Independiente de la tecnología de generación, se modelaron los principales parámetros operativos (mantenimientos, indisponibilidad) siguiendo los valores establecidos por la CNE para el SIC y el SING en sus respectivos informes de precio de nudo y valores de mercado, compartidos por la consultora Systep.

7.1 Modelación hidrológica

La incertidumbre hidrológica es incorporada mediante la inclusión de la estadística hidrológica de todas las centrales hidroeléctricas del sistema. Esto se realiza mediante un set de hidrologías históricas anuales para cada central, las cuales se asumen equiprobables. Para esta tesis se utilizaron 50 hidrologías para cada central hidroeléctrica, correspondientes al período 1960-2009, de manera de generar una muestra representativa de las hidrologías en las diferentes cuencas del país.

Como referencia se utilizó las estadísticas hidrológicas publicadas en el informe precio de nudo publicado por la CNE en el mes de Octubre del año 2012. En esta estadística es posible encontrar la información de las centrales hidroeléctricas existentes y de las centrales incluidas en el plan de obras de la comisión. Además se entrega información sobre las estadísticas hidrológicas de centrales relevantes, como por ejemplo, los módulos de HidroAysén (2750 MW) y la central Neltume (473 MW).

Para las centrales que se incorporan en el plan de obra y que no están consideradas dentro del plan de obras de la comisión, fue necesario asignarles una hidrología de referencia en base de otras centrales ubicadas en la misma región o cuenca, de manera de representar el comportamiento hidrológico de la central (afluentes formados por la lluvia, por deshielos o mixtos).

8. ANEXO B: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN

La Tabla 8-1, la Tabla 8-2, la Tabla 8-3 y la Tabla 8-4 dan cuenta de la evolución de la capacidad instalada en el SIC y SING para todo el horizonte de estudio (2013-2027).

Tabla 8-1: Plan de obras de generación simulado – Centrales en construcción

Nombre de la central	Tecnología	Capacidad MW	Barra de conexión	Fecha de entrada
Energía Pacífico	Desechos Forestales	15.6	Rancagua 154	2 - 2013
Viñales	Desechos Forestales	32	Itahue 154	2 - 2013
Eólico Ucuquer 1	Eólica	7.2	Rapel 220	2 - 2013
Renaico	PMG Hidro	6.3	Charrua 220	2 - 2013
Providencia	Hidroeléctrica	13	Maule 154	2 - 2013
Eólica Talinay Oriente	Eólica	100	Talinay 220	3 - 2013
Campiche	Carbón	242	Nogales 220	3 - 2013
Laja I	Hidroeléctrica	36.8	Charrua 220	3 - 2013
San Andrés	Hidroeléctrica	40	Confluencia 154	4 - 2013
Pulelfu	Hidroeléctrica	9.4	Osorno 066	5 - 2013
Los Hierros	Hidroeléctrica	20	Loma Alta 220	6 - 2013
El Paso	Hidroeléctrica	40	Confluencia 154	7 - 2013
Angostura	Hidroeléctrica	316	Mulchen 220	12 - 2013

Tabla 8-2: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión

Nombre Central	Tecnología	Capacidad MW	Barra de conexión	Fecha de entrada por caso	
				inferior	superior
Eólica Norte III Región	Eólica	80	Diego de Almagro 220	3-2014	3-2014
Eólica El Arrayán	Eólica	101	Pan de Azucar 220	6-2014	6-2014
Eólico Cuel	Eólica	34	Charrua 220	12-2014	12-2014
Eólico VIII Region aux 01	Eólica	60	Concepcion 220	3-2015	3-2015
Guacolda 5	Carbón	136	Guacolda 220	7-2015	7-2015
Eólico San Manuel	Eólica	50	Pan de Azucar 220	9-2015	9-2015
Solar Genérica 1	Solar	40	Diego de Almagro 220	10-2015	10-2015
Quintero 1	GNL	128	San Luis 220	1-2016	1-2016
Quintero 2	GNL	129	San Luis 220	1-2016	1-2016
Solar Almonte	Solar	75	Pozo Almonte 220	1-2016	1-2016
Eólico Norte IV Región	Eólica	80	Pan de Azucar 220	3-2016	3-2016
Ñuble	Hidroeléctrica	136	Ancoa 220	5-2016	5-2016
Cochrane I	Carbón	229	Encuentro 220	6-2016	6-2016
Eólica Aux 01	Eólica	100	Puerto Montt 220	7-2016	7-2016
TG3 GNL	GNL	35	Tocopilla 220	7-2016	7-2016
Eolica Ckani	Eólica	150	Crucero 220	10-2016	10-2016
Las Lajas	Hidroeléctrica	256	Alto Maipo 220	10-2016	10-2016
Cochrane II	Carbón	229	Encuentro 220	12-2016	12-2016
KELAR	GNL	513	Atacama 220	12-2016	12-2016
Santa Maria 2	Carbón	343	Charrua 220	4-2017	4-2017
Alfalfal 2	Hidroeléctrica	275	Alto Maipo 220	6-2017	6-2017
Candelaria 1 CA GNL	GNL	125	Candelaria 220	7-2017	7-2017
Candelaria 2 CA GNL	GNL	129	Candelaria 220	7-2017	7-2017
Nueva Renca GNL	GNL	312	Renca 110	7-2017	7-2017
Taltal 1 GNL	GNL	120	Paposo 220	7-2017	7-2017
Taltal 2 GNL	GNL	120	Paposo 220	7-2017	7-2017
Desechos Forestales VII Region 01	Biomasa	18	Alto Jahuel 154	1-2018	1-2018
Eólica Aux 03	Eólica	100	Pan de Azucar 220	1-2018	1-2019
San Pedro	Hidroeléctrica	144	Ciruelos 220	1-2018	1-2018
Desechos Forestales Aux 01	Biomasa	60	Charrua 154	5-2018	5-2018
Eólica Aux 02	Eólica	100	Diego de Almagro 220	6-2018	6-2018
Punta Alcalde 1	Carbón	370	Maitencillo 220	6-2018	No considerada
CTM4	Carbón	335	Encuentro 220	7-2018	7-2018
Eólica VIII Región 01	Eólica	100	Concepcion 220	8-2018	8-2018
Hidroeléctrica RM 01	Hidroeléctrica	20	Alto Jahuel 500	12-2018	12-2018
Desechos Forestales VII Region 02	Biomasa	25	Itahue 154	1-2019	1-2019
GNL II Región 3	GNL	240	Cardones 220	No considerada	1-2019
Hidroeléctrica RM 02	Hidroeléctrica	20	Alto Jahuel 500	1-2019	1-2019
Geotérmica Calabozo 01	Geotérmica	40	Calabozo 220	3-2019	5-2019

Tabla 8-3: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión (continuación)

Nombre Central	Tecnología	Capacidad MW	Barra de conexión	Fecha de entrada por caso	
				inferior	superior
Neltume	Hidroeléctrica	473	Valdivia 220	6-2019	No considerada
Geotérmica Aux 01	Geotérmica	40	Charrua 220	1-2020	No considerada
Geotérmica Calabozo 02	Geotérmica	40	Calabozo 220	1-2020	1-2020
GNL II Región 1	GNL	240	Cardones 220	No considerada	1-2020
GNL IV Región 2	GNL	360	Pan de Azucar 220	No considerada	1-2020
Solar Pica 3	Solar	30	Pozo Almonte 220	1-2020	1-2020
Solar PV Dos Cruces	Solar	30	Arica 066	1-2020	1-2020
CTM5	Carbón	335	Encuentro 220	2-2020	1-2020
Desechos Forestales Aux 03	Biomasa	40	Itahue 154	2-2020	2-2020
Eólico Collipulli	Eólica	48	Temuco 220	2-2020	2-2020
Eólica Aux 05	Eólica	40	Pan de Azucar 220	3-2020	3-2020
Hidroeléctrica aux 01	Hidroeléctrica	53	Alto Jahuel 500	No considerada	4-2020
La Cruz Solar	Solar	50	Encuentro 220	4-2020	4-2020
Solar Huasco	Solar	30	Maitencillo 220	4-2020	4-2020
Solar Los Andes 2	Solar	40	Andes 220	4-2020	4-2020
Geotérmica Aux 03	Geotérmica	20	Cerro Colorado 110	6-2020	6-2020
Los Condores	Hidroeléctrica	150	Ancoa 220	8-2020	8-2020
Geotermica Pampa Lirima 01	Geotérmica	40	Cerro Colorado 110	9-2020	9-2020
Los Robles 1	Carbón	350	Los Robles 220	11-2020	No considerada
Geotermica Puchuldiza 01	Geotérmica	40	Cerro Colorado 110	2-2021	1-2022
Hidroeléctrica VIII Región 03	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	2-2021	1-2025
Solar Lagunas II	Solar	150	Lagunas 220	3-2021	3-2021
Solar Sol del Loa 2	Solar	40	Crucero 220	4-2021	4-2021
Solar USYA	Solar	25	Calama 110	4-2021	4-2021
Eólica Aux 06	Eólica	50	Encuentro 220	6-2021	6-2021
Geotérmica Aux 04	Geotérmica	40	Charrua 220	6-2021	No considerada
Geotérmica Chillán 01	Geotérmica	25	Charrua 220	6-2021	No considerada
Hidroeléctrica VIII Región 26	Hidroeléctrica	34	Charrua 220	No considerada	6-2021
Hidroeléctrica VIII Región 30	Hidroeléctrica	53	Charrua 220	No considerada	6-2021
Eólica IV Región 01	Eólica	140	Pan de Azucar 220	7-2021	2-2022
Geotermica Apacheta 01	Geotérmica	40	Calama 110	7-2021	1-2021
Hidroeléctrica aux 02	Hidroeléctrica	40	Alto Jahuel 500	7-2021	1-2023
GNL V Región 2	GNL	240	San Luis 220	No considerada	9-2021
Punta Alcalde 2	Carbón	370	Maitencillo 220	10-2021	No considerada
El Castillo	Hidroeléctrica	30	Ancoa 220	1-2022	1-2022
Hidroeléctrica VIII Región 01	Hidroeléctrica	20	Ancoa 500	1-2022	1-2022
Hidroeléctrica RM 03	Hidroeléctrica	20	Alto Jahuel 500	1-2022	1-2023
Eolica Quillagua	Eólica	100	Crucero 220	3-2022	1-2022
Hidroeléctrica VIII Región 02	Hidroeléctrica	20	Ancoa 500	4-2022	1-2023

Tabla 8-4: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión (continuación)

Nombre Central	Tecnología	Capacidad MW	Barra de conexión	Fecha de entrada por caso	
				inferior	superior
Hidroeléctrica RM 04	Hidroeléctrica	20	Alto Jahuel 500	4-2022	1-2023
Hidroeléctrica RM 05	Hidroeléctrica	20	Alto Jahuel 500	5-2022	1-2023
Solar Lagunas I	Solar	60	Lagunas 220	5-2022	1-2022
Solar Sol del Loa 3	Solar	50	Crucero 220	5-2022	1-2022
Desechos Forestales VIII Region 01	Biomasa	35	Charrua 220	6-2022	8-2022
Los Robles 2	Carbón	350	Los Robles 220	7-2022	No considerada
Eólica Aux 07	Eólica	100	Maitencillo 220	1-2023	1-2023
Geotérmica Aux 05	Geotérmica	40	Collahuasi 220	1-2023	1-2023
Geotérmica Calabozo 03	Geotérmica	40	Calabozo 220	1-2023	1-2023
Geotérmica Chillán 02	Geotérmica	50	Charrua 220	1-2023	No considerada
Hidroeléctrica aux 03	Hidroeléctrica	68	Alto Jahuel 500	No considerada	1-2023
TARAPACA IV	Carbón	212	Encuentro 220	No considerada	3-2023
Solar Wara III	Solar	45	Pozo Almonte 220	5-2023	1-2023
GNL VIII Región 3	GNL	240	Charrua 220	No considerada	6-2023
GNL V Región 4	GNL	240	San Luis 220	No considerada	8-2023
Baker 1	Hidroeléctrica	660	Lo Aguirre 500 Aux	9-2023	No considerada
Eólica Aux 13	Eólica	100	Puerto Montt 220	1-2024	1-2024
Geotermica Irruputunco	Geotérmica	40	Collahuasi 220	4-2024	3-2024
Geotermica Polloquere 01	Geotérmica	40	Chapiquiña 066	4-2024	4-2024
Desechos Forestales Aux 05	Biomasa	60	Charrua 220	5-2024	5-2024
Eólica IV Región 04	Eólica	100	Pan de Azucar 220	5-2024	5-2024
GNL VIII Región 1	GNL	240	Charrua 220	No considerada	5-2024
Solar Calama Sur	Solar	30	Calama 110	5-2024	5-2024
Desechos Forestales VIII Region 02	Biomasa	30	Charrua 220	6-2024	6-2024
Geotérmica Chillán 03	Geotérmica	25	Charrua 220	7-2024	No considerada
Hidroeléctrica VIII Región 28	Hidroeléctrica	34	Charrua 220	No considerada	7-2024
Eólica Aux 09	Eólica	100	Maitencillo 220	8-2024	8-2024
Solar Los Andes 5	Solar	40	Andes 220	8-2024	8-2024
GNL V Región 3	GNL	240	San Luis 220	No considerada	9-2024
Eólica Aux 08	Eólica	50	Encuentro 220	10-2024	10-2024
Desechos Forestales Aux 04	Biomasa	60	Itahue 154	11-2024	11-2024
Centinela	Hidroeléctrica	105	Ancoa 220	1-2025	No considerada
Cóndor	Hidroeléctrica	60	Charrua 500	1-2025	1-2025
Hidroeléctrica VIII Región 13	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	1-2025	1-2025
Hidroeléctrica RM 06	Hidroeléctrica	20	Alto Jahuel 500	1-2025	1-2025
TARAPACA III	Carbón	212	Encuentro 220	1-2025	7-2021
Geotermica Calabozo 04	Geotérmica	40	Calabozo 220	7-2025	8-2025
Solar San Pedro de Atacama III	Solar	60	Calama 110	8-2025	8-2025
Solar Los Andes 3	Solar	40	Andes 220	10-2025	10-2025

Tabla 8-5: Plan de obras de generación simulado – Centrales de expansión (continuación)

Nombre Central	Tecnología	Capacidad MW	Barra de conexión	Fecha de entrada por caso	
				inferior	superior
Eólica Calama	Eólica	128	Calama 110	1-2026	1-2026
GNL VIII Región 2	GNL	240	Charrua 220	No considerada	1-2026
Solar San Miguel	Solar	18	Pozo Almonte 220	1-2026	1-2026
Solar Sol del Norte	Solar	8	Crucero 220	1-2026	1-2026
Pascua 2.2	Hidroeléctrica	500	Lo Aguirre 500 Aux	2-2026	No considerada
Hidroeléctrica VIII Región 11	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	4-2026	11-2025
GNL VIII Región 6	GNL	240	Charrua 220	No considerada	6-2026
GNL V Región 5	GNL	240	San Luis 220	No considerada	7-2026
GNL II Región 5	GNL	240	Cardones 220	No considerada	10-2026
Eólica Calama 2	Eólica	128	Calama 110	1-2027	1-2027
Hidroeléctrica VIII Región 12	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	1-2027	1-2027
Hidroeléctrica VIII Región 14	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	1-2027	1-2027
Hidroeléctrica aux 04	Hidroeléctrica	50	Alto Jahuel 500	1-2027	1-2027
Solar Los Andes 6	Solar	40	Andes 220	1-2027	1-2027
Solar Calama I	Solar	20	Encuentro 220	2-2027	5-2026
Pascua 2.1	Hidroeléctrica	770	Lo Aguirre 500 Aux	6-2027	No considerada
Geotérmica Calabozo 05	Geotérmica	40	Calabozo 220	1-2028	1-2028
GNL VIII Región 5	GNL	240	Charrua 220	No considerada	1-2028
GNL II Región 6	GNL	240	Cardones 220	No considerada	3-2028
Geotérmica Apacheta 02	Geotérmica	40	Calama 110	4-2028	4-2028
Cuervo	Hidroeléctrica	640	Charrua 500	12-2028	No considerada
Geotérmica Pampa Lirima 02	Geotérmica	80	Cerro Colorado 110	1-2029	1-2029
PACIFICO I	Carbón	156	Lagunas 220	1-2029	7-2029
GNL VIII Región 7	GNL	360	Charrua 220	No considerada	3-2029
GNL II Región 4	GNL	240	Cardones 220	No considerada	5-2029
Geotérmica Chillan 04	Geotérmica	25	Charrua 220	10-2029	10-2029
PACIFICO II	Carbón	156	Lagunas 220	11-2029	No considerada
GNL V Región 1	GNL	240	San Luis 220	No considerada	1-2030
GNL VIII Región 4	GNL	360	Charrua 220	No considerada	1-2030
Hidroeléctrica VIII Región 15	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	No considerada	1-2030
Hidroeléctrica RM 07	Hidroeléctrica	40	Alto Jahuel 500	No considerada	1-2030
Pascua 1	Hidroeléctrica	460	Lo Aguirre 500 Aux	1-2030	No considerada
Blanco (EA)	Hidroeléctrica	375	Charrua 500	2-2030	No considerada
Hidroeléctrica RM 08	Hidroeléctrica	30	Alto Jahuel 500	3-2030	1-2030
Hidroeléctrica RM 09	Hidroeléctrica	20	Alto Jahuel 500	5-2030	1-2030
Hidroeléctrica VIII Región 24	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	7-2030	1-2030
Mejillones VI	Carbón	229	Encuentro 220	10-2030	6-2030
Baker 2	Hidroeléctrica	360	Lo Aguirre 500 Aux	1-2031	No considerada
Hidroeléctrica VIII Región 20	Hidroeléctrica	20	Charrua 500	7-2032	7-2032

Se observan centrales genéricas, las cuales si bien no cuentan con un respaldo por parte de una empresa respecto a su construcción, resulta necesario incluirlas para cumplir con el supuesto de rentabilidad acotada del mercado en el largo plazo.

9. ANEXO C: VARIABILIDAD DEL COSTO MARGINAL

En el siguiente anexo se presentan los costos marginales en las diferentes barras de interés donde se presenta la variabilidad de los costos marginales producto de las diferentes hidrologías que pueden presentarse en la realidad.

9.1 Caso inferior:

Las Figura 9-1 a la Figura 9-6 muestran la variabilidad del costo marginal en las barras de interés, en función de la probabilidad de excedencia hidrológica.

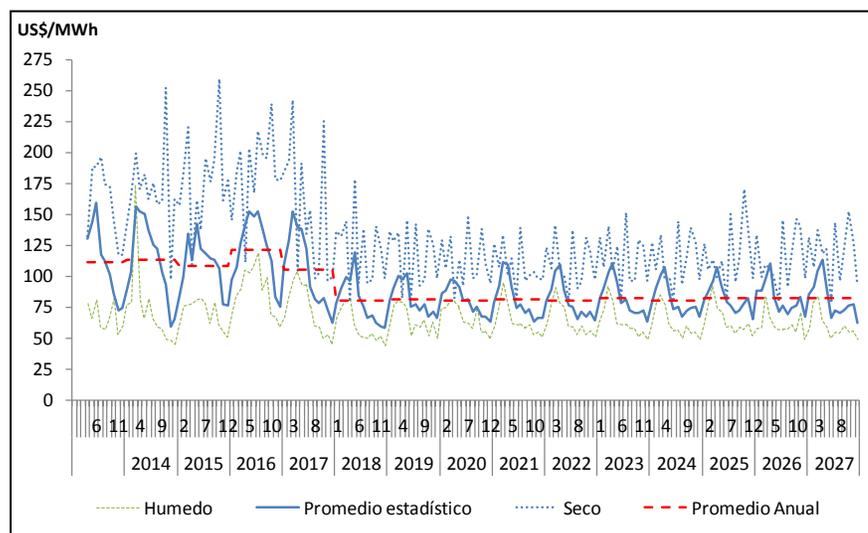


Figura 9-1: Variabilidad del costo marginal mensual en Pan de Azúcar 220KV – Caso Inferior

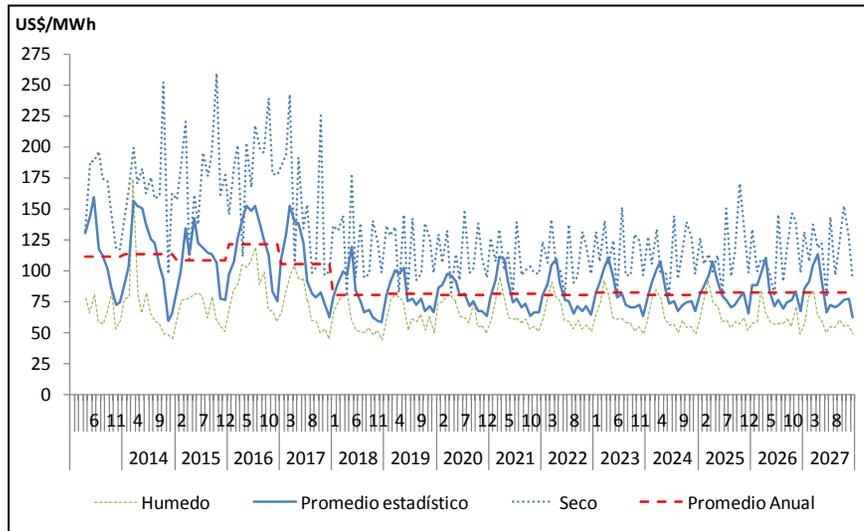


Figura 9-2: Variabilidad del costo marginal mensual en Alto Jahuel 220KV – Caso Inferior

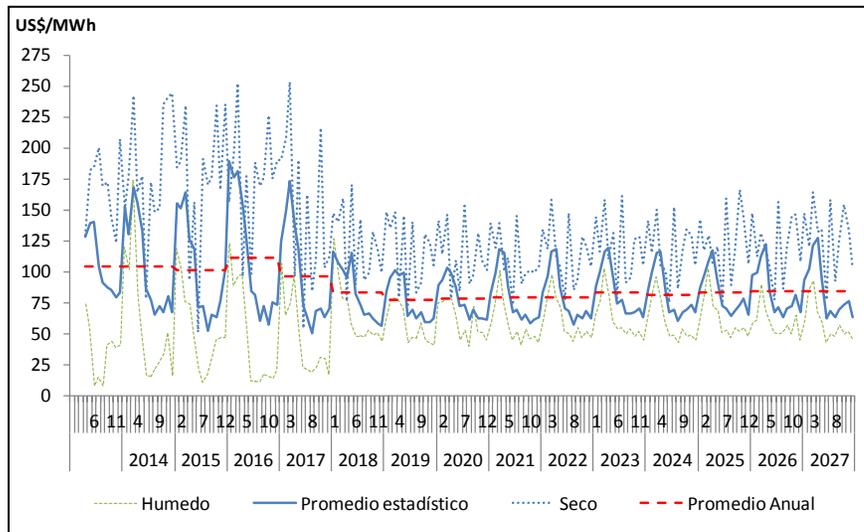


Figura 9-3: Variabilidad del costo marginal mensual en Puerto Montt 220KV – Caso Inferior

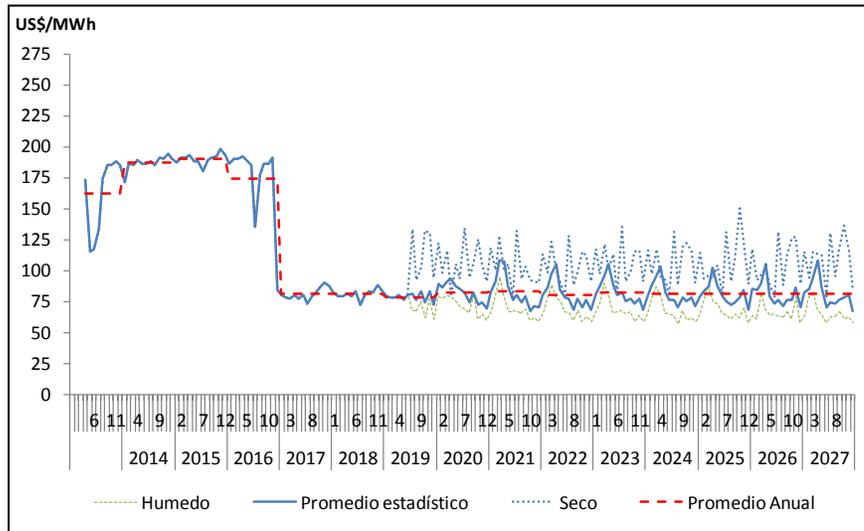


Figura 9-4: Variabilidad del costo marginal mensual en Encuentro 220KV – Caso Inferior.

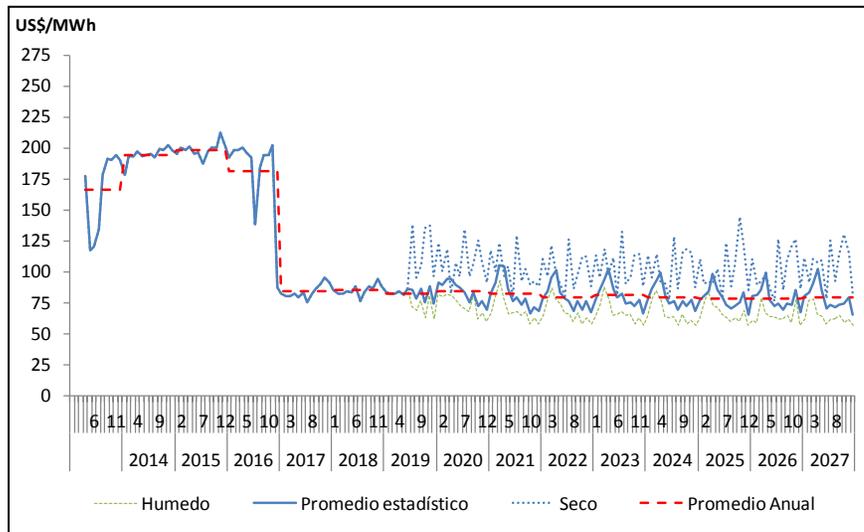


Figura 9-5: Variabilidad del costo marginal mensual en Pozo Almonte 220KV – Caso Inferior

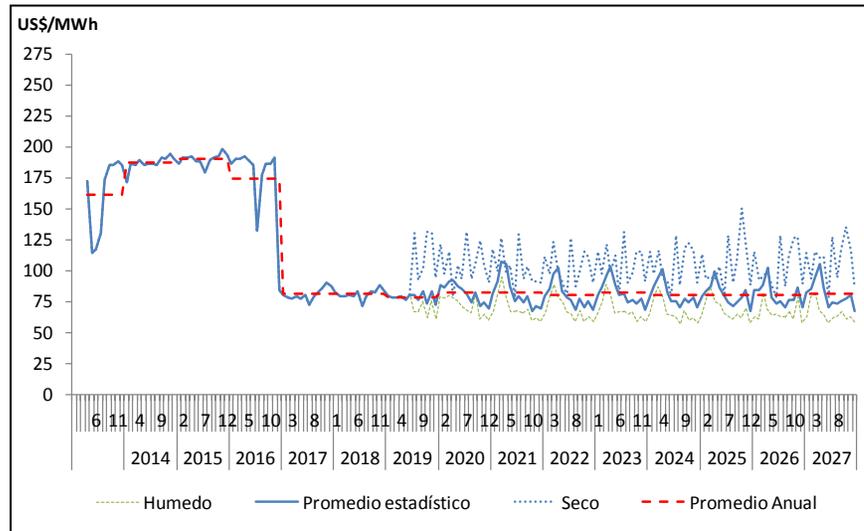


Figura 9-6: Variabilidad del costo marginal mensual en Crucero 220KV – Caso Inferior

9.2 Caso superior

Las Figura 9-9 a la Figura 9-12 muestran la variabilidad del costo marginal en las barras de interés, en función de la probabilidad de excedencia hidrológica.

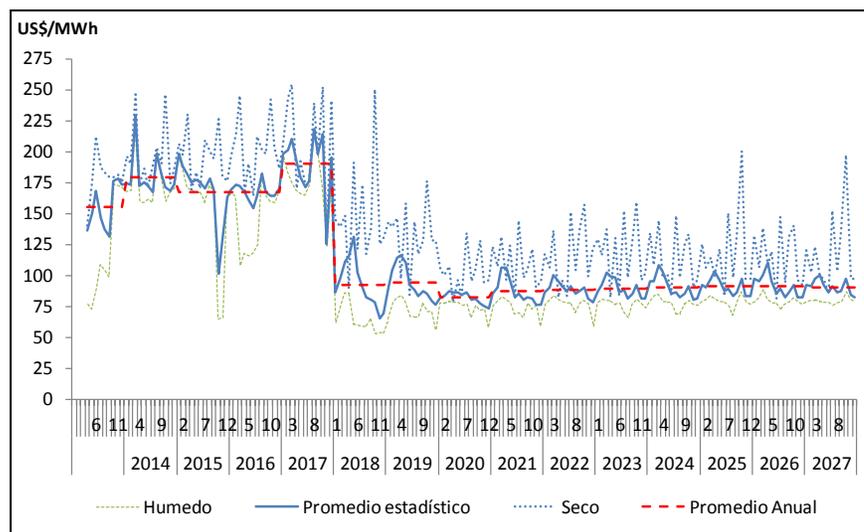


Figura 9-7: Variabilidad del costo marginal mensual en Pan de Azúcar 220KV – Caso Superior

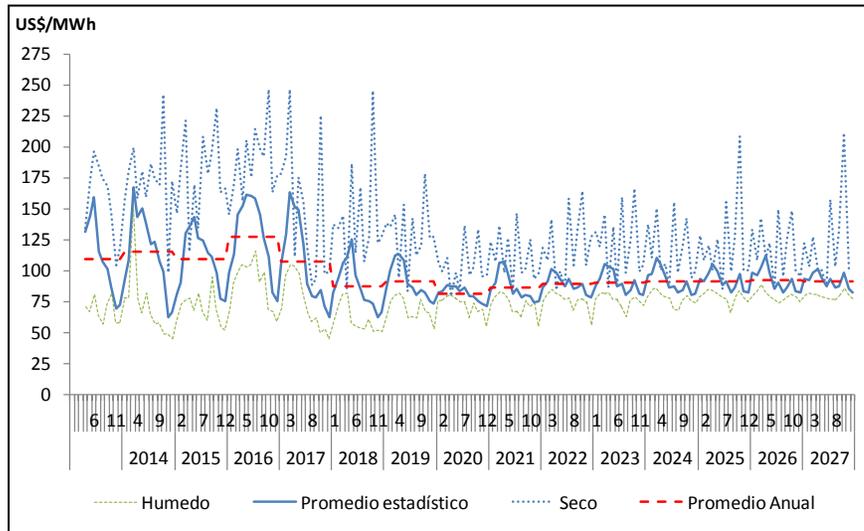


Figura 9-8: Variabilidad del costo marginal mensual en Alto Jahuel 220KV – Caso Superior

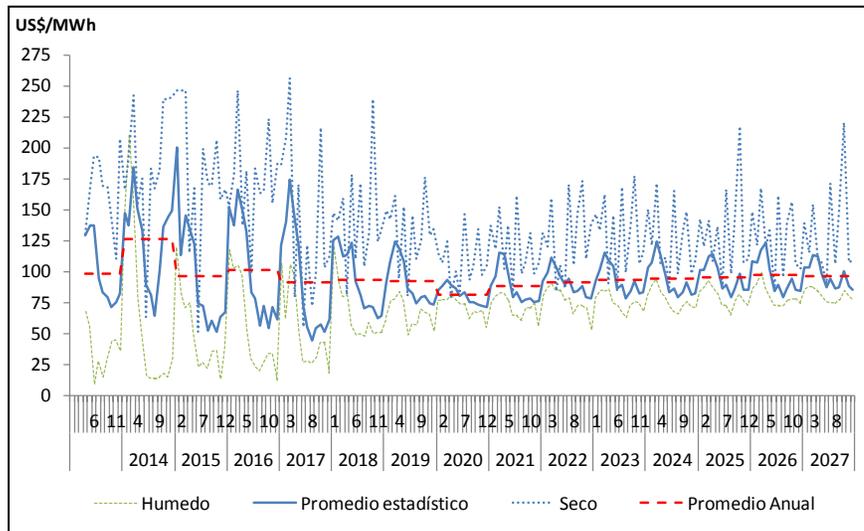


Figura 9-9: Variabilidad del costo marginal mensual en Puerto Montt 220KV – Caso Superior

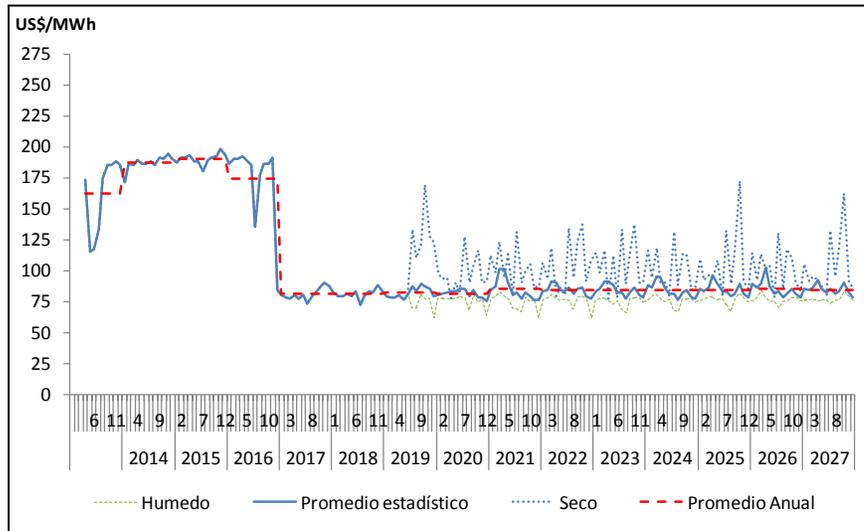


Figura 9-10: Variabilidad del costo marginal mensual en Encuentro 220KV – Caso Superior

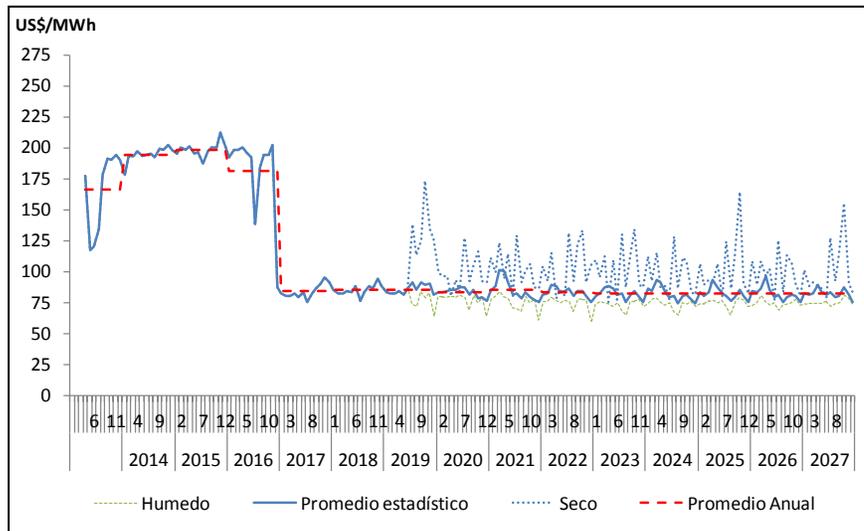


Figura 9-11: Variabilidad del costo marginal mensual en Pozo Almonte 220KV – Caso Superior

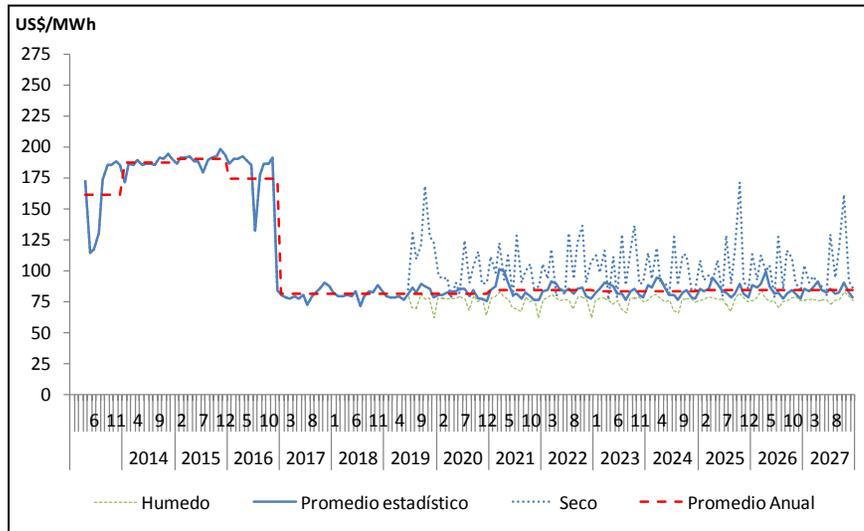


Figura 9-12: Variabilidad del costo marginal mensual en Cruceiro 220KV – Caso Superior

10. ANEXO D: ANÁLISIS DE VARIABILIDAD DE COSTOS MARGINALES

10.1 Corto plazo:

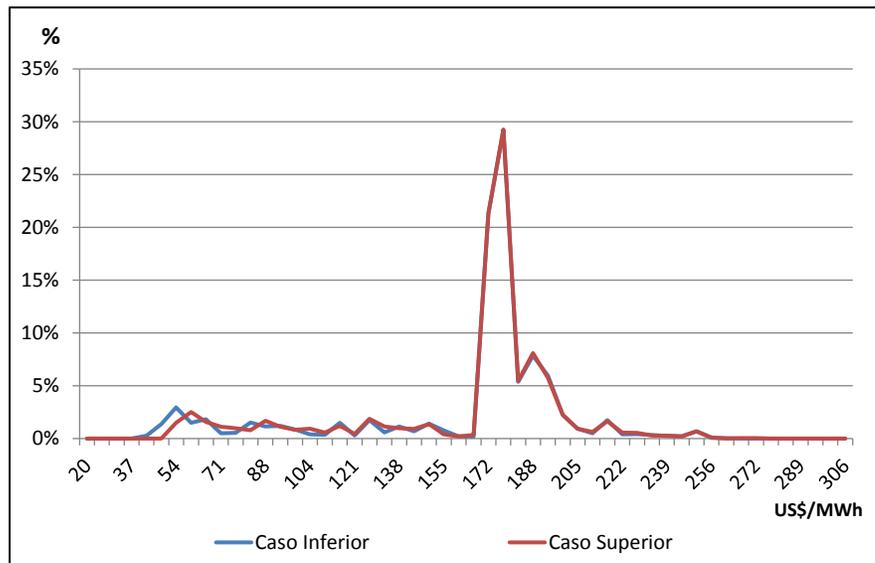


Figura 10-1: Distribución de probabilidades de costos marginales en Diego de Almagro 220KV –
2013 a 2018

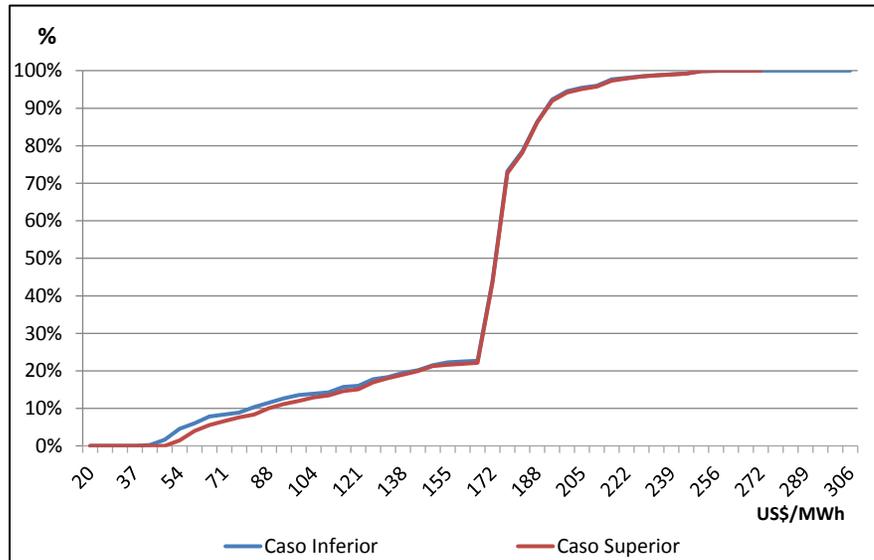


Figura 10-2: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2013 a 2018

Tabla 10-1: Resumen resultados relevantes costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2013 a 2018

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	164,8	166,5
Desv. Estandar	42,0	39,6
Mínimo	44,2	55,7
Máximo	263,1	272,9
5% menor	61,0	69,3
95% menor	206,6	207,2

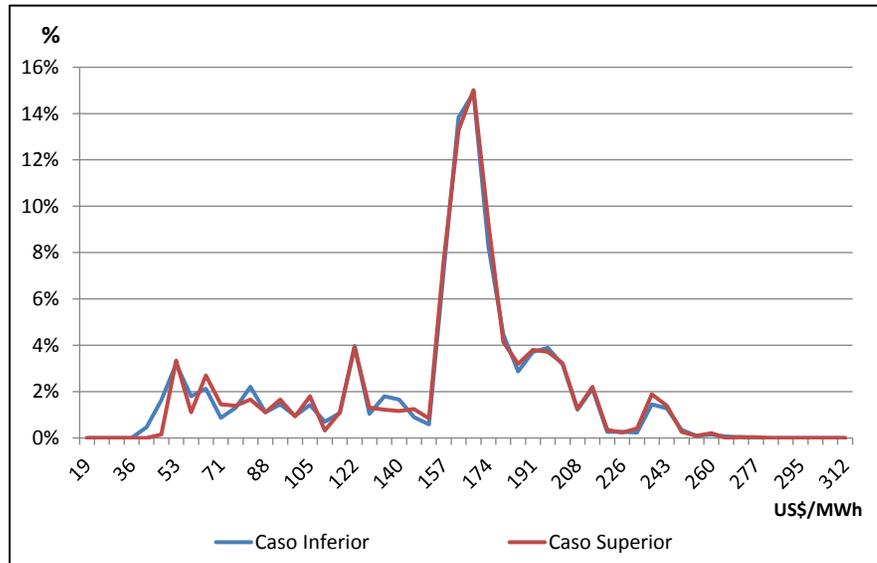


Figura 10-3: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2013 a 2018

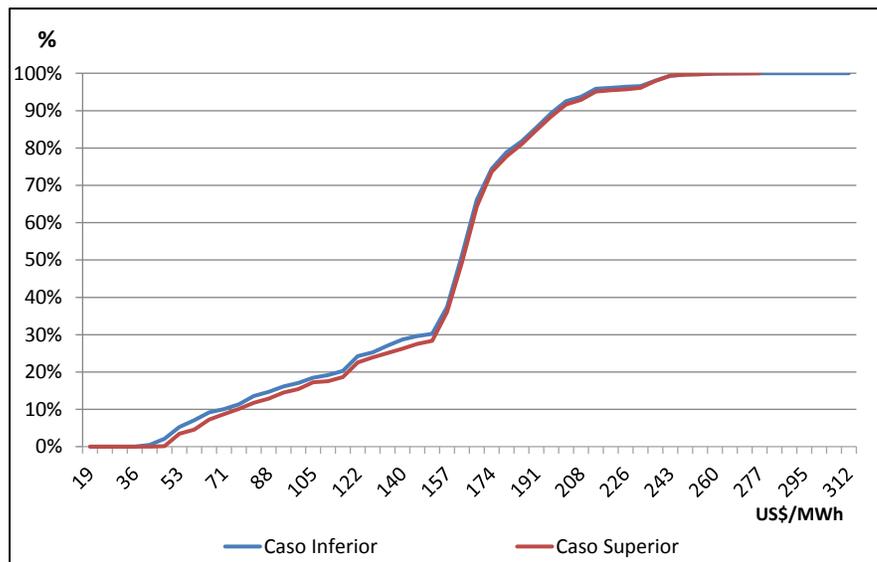


Figura 10-4: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2013 a 2018

**Tabla 10-2: Resumen resultados relevantes costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2013 a
2018**

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	156,0	158,8
Desv. Estandar	46,3	44,7
Mínimo	42,2	53,0
Máximo	274,0	277,9
5% menor	58,2	65,3
95% menor	217,8	218,7

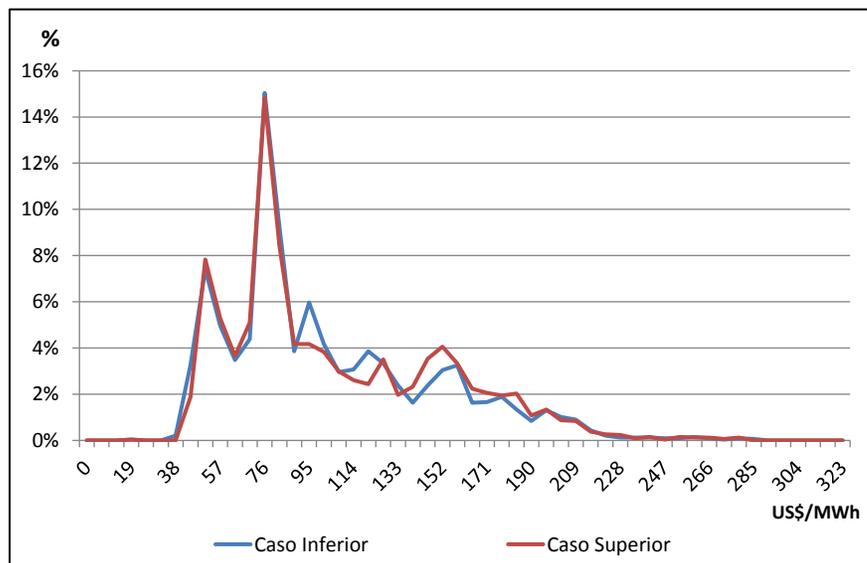


Figura 10-5: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2013 a

2018

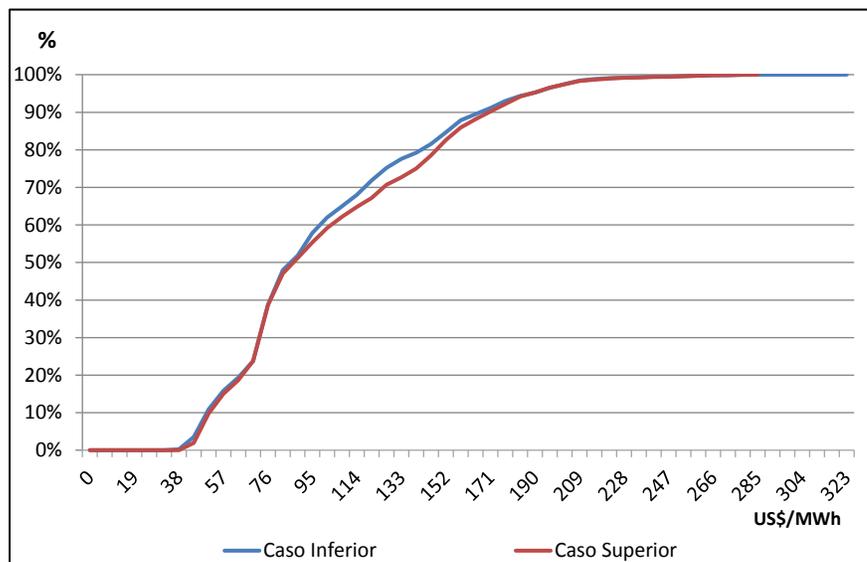


Figura 10-6: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2013 a 2018

Tabla 10-3: Resumen resultados relevantes costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2013 a 2018

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	106,3	109,2
Desv. Estandar	44,5	45,8
Mínimo	21,5	21,4
Máximo	285,9	284,3
5% menor	51,7	52,9
95% menor	195,5	194,8

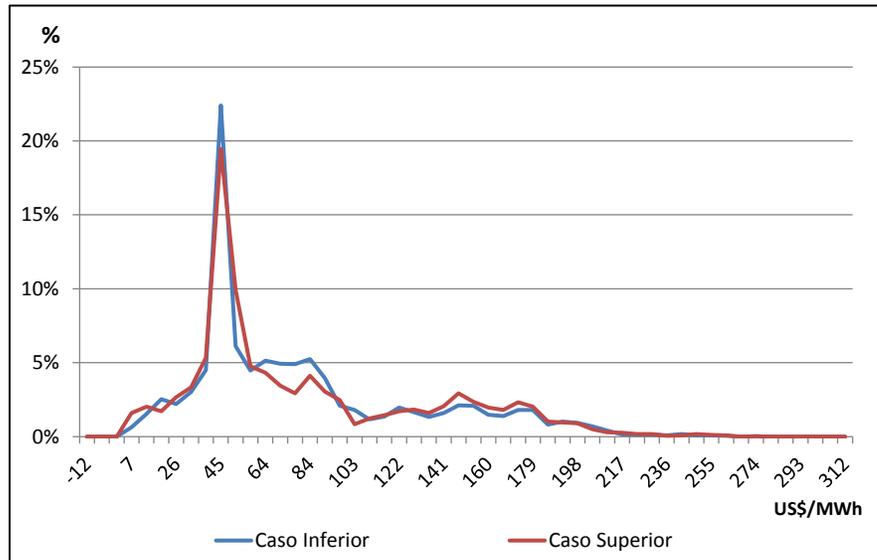


Figura 10-7: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Concepción 220KV – 2013 a 2018

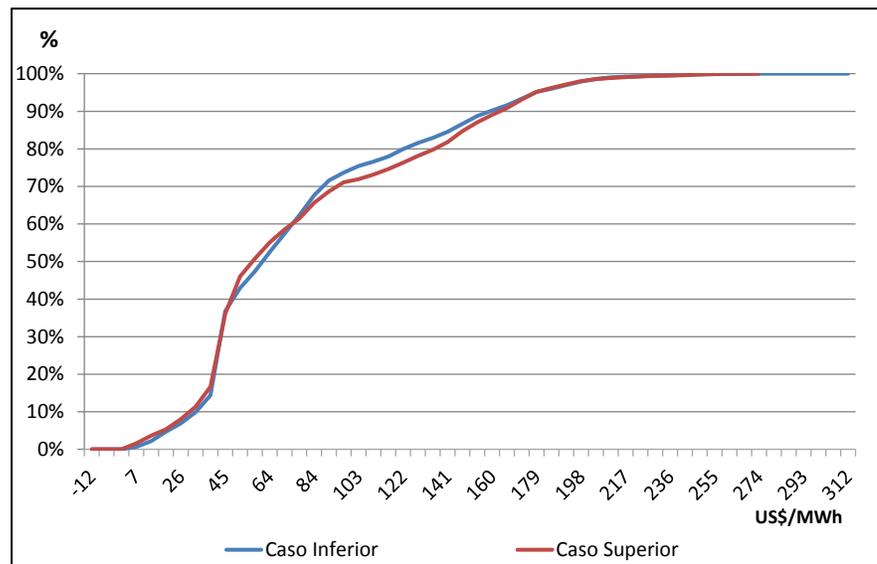


Figura 10-8: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Concepción 220KV – 2013 a 2018

Tabla 10-4: Resumen resultados relevantes costos marginales en Concepción 220KV – 2013 a 2018

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	84,1	85,4
Desv. Estandar	49,5	52,1
Mínimo	9,5	10,1
Máximo	274,5	274,4
5% menor	27,2	25,1
95% menor	183,3	183,8

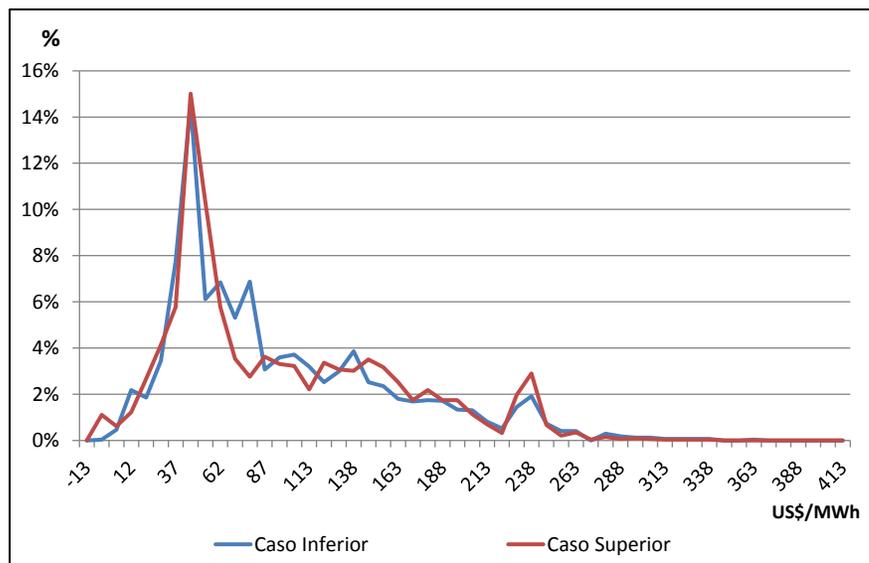


Figura 10-9: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2013

a 2018

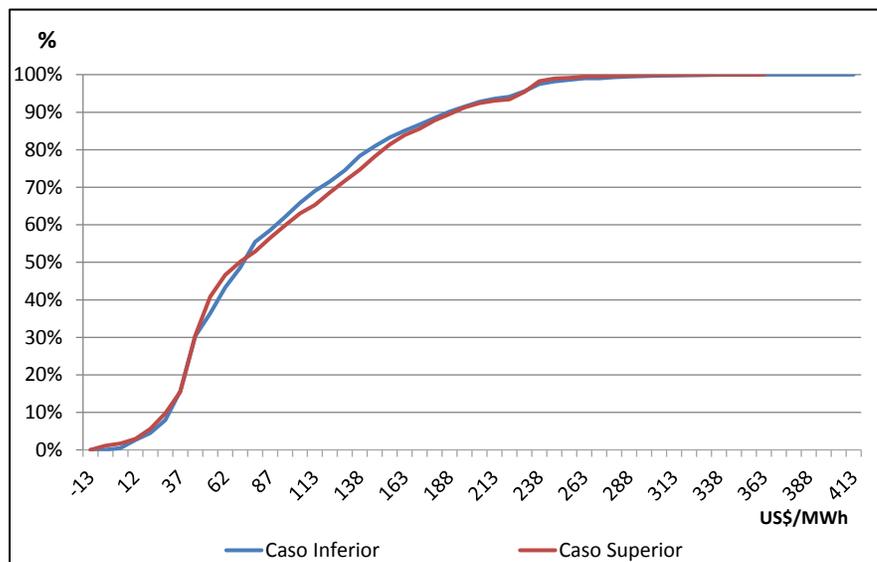


Figura 10-10: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2013 a 2018

Tabla 10-5: Resumen resultados relevantes costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2013 a 2018

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	100,0	101,2
Desv. Estandar	62,8	64,2
Mínimo	1,0	0,0
Máximo	366,0	338,6
5% menor	30,4	28,2
95% menor	234,7	236,9

10.2 Largo Plazo:

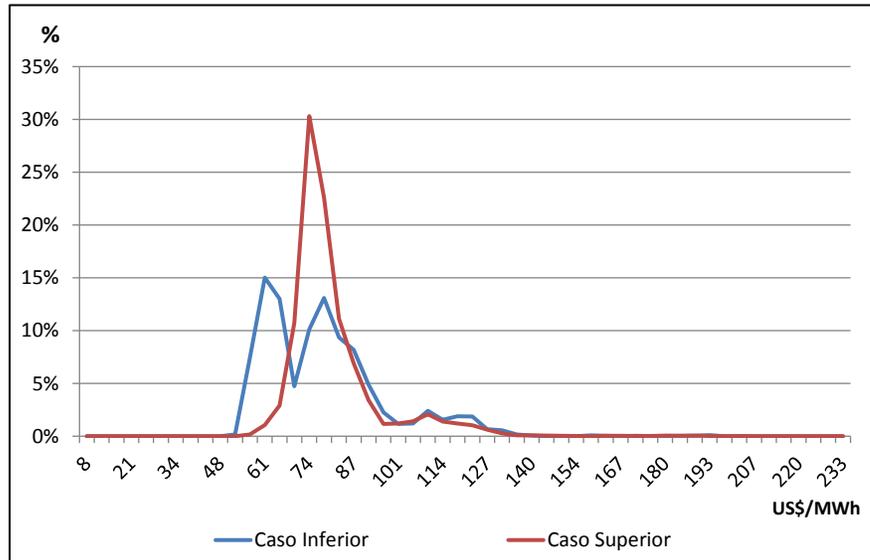


Figura 10-11: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Pozo Almonte 220KV – 2019 a 2023

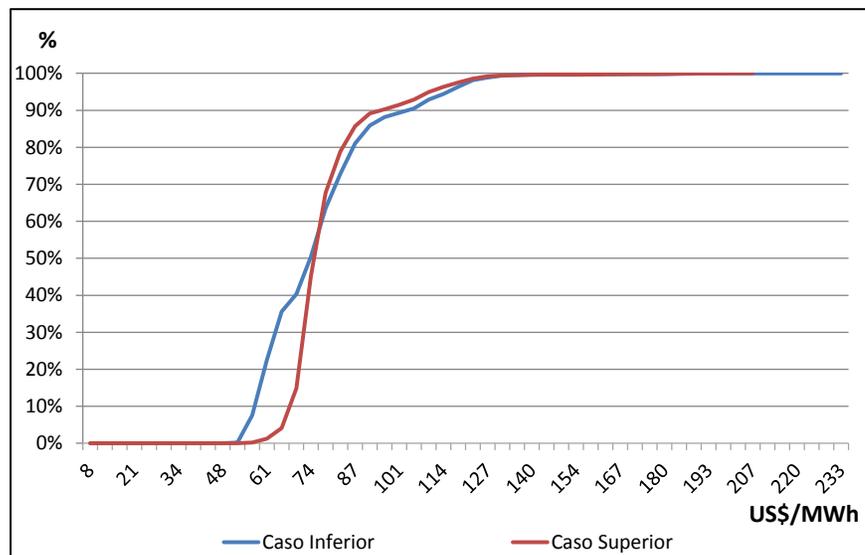


Figura 10-12: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Pozo Almonte 220KV – 2019 a 2023

Tabla 10-6: Resumen resultados relevantes costos marginales en Pozo Almonte 220KV – 2019 a

2023

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	80,3	83,0
Desv. Estandar	18,3	13,7
Mínimo	53,3	59,5
Máximo	196,4	205,0
5% menor	58,7	70,5
95% menor	119,4	114,1

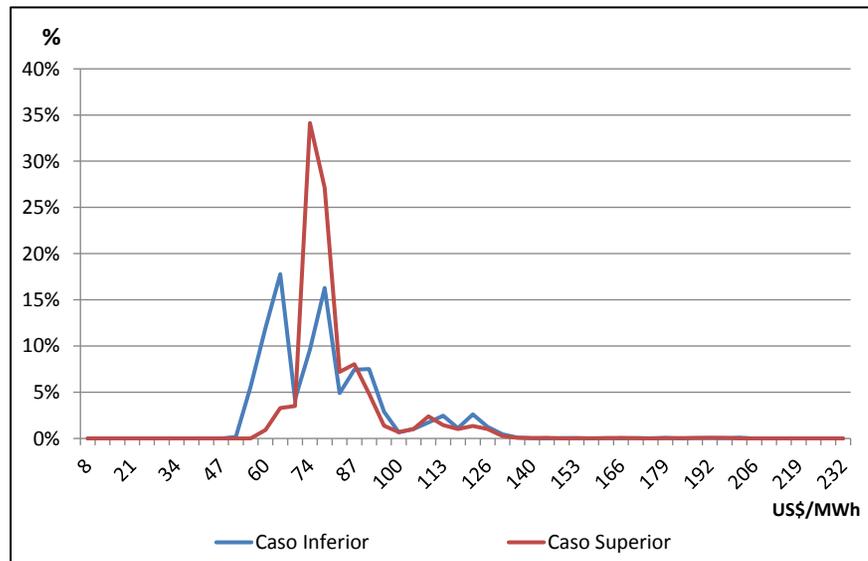


Figura 10-13: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Crucero 220KV – 2019 a

2023

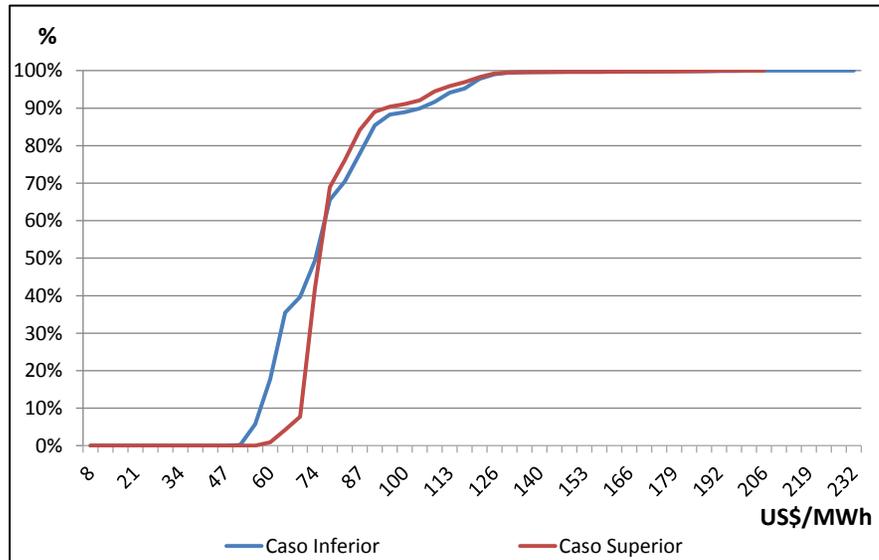


Figura 10-14 Probabilidad acumulada de los costos marginales en Crucero 220KV – 2019 a 2023

Tabla 10-7: Resumen resultados relevantes costos marginales en Crucero 220KV – 2019 a 2023

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	80,7	83,5
Desv. Estandar	18,4	13,8
Mínimo	53,6	60,7
Máximo	204,4	201,1
5% menor	59,9	70,0
95% menor	120,9	115,1

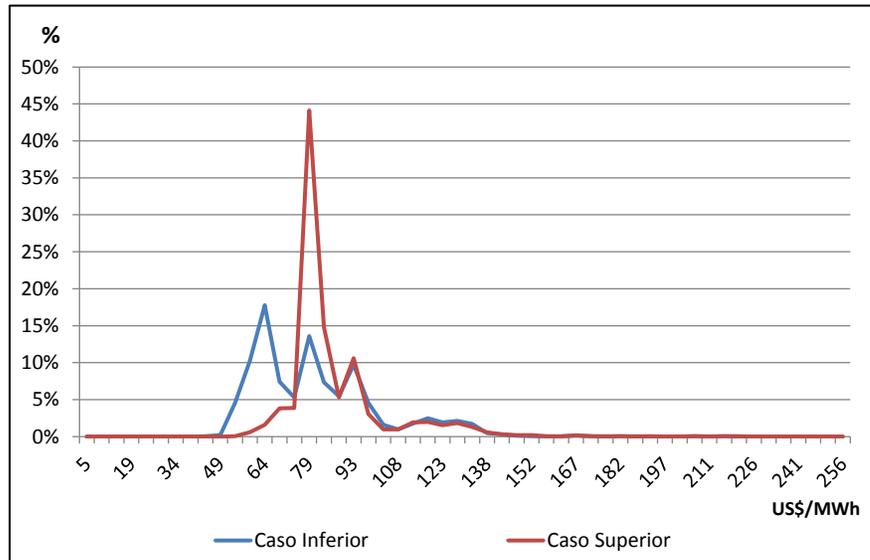


Figura 10-15: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2019 a 2023

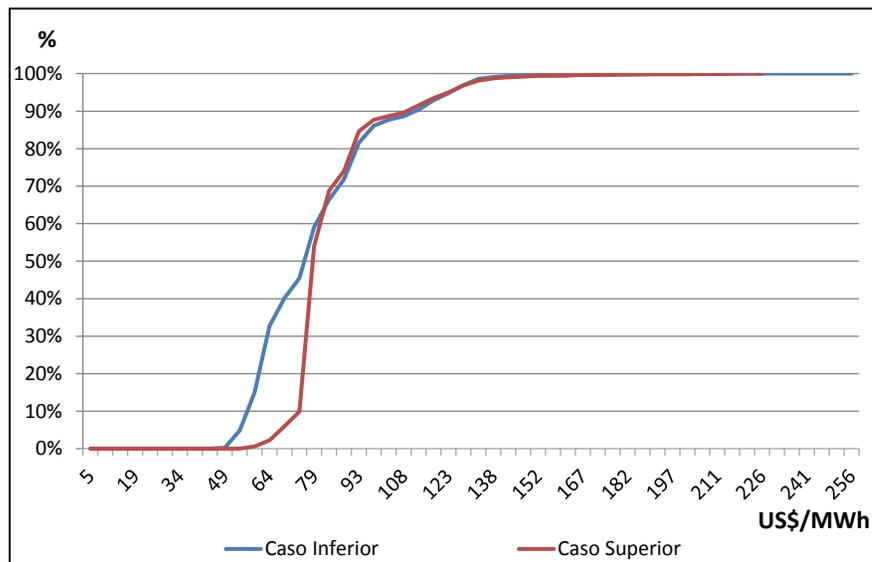


Figura 10-16: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2019 a 2023

Tabla 10-8: Resumen resultados relevantes costos marginales en Diego de Almagro 220KV – 2019 a 2023

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	83,6	89,2
Desv. Estandar	21,5	16,8
Mínimo	48,1	57,0
Máximo	225,2	225,4
5% menor	58,9	72,1
95% menor	128,1	127,4

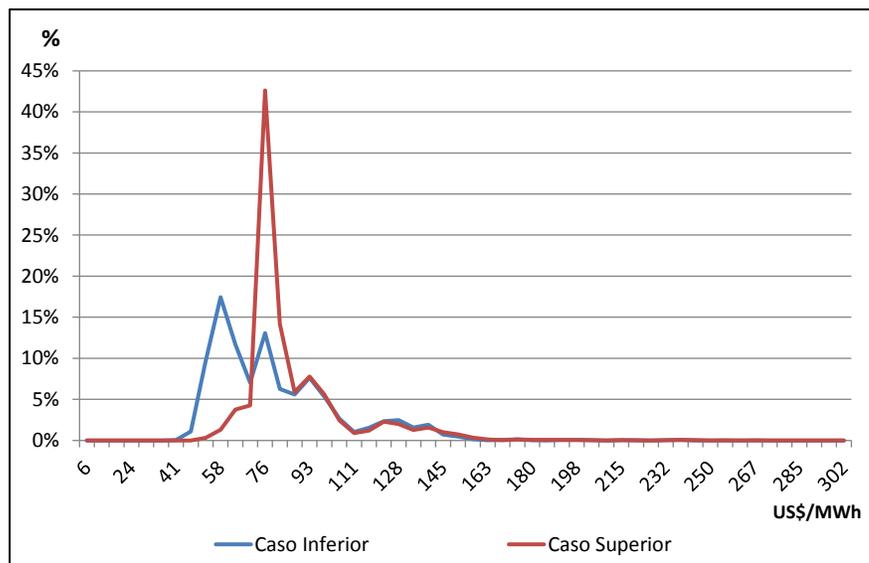


Figura 10-17: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2019 a 2023

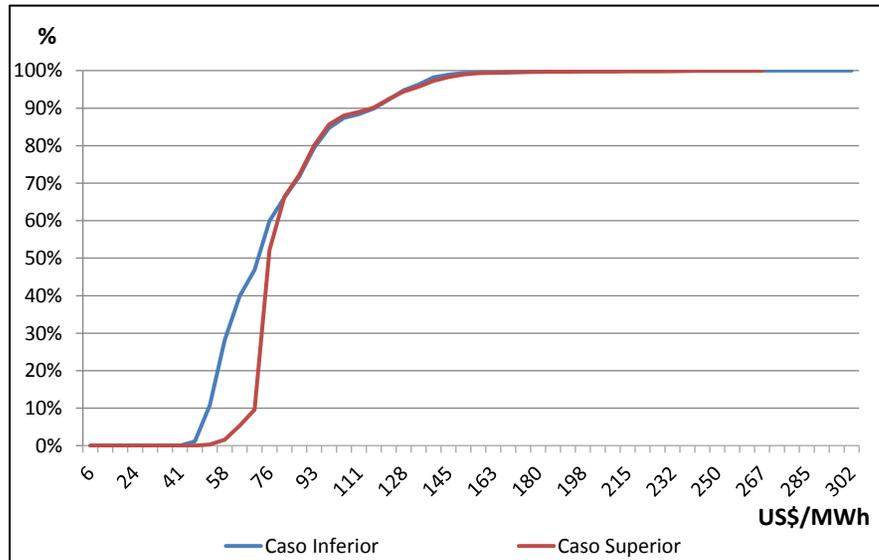


Figura 10-18: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2019 a 2023

Tabla 10-9: Resumen resultados relevantes costos marginales en Pan de Azúcar 220KV – 2019 a 2023

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	82,7	89,4
Desv. Estandar	25,0	20,8
Mínimo	46,4	54,0
Máximo	243,5	267,2
5% menor	54,9	69,4
95% menor	134,7	135,6

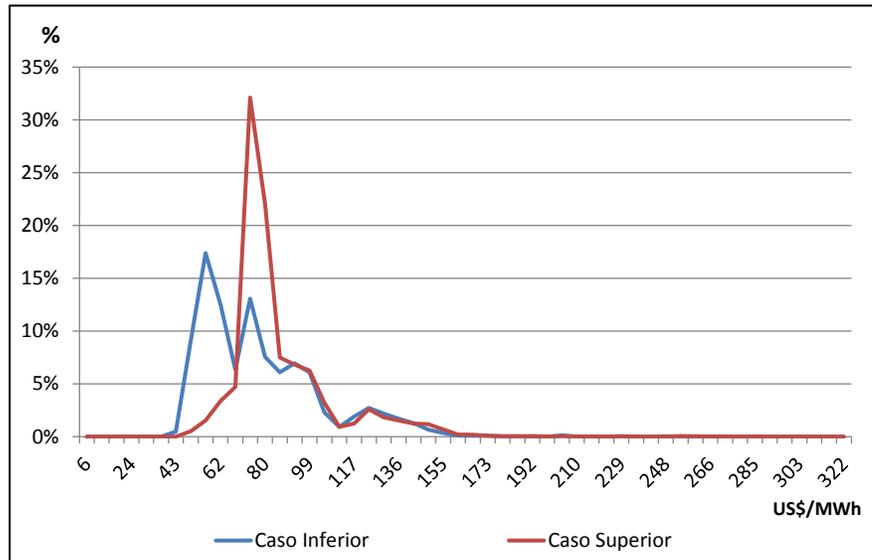


Figura 10-19: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2019 a 2023

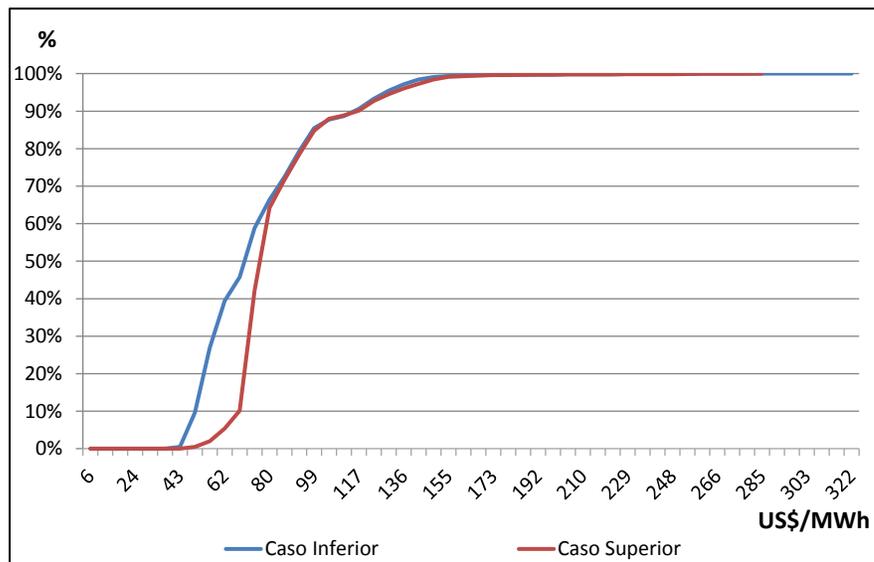


Figura 10-20: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2019 a 2023

Tabla 10-10: Resumen resultados relevantes costos marginales en Alto Jahuel 220KV – 2019 a 2023

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	81,4	89,4
Desv. Estandar	26,0	22,0
Mínimo	44,8	51,0
Máximo	261,8	285,2
5% menor	52,6	67,1
95% menor	134,0	136,8

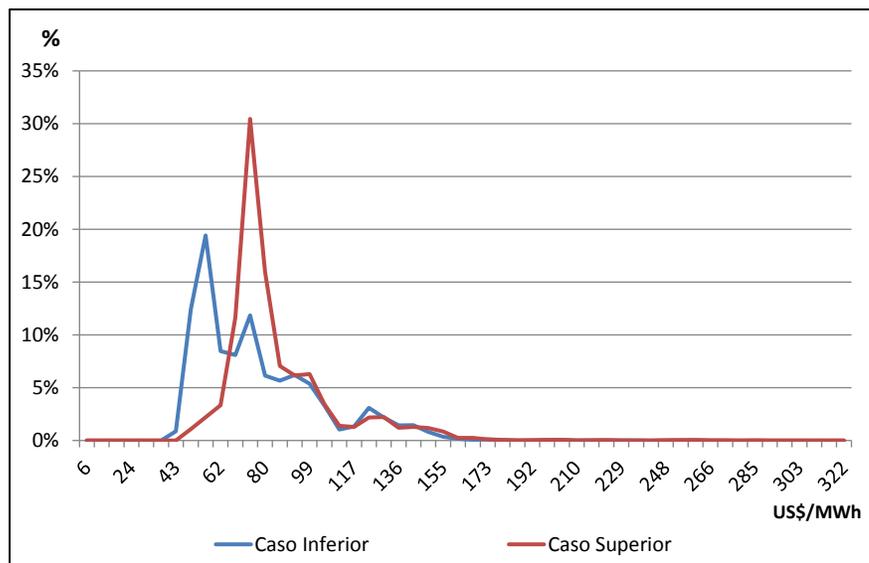


Figura 10-21: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Concepción 220KV – 2019 a 2023

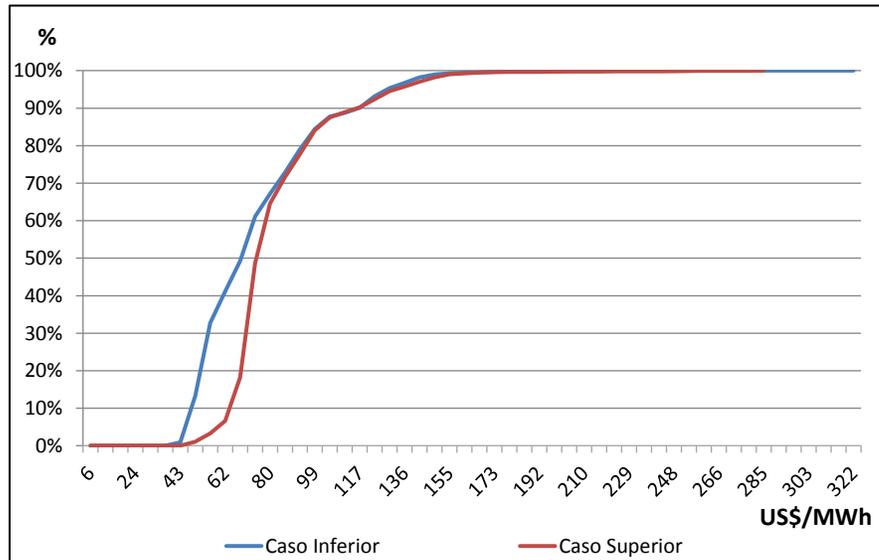


Figura 10-22: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Concepción 220KV – 2019 a 2023

Tabla 10-11: Resumen resultados relevantes costos marginales en Concepción 220KV – 2019 a 2023

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	80,4	88,5
Desv. Estandar	26,8	23,0
Mínimo	45,0	49,3
Máximo	264,4	285,0
5% menor	51,2	64,7
95% menor	134,9	138,3

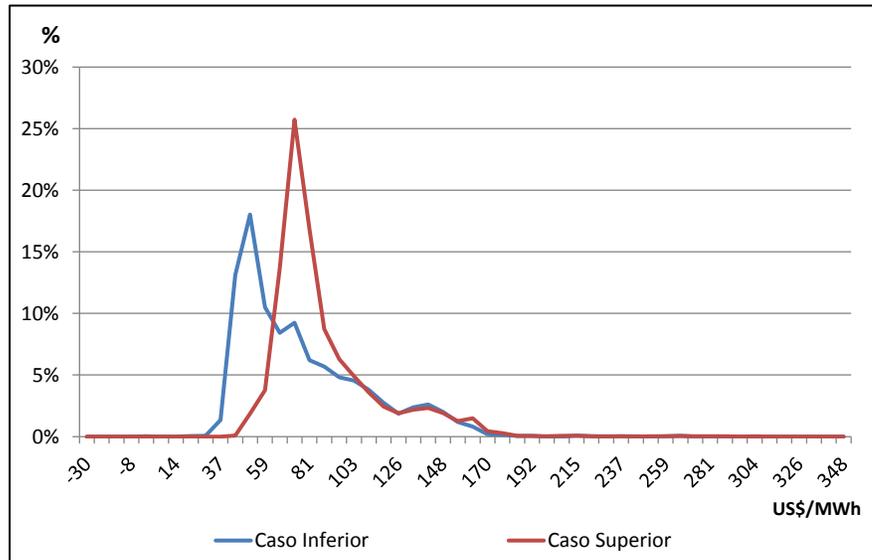


Figura 10-23: Distribución de probabilidades de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2019 a 2023

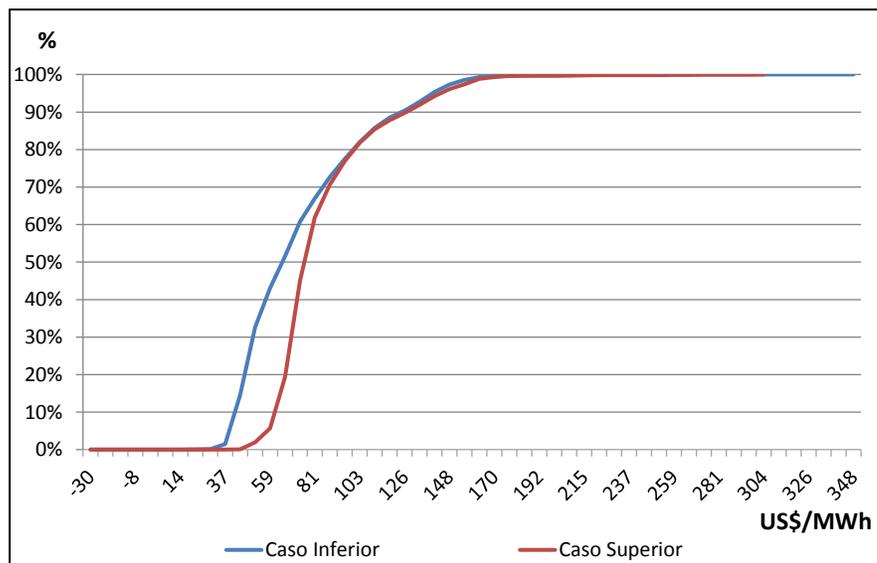


Figura 10-24: Probabilidad acumulada de los costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2019 a 2023

**Tabla 10-12: Resumen resultados relevantes costos marginales en Puerto Montt 220KV – 2019 a
2023**

Costo Marginal Mensual [US\$/MWh]	Caso Inferior	Caso Superior
Promedio	81,1	92,1
Desv. Estandar	32,1	26,8
Mínimo	3,1	47,1
Máximo	271,8	305,8
5% menor	46,9	65,0
95% menor	146,7	151,2

11. ANEXO E: RESULTADOS RESTRINGIENDO PROBABILIDAD DE QUIEBRA.

A continuación se presentan los portafolios factibles para diferentes niveles de precio estabilizado, restringiendo la probabilidad de quiebra del Fondo para valores máximos de 0,1%, 2% y 5%.

11.1 Caso inferior.

Los resultados muestran que la energía que es capaz de apoyar el fondo disminuye progresivamente a medida que se limita la probabilidad de quiebra (Tabla 11-1, Tabla 11-2 y Tabla 11-3). Por ejemplo, si se considera un precio estabilizado de 80 US\$/MWh, se tiene que la energía apoyada varía desde un valor de 186 GWh-año cuando la probabilidad de quiebra no está restringida ($P(\text{quiebra}) = 4,6\%$) a un valor de 160 GWh-año, 98 GWh-año, al restringir la probabilidad de quiebra a un máximo de 2% y 0,1% respectivamente.

Al forzar una probabilidad de quiebra máxima de 0,1%, la simulación no logra encontrar soluciones factibles para $P_e = 87,5$ US\$/MWh. Para valores superiores la cantidad de energía apoyada es pequeña y corresponde a proyectos eólicos ubicados en la VIII y IV región o bien corresponden a proyectos solares ubicados en la III región.

Tabla 11-1: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso inferior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 5%.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante		E[SF]	std[SF]	P(quiebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	167	-	167	50	-	50	75,3	-	32,6	14,2	0,5%
80	186	-	186	57	-	57	78,0	-	27,1	15,8	4,6%
82,5	144	-	144	44	-	44	78,0	-	20,1	12,3	4,7%
85	116	-	116	36	-	36	83,5	-	15,7	9,8	4,8%
87,5	104	-	104	35	-	35	85,4	-	12,6	8,1	4,8%
90	89	-	89	30	-	30	85,4	-	10,3	6,8	5,0%
92,5	103	-	103	37	-	37	91,7	-	10,6	6,9	4,2%
95	126	-	126	49	-	49	93,4	-	11,3	7,7	5,0%
97,5	121	-	121	48	-	48	96,5	-	10,5	7,1	4,9%
100	98	-	98	40	-	40	99,5	-	8,5	5,8	4,9%
102,5	65	27	92	26	10	36	99,5	100,7	7,7	5,2	5,0%
105	17	78	95	7	30	37	104,3	104,2	7,4	4,9	5,0%

Tabla 11-2: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso inferior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 2%.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante		E[SF]	std[SF]	P(quiebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	167	-	167	50	-	50	75,3	-	32,6	14,2	0,5%
80	160	-	160	49	-	49	78,0	-	26,1	13,6	1,9%
82,5	129	-	129	39	-	39	78,0	-	20,1	10,9	2,0%
85	105	-	105	33	-	33	83,5	-	16,1	8,9	1,9%
87,5	94	-	94	32	-	32	85,4	-	13,3	7,2	1,9%
90	82	-	82	28	-	28	85,4	-	11,2	6,2	1,8%
92,5	96	-	96	35	-	35	91,7	-	11,6	6,3	1,8%
95	119	-	119	46	-	46	93,4	-	12,6	7,2	2,0%
97,5	110	-	110	44	-	44	96,5	-	11,3	6,5	2,0%
100	92	-	92	37	-	37	99,5	-	9,4	5,4	2,0%
102,5	59	27	87	24	10	34	99,5	100,7	8,6	4,8	2,0%
105	10	78	88	4	30	34	104,3	104,2	8,8	4,5	1,1%

Tabla 11-3: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso inferior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 0,1%.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante		E[SF]	std[SF]	P(quiebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	119	-	119	36	-	36	75,3	-	29,0	10,1	0,1%
80	98	-	98	30	-	30	78,0	-	23,7	8,3	0,1%
82,5	83	-	83	25	-	25	78,0	-	20,1	7,0	0,1%
85	71	-	71	23	-	23	83,5	-	17,4	6,1	0,1%
87,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0%
90	57	-	57	20	-	20	85,4	-	13,9	4,1	0,0%
92,5	79	-	79	29	-	29	91,7	-	14,1	5,1	0,1%
95	102	-	102	40	-	40	93,3	-	15,8	6,0	0,1%
97,5	86	-	86	35	-	35	96,5	-	13,2	5,1	0,1%
100	-	63	63	-	23	23	-	99,7	6,2	2,5	0,1%
102,5	-	68	68	-	25	25	-	100,7	7,1	2,9	0,1%
105	-	78	78	-	30	30	-	104,2	10,7	3,9	0,1%

11.1 Caso superior.

Para el caso superior ocurre un efecto similar, a medida que se restringe la probabilidad de quiebra la energía que es capaz de apoyar el fondo disminuye.

En este caso, al restringir la probabilidad de quiebra a un máximo de 5% no es posible encontrar un portafolio factible que apoye energía para un precio estabilizado de 82,5 US\$/MWh. Por su parte, cuando se exige una probabilidad de quiebra menor a 0,1% no es posible encontrar soluciones factibles para un precio estabilizado de 80 US\$/MWh, 82,5 US\$/MWh y 85 US\$/MWh.

Tabla 11-4: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso Superior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 5%.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante		E[SF]	std[SF]	P(quiebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	167	-	167	50	-	50	75,3	-	56,5	12,9	0,0%
80	328	-	328	100	-	100	78,0	-	79,2	25,3	1,7%
82,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	218	-	218	69	-	69	83,5	-	43,1	16,9	1,2%
87,5	216	-	216	70	-	70	85,4	-	33,0	16,0	4,9%
90	176	-	176	58	-	58	85,4	-	23,6	12,9	4,8%
92,5	130	-	130	46	-	46	91,7	-	21,4	8,2	0,1%
95	154	-	154	59	-	59	93,4	-	22,1	8,4	0,1%
97,5	174	-	174	70	-	70	96,5	-	23,8	8,8	0,1%
100	138	-	138	56	-	56	99,5	-	17,9	6,9	0,1%
102,5	93	27	120	38	10	48	99,5	100,7	14,7	5,8	0,1%
105	33	78	111	14	30	44	104,3	104,2	12,9	4,8	0,1%

Tabla 11-5: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso Superior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 2%.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante		E[SF]	std[SF]	P(quiebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	167	-	167	50	-	50	75,3	-	56,5	12,9	0,0%
80	328	-	328	100	-	100	78,0	-	79,2	25,3	1,7%
82,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	218	-	218	69	-	69	83,5	-	43,1	16,9	1,2%
87,5	186	-	186	61	-	61	85,4	-	30,9	13,7	1,6%
90	153	-	153	50	-	50	85,4	-	22,9	11,1	1,5%
92,5	130	-	130	46	-	46	91,7	-	21,4	8,2	0,1%
95	154	-	154	59	-	59	93,4	-	22,1	8,4	0,1%
97,5	174	-	174	70	-	70	96,5	-	23,8	8,8	0,1%
100	138	-	138	56	-	56	99,5	-	17,9	6,9	0,1%
102,5	93	27	120	38	10	48	99,5	100,7	14,7	5,8	0,1%
105	33	78	111	14	30	44	104,3	104,2	12,9	4,8	0,1%

Tabla 11-6: Portafolios que maximizan la energía apoyada. Caso Superior de costos marginales del sistema, probabilidad de quiebra menor o igual a 0,1%.

Precio estabilizado US\$/MWh	Energía apoyada [GWh-año]			Potencia apoyada [MW]			Costo desarrollo ultima unidad entrante		E[SF]	std[SF]	P(quiebra)
	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	Total	Eólica	Solar	MMUS\$	MMUS\$	%
77,5	167	-	167	50	-	50	75,3	-	56,5	12,9	0,0%
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
82,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
87,5	154	-	154	51	-	51	85,4	-	28,7	11,2	0,1%
90	119	-	119	40	-	40	85,4	-	21,9	8,5	0,0%
92,5	130	-	130	46	-	46	91,7	-	21,4	8,2	0,1%
95	154	-	154	59	-	59	93,4	-	22,1	8,4	0,1%
97,5	174	-	174	70	-	70	96,5	-	23,8	8,8	0,1%
100	138	-	138	56	-	56	99,5	-	17,9	6,9	0,1%
102,5	93	27	120	38	10	48	99,5	100,7	14,7	5,8	0,1%
105	33	78	111	14	30	44	104,3	104,2	12,9	4,8	0,1%

En conclusión, para limitar la probabilidad de quiebra se requiere reducir la variabilidad del saldo acumulado en el Fondo, lo que restringe de manera significativa la cantidad de energía que es capaz de apoyar el Fondo.