



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BOMBEO (HYDRO-PUMPED STORAGE) EN EL MARCO REGULATORIO CHILENO

IGNACIO JAVIER NÚÑEZ FUENTES

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, septiembre, 2014

© 2014, Ignacio Núñez Fuentes



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BOMBEO (HYDRO-PUMPED STORAGE) EN EL MARCO REGULATORIO CHILENO

IGNACIO JAVIER NÚÑEZ FUENTES

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK

DANIEL OLIVARES

RODRIGO MORENO

JUAN ENRIQUE COEYMANS

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

Santiago de Chile, septiembre, 2014

Dedicado a mi familia, amigos y profesores quienes me entregaron siempre su apoyo en forma incondicional.

AGRADECIMIENTOS

El desarrollo de esta tesis no hubiese sido posible sin la contribución de gran cantidad de personas, así como el apoyo a la investigación entregado por diferentes instituciones.

Mis mayores agradecimiento son a mi profesor guía, Prof. Hugh Rudnick, quien fue una pieza fundamental en el proceso de mi formación como investigador y en el desarrollo de este trabajo. Él siempre me entregó todo su apoyo, siempre disponiendo de su tiempo y reuniéndonos tan pronto como fue necesario, así como entregando a disposición su extraordinario conocimiento sobre los mercados eléctricos. Así mismo, su apoyo fue crucial para concretar mis estadías de investigación en el extranjero. Hugh: muchas gracias por permitirme ser tu estudiante, por tu paciencia, tu amistad, tu gran labor como profesor y mentor, y tu ejemplo como persona y profesional del cual algún día espero llegar a estar cerca.

Gracias también a los profesores integrantes de la comisión Prof. Hugh Rudnick, Prof. Daniel Olivares, Prof. Rodrigo Moreno y Prof. Juan Enrique Coeymans. También agradezco en forma especial a los profesores Pedro Gazmuri, Mario Paolone, e Ignacio Perez-Arriaga. Las reuniones con Daniel ayudaron de forma vital a la investigación, así como también tuve la posibilidad de conocer a una gran persona, con la cual espero seguir colaborando a futuro. Gracias al Prof. Gazmuri por su tiempo y consejos. Gracias a los profesores Mario Paolone e Ignacio Perez-Arriaga, quienes me recibieron en forma extraordinaria en EPFL y MIT respectivamente. La contribución de ambos fue muy importante, ya que me permitió acceder a parte de su conocimiento, así como contactarme con otros investigadores. Entre estos investigadores, tuve la oportunidad de conocer a Karen Tapia y Mostafa Nick. Muchas gracias Mostafa por todo el tiempo y paciencia con la cual compartiste tu conocimiento. Muchas gracias Karen por toda la ayuda, por tu tiempo, tu excelente disposición, y que transformó mi estadía en MIT como parte crucial de mi desarrollo.

Gracias también a mi familia y amigos. En especial agradecimientos a mis padres, Santiago Núñez y Mónica Fuentes, quienes siempre me han entregado todo su apoyo en todas las etapas de mi vida. Sin ellos nada de lo que he logrado hubiese sido posible.

Gracias a mis hermanos Alejandro, Sebastián y Santiago. Todos ustedes son el pilar fundamental con el cual he podido seguir mis estudios, entender mi camino, y aprender todos los días de sus ustedes, como modelos a seguir. Gracias también a mi amigo y familiar, el Dr. Guillermo Caliendo, cuyo apoyo y consejos han sido clave en el desarrollo de mi formación como investigador y parte del trabajo de esta tesis. Gui: tu visión me ha permitido entender mejor mis metas y plantearme desafíos como nunca había pensado. Espero ser colegas algún día.

Gracias a mis amigos, quienes me apoyaron también durante todo este proceso. Con su apoyo, su amistad, me han hecho posible perseguir mis sueños, así como superarme en todo aspecto. En especial gracias Javier, Vicente, Felipe, Cristián, Constanza, Diego, Tomás, y Álvaro. Este trabajo es parte de ustedes también.

También agradezco a todas las instituciones que hicieron posible el desarrollo de este trabajo. En particular agradecer el apoyo de la Asociación Gremial de Generadores, en dónde Rodrigo Solis fue parte importante del acuerdo, y a quién agradezco por su apoyo. También agradecer a Fondecyt 1141082, Conicyt SER002, y el programa MISTI-Chile. Gracias también a la Escuela de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile. La formación que me han entregado ha hecho posible el cumplimiento de todas las exigencias, así como desarrollo como profesional y como persona. Estoy profundamente agradecido con la universidad por su rol de liderazgo, los excelentes profesores quienes la hacen única, y su espíritu de superación infinito.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
RESUMEN.....	xii
ABSTRACT	xiv
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objetivos.....	1
1.2. Metodología.....	2
2. ESTADO DEL ARTE.....	4
2.1. Tecnologías de Almacenamiento de energía	5
2.2. Experiencias Internacionales	10
2.3. Contexto en Chile: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).....	12
2.4. Almacenamiento de energía y su regulación en mercados eléctricos	15
3. PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	18
3.1. Introducción.....	18
3.2. Planificación de los sistemas eléctricos.....	20
3.3. Reservas operativas	24
3.3.1. Clasificación según la NERC.....	25
3.3.2. Clasificación según la ENTSO.....	27
3.4. Planificación de reservas y operación del sistema eléctrico.....	31
3.5. Efectos de la integración de energías renovables	35
3.6. Metodologías para el cálculo de reservas	39
3.7. Beneficios de los sistemas de almacenamiento de energía.....	41
4. MODELACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	46
4.1. Revisión Bibliográfica.....	46
4.1.1. Modelación del Pre-despacho y despacho económico.....	52
4.2. Modelo Propuesto: Stochastic Unit Commitment (SUC).....	58
4.2.1. Nomenclatura	58

4.2.2. Modelo	60
5. ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA INCLUSIÓN DEL HPS	63
5.1. Modelos de negocio	63
5.2. Arbitraje de energía	66
5.3. Costo levelizado (LCOE)	67
5.4. Cálculo del costo marginal	74
6. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ECONÓMICA	77
6.1. Introducción	77
6.2. Revisión Bibliográfica	77
6.3. Metodología Propuesta	79
6.4. Selección de días representativos	81
6.4.1. Técnicas de Clustering	83
6.4.2. K-means	85
6.4.3. Aplicación	87
6.5. Escenarios de Monte Carlo	92
6.5.1. Escenarios Pre-despacho	97
6.5.2. Algoritmo de clusterización: pre-despacho	98
6.6. Cálculo de Reservas Operativas	103
6.6.1. Reservas Secundarias	103
6.6.2. Reservas Primarias	108
7. RESULTADOS: OPERACIÓN ECONÓMICA	111
7.1. Introducción	111
7.2. Modelación de los esquemas propuestos	112
7.2.1. Modelación esquema operación B.1	113
7.2.2. Modelación esquema operación B.2	113
7.3. Métricas usadas en la evaluación	114
7.4. Simulación	117
7.4.1. Escenarios	117
7.4.2. Unidades Generadoras	120
7.5. Resultados S.1, S.2, y A.1	121
7.5.1. Escenario S.1	121
7.5.2. Escenario S.2	126
7.5.3. Escenario A.1	131
7.6. Análisis Escenarios S.1, S.2 y A.1	136
7.7.1. Escenario A.2	140
7.7.2. Escenario A.3	145
7.7.3. Escenario B.1	149

7.7.4. Escenario B.2	152
7.8. Análisis Escenarios A.2, A.3, B.1 y B.2.....	156
7.9. Interconexión SIC-SING	161
8. PLANIFICACIÓN DEL SING A LARGO PLAZO	164
8.1. Introducción.....	164
8.2. Modelo de Planificación.....	165
8.3. Modelación Matemática	171
8.3.1. Modelación matemática de los costos.....	178
8.3.2. Costos de inversión	179
8.3.3. Costos variables	181
8.3.4. Unidades nuevas.....	183
8.4. Objetivos.....	184
8.5. Estudios ejecutados.....	184
8.6. Resultados E1	187
8.7. Estudio E2.....	194
8.8. Estudio E3.....	199
8.9. Desafíos en la regulación chilena	202
9. CONCLUSIONES Y DESAFÍOS PENDIENTES	207
BIBLIOGRAFIA.....	211
A N E X O S.....	217
ANEXO A : DATOS	218
A.1. Recurso solar	218
A.2 Recurso Eólico	223
A.3 Datos Horarios.....	227
A.4 Parámetros de unidades generadoras.....	230
ANEXO B : CLÚSTERES Y ERRORES DE PRONÓSTICO	232

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Fuentes de Flexibilidad	5
Tabla 2-2: Características de tecnologías de almacenamiento de energía.....	7
Tabla 2-3: Capacidad instalada en el SING según tecnología.....	13
Tabla 3-1: Capacidad instalada en el SIC según tecnología.....	33
Tabla 5-1: Margen necesario del arbitraje sin considerar pago por capacidad.....	69
Tabla 5-2: Margen Necesario en Arbitraje considerando pago por capacidad.....	69
Tabla 6-1: Métricas según distinto número de clústeres Nk usando k-means.....	89
Tabla 6-2: Probabilidad de ocurrencia de cada clúster (o pronóstico).....	90
Tabla 6-3: Valor medio de los centroides según atributo y cluster.....	94
Tabla 6-4: Desviación estándar del valor medio de los datos según atributo y cluster.....	95
Tabla 6-5: Desviación estándar para el valor medio de los datos según capacidad de predicción aceptada.....	95
Tabla 6-6: Parámetros (β_k, a) estimados para el modelo de autorregresión.....	96
Tabla 6-7: Parámetros ($\sigma_{\text{ERROR}}, ak$) estimados para el modelo de autorregresión.....	96
Tabla 6-8: Combinaciones utilizadas para calcular tolerancias.....	100
Tabla 6-9: Cantidad de muestras agrupadas por cada escenario.....	102
Tabla 6-10: Probabilidad de los escenarios seleccionados para cada pronóstico.....	103
Tabla 6-11: Desviación de la demanda, generación solar y generación eólica correspondientes al percentil 0,05%.....	107
Tabla 6-12: Reservas mínimas requeridas.....	108
Tabla 6-13: Reservas de Partida Rápida en el SING.....	109
Tabla 7-1: Escenarios de simulación S.1, S.2 y A.1.....	118
Tabla 7-2: Escenarios de simulación A.2, A.3, B.1 y B.2.....	118
Tabla 7-3: Centrales consideradas en base a gas natural.....	120
Tabla 7-4: Centrales consideradas a diésel (izquierda) y a carbón (derecha).....	121
Tabla 7-5: Resumen de resultados de los escenario S.1, S.2 y A.1.....	137
Tabla 7-6: Variación del LCOE según factor de planta.....	138
Tabla 7-7: Resumen resultados A.1, A.2 y A.3.....	157
Tabla 7-8: Resumen resultados A.1, B.1 y B.2.....	159
Tabla 8-1: Costos de inversión en tecnologías.....	180
Tabla 8-2: Costos de inversión y mantenimiento considerados en el modelo.....	181
Tabla 8-3: Costos variables unidades térmicas.....	182
Tabla 8-4: Posibles inversiones.....	183
Tabla 8-5: Estudios a ser ejecutados.....	186
Tabla 8-6: Resultados E1, plan de expansión óptimo, sin incluir unidades de HPS.....	187
Tabla 8-7: Resultados E1, costos del sistema en US\$.....	189
Tabla 8-8: Resultados E1, costos totales del sistema.....	193
Tabla 8-9: Resultados E2, plan de expansión óptimo según capacidad solar adicional.....	195
Tabla 8-10: Resultados E2, costos del sistema en US\$.....	196
Tabla 8-11: Resultados E2, costos totales del sistema en US\$.....	198
Tabla 8-12: Resultados E3, plan de expansión óptimo incluyendo ley ERNC 20/25 pero sin unidades de HPS.....	200
Tabla 8-13: Resultados E3, costos del sistema en US\$.....	201

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía según capacidad y tiempo de descarga.	6
Figura 2-2: Desarrollo global de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.....	8
Figura 2-3: Arreglo típico de una central de HPS.	9
Figura 2-4: Desarrollo global de tecnología de HPS y energía nuclear.....	11
Figura 2-5: Desarrollo de sistema de HPS utilizando agua salada (Okinawa Island, Japan)..	12
Figura 2-6: Características operativas de las unidades del SING.	14
Figura 2-7: Proyectos de almacenamiento de energía en Chile.	15
Figura 2-8: Habilidad de los medios de generación y/o consumo.	16
Figura 3-1: Historia del consumo de energía en Estados Unidos (1776-2012).	19
Figura 3-2: Transporte de la electricidad.	19
Figura 3-3: Análisis jerárquico de la seguridad de un sistema de potencia.	22
Figura 3-4: Interdependencia entre procesos de planificación.	23
Figura 3-5: Clasificación de reservas operativas.	25
Figura 3-6: Tiempo de acción de reservas de regulación y reservas de seguimiento de la demanda.	26
Figura 3-7: Rol de los diferente tipos de reservas operativas.	28
Figura 3-8: Tiempos de respuesta de las distintas reservas operacionales.	29
Figura 3-9: Ubicación de las reservas primarias, secundarias y terciarias suministradas por una unidad generadora.	30
Figura 3-10: Provisión de reservas según diferentes horizontes de tiempo.	32
Figura 3-11: Señales de precios y operación entre agentes del mercado.....	35
Figura 3-12: Generación de una central fotovoltaica con rápidas fluctuaciones.	37
Figura 4-1: Diferentes métricas para medir el riesgo.	48
Figura 4-2: Curva de duración de la demanda (izquierda) y su representación en bloques (derecha).	49
Figura 4-3: Modelo Maestro-Esclavo.	50
Figura 4-4: Modelos comerciales según objetivo de la modelación.....	51
Figura 4-5: Decisiones en la planificación de corto plazo (dos etapas).....	53
Figura 5-1: Comparación de curvas de demanda.....	67
Figura 5-2: Generación solar promedio de una planta solar fotovoltaica.....	71
Figura 5-3: Operación de la central de HPS (eficiencia 80%) para mantener un perfil constante.	72
Figura 5-4: Perfil constante de generación del generador virtual HPS + solar-FV.	72
Figura 6-1: Esquema de simulación utilizado por Hart y Jacobson.	79
Figura 6-2: Esquema de selección de días representativos y errores de pronóstico.	80
Figura 6-3: Esquema de simulación.....	81
Figura 6-4: Pronósticos para los 6 días representativos usando cada par de meses como referencia.	82
Figura 6-5: Gráfico de los pronósticos para el día representativo N°4 (Agosto-Julio) y los datos asociados a este pronóstico (61 días).	83
Figura 6-6: Objetos ordenados para el clustering (366 x 72 dimensiones).	88
Figura 6-7: Pertenencia de cada observación diaria a cada cluster (colores).	90
Figura 6-8: Días representativos finales (6).....	91
Figura 6-9: Gráficos del pronóstico N°4 y sus datos asociados usando k-means.	92
Figura 6-10: Proceso clusterización.....	101
Figura 6-11: Cálculo de desviaciones y definición de percentiles.....	104
Figura 6-12: Histograma de desviaciones (en 10 minutos) de la demanda, generación solar y generación eólica calculadas para la hora 12 del día.	105
Figura 6-13: Curvas de probabilidad acumulada de las desviaciones (en 10 minutos) en la hora 12 del día.	106
Figura 7-1: Curva ordenada de Costo Operacional Diario.	122
Figura 7-2: Costo marginal promedio horario.	123

Figura 7-3: Generación de Energía.....	123
Figura 7-4: Factor de Planta.....	124
Figura 7-5: Provisión de Reservas Secundarias.....	125
Figura 7-6: Perfil promedio de generación horaria.....	125
Figura 7-7: Curva ordenada de Costo Operacional Diario.	126
Figura 7-8: Costo marginal promedio horario.	127
Figura 7-9: Generación de Energía.....	128
Figura 7-10: Factor de Planta.....	129
Figura 7-11: Provisión de Reservas Secundarias.....	130
Figura 7-12: Perfil promedio de generación horaria.....	131
Figura 7-13: Curva ordenada de Costo Operacional Diario.	132
Figura 7-14: Costo marginal promedio horario.	133
Figura 7-15: Generación de Energía.....	134
Figura 7-16: Factor de Planta.....	134
Figura 7-17: Provisión de Reservas Secundarias.....	135
Figura 7-18: Perfil promedio de generación horaria.....	136
Figura 7-19: Curva ordenada de costo operacional diario.	141
Figura 7-20: Costo marginal promedio horario.	142
Figura 7-21: Generación de energía.....	142
Figura 7-22: Factor de planta.....	143
Figura 7-23: Provisión de reservas secundarias.....	144
Figura 7-24: Perfil promedio de generación horaria.....	144
Figura 7-25: Curva ordenada de costo operacional diario.	145
Figura 7-26: Costo marginal promedio horario.	146
Figura 7-27: Generación de energía.....	146
Figura 7-28: Factor de planta.....	147
Figura 7-29: Provisión de reservas secundarias.....	147
Figura 7-30: Provisión de reservas secundarias.....	148
Figura 7-31: Perfil promedio de generación horaria.....	148
Figura 7-32: Curva ordenada de costo operacional diario.	149
Figura 7-33: Costo marginal promedio horario.	150
Figura 7-34: Generación de energía.....	150
Figura 7-35: Factor de planta.....	151
Figura 7-36: Provisión de reservas secundarias.....	151
Figura 7-37: Perfil promedio de generación horaria.....	152
Figura 7-38: Curva ordenada de costo operacional diario.	153
Figura 7-39: Costo marginal promedio horario.	154
Figura 7-40: Generación de energía.....	154
Figura 7-41: Factor de planta.....	155
Figura 7-42: Provisión de Reservas Secundarias.....	155
Figura 7-43: Perfil promedio de generación horaria.....	156
Figura 7-44: Perfil de generación neto del generador virtual (Solar 450MW y HPS 300MW).....	159
Figura 7-45: Perfil de consumo horario en el SIC.....	162
Figura 8-1: Decisiones del modelo de planificación.	166
Figura 8-2: Representación del modelo de planificación.	170
Figura 8-3: Generación adicional unidades punta.	190
Figura 8-4: Costos adicionales en centrales térmicas.	191
Figura 8-5: Externalidad según nivel de inclusión solar FV.	192
Figura 8-6: Costos totales E1, incluyendo costos de inversión solar FV.	194
Figura 8-7: Externalidad según nivel de inclusión solar FV.	197
Figura 8-8: Costos totales E2, incluyendo costos de inversión solar FV.	199
Figura 8-9: Valor y costo de la energía solar FV, sin incluir externalidades negativas asociadas al menor f.p. de las unidades térmicas.	205

RESUMEN

La inclusión de generación renovable intermitente requiere medios adicionales de flexibilidad en los sistemas eléctricos de potencia. El almacenamiento de energía por bombeo (HPS) se plantea como una posible solución para la integración a gran escala de generación solar fotovoltaica en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile. En esta tesis, se realiza una evaluación sobre los potenciales beneficios que esta tecnología de almacenamiento podría ofrecer en el SING, para lo cual se definen modelos de negocio y esquemas de operación. Sin embargo, para realizar los cálculos sobre los beneficios económicos de esta tecnología, es necesario modelar la intermitencia de la generación renovable tanto en la operación de corto plazo como en la planificación a largo plazo de los sistemas eléctricos. Con el fin de abordar lo discutido anteriormente, se formula y desarrolla una metodología con la cual se simula la operación del SING ante la inclusión de gran escala de generación solar fotovoltaica y generación eólica, así como también sistemas de almacenamiento de energía. Los resultados indican que la generación renovable evita el uso de combustible como el carbón (US\$40/MWh) y gas natural (US\$90/MWh), pero exige el uso de unidades de respaldo, encareciendo la operación del sistema. Para el año 2018, por cada MWh de generación renovable se evitan en promedio US\$39,62 por el menor uso de combustible, lo que indica que se reemplaza el combustible más económico del sistema y además se utilizan recursos de mayor costo (centrales diésel y turbinas a gas en ciclo abierto). Esto por supuesto que no es favorable para el ingreso de estas tecnologías intermitentes. Además, los resultados también indican que el factor de planta de las unidades base a carbón es reducido en 8,6%, lo cual incrementa en US\$3/MWh el costo nivelizado de las unidades a carbón. Si este costo fuese atribuido a la generación intermitente, significa un costo indirecto de US\$21,08 por cada MWh de generación ERNC. Por otro lado, el uso de sistemas de HPS ayuda a controlar la intermitencia, ya que permite un mejor uso de los recursos de menor costo (carbón) a expensas de utilizar menos combustible de alto costo (i.e. GNL y diésel). Esto ayuda a controlar los efectos anteriormente discutidos. Finalmente, en esta tesis se desarrolla un modelo de planificación de largo

plazo denominado MOPRA (Modelo de operación y planificación incluyendo renovables y almacenamiento), que incluye los aspectos operacionales de corto plazo. Los resultados de este modelo indican que la inclusión de unidades de HPS es económica para el sistema en un escenario de integración a gran escala de generación intermitente. Como aporte novedoso, se calculan las externalidades asociadas a la generación solar fotovoltaica. Así también se evalúa su cambio ante la presencia de unidades de HPS. Finalmente, se analiza la aplicación de ley de fomento a las ERNC (Ley 20/25) en el SING, y se concluye que si esta ley fuese cumplida por este sistema en forma individual, este enfrentará serios desafíos en su mercado eléctrico, así como también un mayor precio de la energía. Los mayores desafíos regulatorios se explican por la insuficiencia de las señales de precio existente e incertidumbre en la operación. Esto dificulta el financiamiento y desarrollo de unidades de HPS, lo cual no se condice con los beneficios que estas pueden otorgar al sistema. Para hacer frente a esto, se realizan propuestas para el ajuste de la regulación chilena.

Palabras Claves: Energía Renovable, Generación Intermitente, Operación Económica, Almacenamiento de Energía, Hydro-Pumped Storage, Regulación, Despacho Económico, Pre-despacho, Planificación a Largo Plazo, Planificación a Corto Plazo, Reservas Operacionales, Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Programación Estocástica, Simulación de Monte Carlo, Clustering.

ABSTRACT

The inclusion of intermittent renewable generation requires additional means of flexibility in the electrical power systems. The hydro-pumped storage (HPS) technology is proposed as a possible solution for integrating large-scale photovoltaic solar generation in the Chilean Northern Interconnected Power System (SING). In this thesis, an evaluation is conducted about the potential benefits that this technology could provide in the SING market, for which business models and operating schemes are proposed. However, to calculate the economic benefits of this technology, it is necessary to model the intermittency of renewable generation in the operation of both short-term and long-term planning of electrical power systems. For this purpose, a simulation scheme is proposed and developed in order to evaluate how the inclusion of large-scale solar photovoltaic, wind power generation, and energy storage systems could change the economic dispatch, according to the wind, solar and demand stochasticity. The results indicate that renewable generation avoids the use of fuel such as coal (\$40/MWh) and natural gas (\$90/MWh), but requires the use of peaking units, which are more expensive for the system operation. By 2018, for every MWh of renewable generation US\$39.62 are avoided by lower fuel usage, which indicates that the most economical fuel system is replaced and also higher cost resources are used (diesel plants and gas turbines in open cycle). This of course is not favorable for the integration of these intermittent technologies. Moreover, the results also indicate that the capacity factor of coal-fired units is reduced by 8.6%, which increases their levelized cost of electricity by \$3/MWh. If this cost were attributed to the intermittent generation, it means an indirect cost of \$21.08 per MWh of renewable energy generation. On the other hand, the use of HPS systems helps to control these externalities, allowing better use of lower cost resources (coal) at the expense of using less expensive fuel (i.e. diesel and LNG). Finally, in this thesis an expansion generation model is developed, named MOPRA (model for the operation and planning including renewables and energy storage). MOPRA's novelty relies in the inclusion of stochastic unit commitment programs to obtain the optimal generation expansion. The results of this model indicate that the inclusion of HPS units is economical for the system in a scenario of large-scale integration of intermittent

generation. As novel contribution, the externalities associated with solar photovoltaic generation are calculated for the SING case, and so their change when including HPS units. Finally, the application of the Chilean law 20/25 to promote non-conventional renewable energy is analyzed for the SING. It is concluded that if this law were applied, this system will face serious challenges. The major regulatory challenges are the lack of sufficient price signals and the existence of uncertainty in the system operation. This hinders the financing and development of HPS units, which is not consistent with the benefits they can provide to the system. To address this, proposals for adjusting the Chilean regulations are made.

Keywords : Renewable Energy, Solar Power, Energy Storage, Hydro-Pumped Storage, Short-term planning, Stochastic Unit Commitment, Economic Dispatch, Monte Carlo Simulation, Generation Expansion Model, Long-term planning, Operational Reserve, Clustering.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivos

- I. Estudiar el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de energía y sus aplicaciones en los sistemas eléctricos de potencia. Estudiar cuáles son los principales factores que hacen necesaria su incorporación en el sistema.
 - a. Tecnologías de almacenamiento de energía.
 - b. Experiencias internacionales y nacionales.
 - c. Potenciales beneficios del almacenamiento de energía por bombeo.
 - d. Desafíos existentes en la regulación del mercado eléctrico chileno para la inclusión de sistemas almacenamiento de energía.
- II. Estudiar la modelación matemática de los sistemas eléctricos, en particular la inclusión de unidades de Hydro-pumped storage (HPS) para la operación económica del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) como también en la planificación a largo plazo de este sistema.
 - a. Programar modelos matemáticos para la operación económica y planificación a largo plazo del SING, incluyendo unidades de HPS.
- III. Estudiar los modelos de negocio y esquemas regulatorios existentes para la inclusión de almacenamiento de energía y su remuneración en el mercado eléctrico.
 - a. ¿Qué modelos de negocio podrían ser atractivos para el desarrollo de una central de HPS en el mercado eléctrico chileno?
 - b. ¿Quién debería despachar esta unidad?, ¿y bajo qué condiciones?. ¿Cómo se relaciona esto con los modelos regulatorios?
 - c. Proponer esquemas de operación para ser aplicados y evaluados en el mercado chileno.
- IV. Entender cómo la tecnología de HPS posibilita la inversión en tecnologías de generación intermitente como la generación solar fotovoltaica y generación eólica.

- V. Identificar los beneficios que podría traer la inclusión de esta tecnología en el sistema SING.

1.2. Metodología

- I. Se inicia el trabajo con una revisión de la literatura en cuanto al contexto chileno y la generación intermitente, las tecnologías de almacenamiento de energía existentes, el desarrollo de proyectos de Hydro-pumped storage a nivel internacional y nacional, así como también una revisión sobre los aspectos regulatorios que se relacionan con la inclusión de este tipo de tecnologías en el mercado chileno.
- II. Luego de entendido el contexto y los desafíos existentes, el siguiente paso es realizar una evaluación económica y análisis de mercado para la inclusión de una central de HPS en el SING.
 - a. Estudiar los potenciales beneficios del HPS en el mercado eléctrico chileno.
 - b. Calcular el costo nivelizado de la energía (LCOE) para el caso de una central de HPS y comparar este costo con el de las tecnologías existentes.
 - c. Estudiar modelos de negocio que podrían aplicarse en el contexto del mercado eléctrico chileno para el desarrollo de una unidad de HPS.
 - d. Analizar la relación entre los modelos de negocio propuestos y la operación económica del sistema. Se busca proponer posibles esquemas de operación para una unidad de HPS en el SING.
- III. Realizar simulaciones de la operación de una central de HPS en el mercado eléctrico chileno (SING) bajo los distintos esquemas de operación propuestos. Para poder realizar esto se plantea:
 - a. Revisión bibliográfica acerca de la modelación matemática de una central de HPS en los modelos de operación económica de corto plazo (pre-despacho y despacho económico), así como también estudiar las

metodologías existentes para la simulación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

- b. Definir la metodología a utilizar para la evaluación de la operación económica del sistema eléctrico SING. Definir procedimientos y técnicas usadas, así como también las limitaciones y aproximaciones aceptadas.
- c. Simular el sistema bajo distintas condiciones del parque generador, en cuanto a su capacidad instalada en energía renovable intermitente y almacenamiento de energía, así como también los esquemas de operación propuestos para la central de HPS.
- d. Analizar la operación del sistema para cada simulación con énfasis en los costos del sistema y operación de generadores base, tales como las unidades a carbón y gas natural. Identificar ventajas de los esquemas propuestos y cómo estos están relacionados con los modelos de negocio del HPS.

IV. Desarrollar un modelo de planificación de largo plazo que permita incluir aspectos operacionales de corto plazo, evaluando así la inclusión de tecnologías como el almacenamiento de energía y la generación renovable intermitente (solar y eólica) en un programa de expansión de la generación.

- a. Realizar cálculos con el modelo de planificación propuesto para distintos escenarios que permitan definir estrategias para la expansión de la capacidad instalada de HPS en el SING.
- b. Comparar resultados y entregar mayor información sobre cómo el grado de inclusión de la generación intermitente favorece la inclusión de centrales de HPS.

V. Elaborar una conclusión final basada en los resultados obtenidos sobre la operación del sistema y planificación a largo plazo de este. Presentar resultados finales y los desafíos pendientes en tanto la modelación como en la regulación.

2. ESTADO DEL ARTE

Durante las últimas décadas ha tomado cada vez mayor relevancia la inclusión de las energías renovables no convencionales como un elemento favorable en los sistemas eléctricos, tanto por el potencial que ofrecen a independizar la matriz energética de un país de combustibles fósiles, como también en contribuir como solución al problema del cambio climático, donde la reducción de gases de efecto invernadero tales como el CO₂ se hace imprescindible. El compromiso que los países desarrollados han tomado en tratados internacionales a reducir sus emisiones de CO₂, tales como el protocolo de Kioto y el de Copenhague, ha llevado a estas naciones a impulsar esquemas de subsidio o respaldo para permitir el desarrollo de las tecnologías de generación renovable.

Así, gran cantidad de países se han propuesto metas en cuanto al porcentaje que estas fuentes de energía deben representar en su matriz eléctrica, siendo los países desarrollados los pioneros en este ámbito. La Unión Europea en su conjunto tiene una meta de proveer un 20% de su energía a través de fuentes renovables para el 2020, pero cada miembro integrante distribuye esta meta de manera distinta, en donde Inglaterra, Italia, Alemania, España y Francia tienen metas de un 15%, 17%, 18%, 20% y 23% respectivamente, mientras países como Suecia y Dinamarca tienen metas de un 48% y 30% respectivamente (Comisión Europea, 2013). En Estados Unidos, 30 estados tienen exigencias, mientras 7 estados mantienen metas voluntarias. Entre los estados más ambiciosos está California, que tiene una meta de un 33% al 2020 (U.S. Energy Information Administration, 2012). En el caso de Chile, este requerimiento llega a un 20% de energía renovable no convencional¹ al 2025 a través de la ley de impulso a las energías renovables no convencionales (ERNC), conocida como la ley 20/25.

Sin embargo, estas tecnologías presentan un gran desafío técnico debido a que en su mayoría presentan intermitencia en la generación de energía eléctrica, lo que debe ser cubierto por otros generadores y tecnologías, que permitan entregar al sistema la

¹ Se considera ERNC a la energía renovable sin incluir centrales hidro-eléctricas de capacidad mayor a 20MW.

² Los costos de inversión y mantenimiento considerados para la generación solar fotovoltaicas entregan un

capacidad de flexibilidad para ajustar su producción a la demanda de energía (Rangoni, 2012). En muchos casos esta flexibilidad es otorgada por unidades convencionales de punta, gestión y control de la demanda, mejoras en la red eléctrica, interconexiones con otros sistemas eléctricos y tecnologías de almacenamiento de energía (Ver Tabla 2-1).

Tabla 2-1: Fuentes de Flexibilidad.

	Descripción
Centrales de punta	• Provee capacidad flexible de respaldo. • Requiere señales de precio adecuadas.
Respuesta a la Demanda	• Desplaza el consumo a horarios valle. • Requiere señales de precio adecuadas; baja elasticidad de la demanda residencial.
Mejoras y refuerzos de la red eléctrica	• Reduce la congestión en la red; Provee habilidad de hacer frente a flujos bidireccionales. • Necesita superar oposición local; las redes inteligentes aún son proyectos pilotos.
Interconexiones	• Provee fuentes adicionales de flexibilidad entre sistemas. • Dificil asignación de costos: requiere análisis basado en escenarios acordados y que incluyen externalidades.
Almacenamiento de energía	• Almacena energía que luego es liberada cuando más se necesita. • Hydro-Pumped Storage (HPS) es la tecnología más factible en su integración a gran escala.

Fuente: A Contribution on the Regulation of Electricity Storage: the case of Hydro-Pumped Storage in Italy and Spain. Bernardo Rangoni, *Ph.D. Student, London School of Economics*.

2.1. Tecnologías de Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía se plantea como una de las posibles soluciones a la integración a gran escala de las energías renovables. Sin embargo, las tecnologías de almacenamiento de energía pueden tener distintas aplicaciones en esta integración, que dependerán de sus características propias y al uso que se les quiera dar (Ver Tabla 2-2). Los parámetros técnicos más relevantes para caracterizar estas tecnologías son: **tiempo de respuesta, tiempo de descarga, y potencia disponible** (THINK, 2012). De acuerdo a esto, las tecnologías se pueden clasificar de acuerdo a la Figura 2-1.

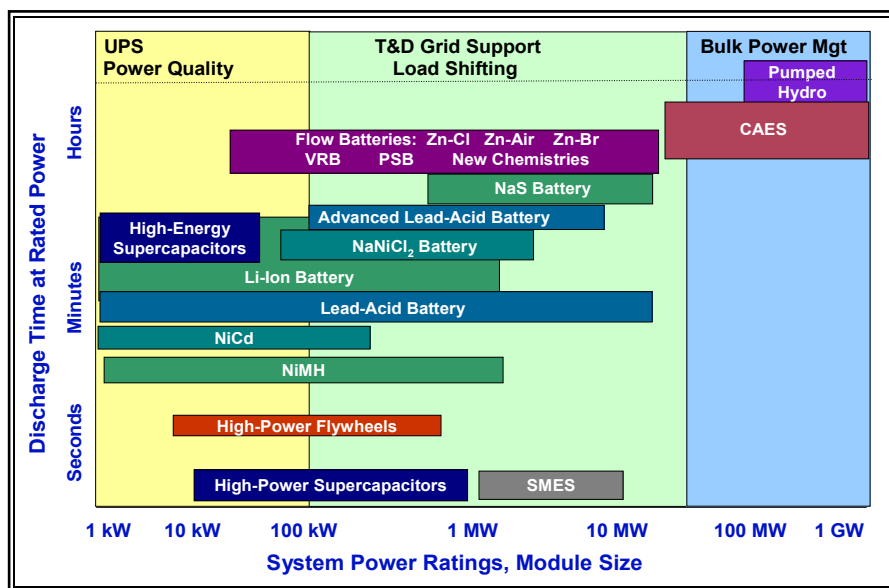


Figura 2-1: Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía según capacidad y tiempo de descarga.

Fuente: Electricity Energy Storage Technology Options. EPRI (2010).

Las tecnologías de almacenamiento de energía más adecuadas para aplicaciones referidas a contrarrestar los efectos de intermitencia horaria y diaria de la generación de energía renovable (e.g turbinas eólicas y parques solares fotovoltaicos), son los sistemas de almacenamiento por bombeo (hydro-pumped storage, HPS) y los sistemas de almacenamiento por aire comprimido (compressed air energy storage, CAES). Esto se explica debido a su capacidad amplia para almacenar energía (miles de MWh) así como también los altos niveles de potencia que pueden manejar (cientos de MW). Otras tecnologías, tales como los sistemas de baterías tendrán como uso principal contrarrestar la intermitencia en el ámbito de los segundos hasta minutos y horas, mientras que los sistemas de flywheels y súper capacitores buscarán ayudar al equilibrio en el contexto de segundos hasta minutos. A continuación se presenta una tabla resumen con las características más relevantes de cada tecnología:

Tabla 2-2: Características de tecnologías de almacenamiento de energía
Fuente: JRC (2011).

Storage technology	PHS	CAES	Hydrogen	Flywheel	SMES	Supercap	Conventional Batteries		Advanced Batteries			Flow batteries	
							Pb-acid	NiCd	Li-ion	NaS	Na/Cl ZEBRA	VRB	ZnBr
Power rating, MW	100-5000	100-300	0.001-50	0.002-20	0.01-10	0.01-1	0.001-50	0.001-40	0.001-40	0.5-50	0.001-1	0.03-7	0.05-2
Energy rating	1-24h+	1-24h+	s-24h+	15s-15min	ms-5min	ms-1h	s-3h	s-h	min-h	s-hours	Min-h	s-10h	s-10h
Response time	s-min	5-15 min	min	s	Ms	ms						ms	ms
Energy density, Wh/kg	0.5-15	30-60	800-10000	5-130	0.5-5	0.1-15	30-50	40-60	75-250	150-240	125	75	60-80
Power density, W/kg			500+	400-1600	500-2000	0.1-10	75-300	150-300	150-315	90-230	130-160	15-30	50-150
Operating temp (°C)				-20 - +40		-40 - +85				300-350	300	0-40	
Self-discharge (%/day)	<0	<0	0.5-2	20-100	10-15	2-40	0.1-0.3	0.2-0.6	0.1-0.3	20	15	0-10	1
Round-trip efficiency	75-85	42-54	20-50	85-95	95	85-98	60-95	60-91	85-100	85-90	90	85	70-75
Lifetime (years)	50-100	25-40	5-15	20+	20	20+	3-15	15-20	5-15	10-15	10-14	5-20	5-10
Cycles	2x10 ⁴ - 5x10 ⁴	5x10 ³ - 2x10 ⁴	10 ³ +	10 ⁵ -10 ⁷	10 ⁴	10 ⁴ -10 ⁶	100-1000	1000-3000	10 ³ -10 ⁴ +	2000-4500	2500+	10 ⁴ +	2000+
Power cost €/kW	500-3600	400-1150	550-1600	100-300	100-400	100-400	200-650	350-1000	700-3000	700-2000	100-200	2500	500-1800
Energy cost €/kWh	60-150	10-120	1-15	1000-3500	700-7000	300-4000	50-300	200-1000	200-1800	200-900	70-150	100-1000	100-700

Note. The power price reported for hydrogen relates to gas turbine based generator. The power price for fuel cells is in range of 2 000-6 600 €/kW.

Sources: Schoenung and Hassenzahl, 2003; Chen et al., 2009; Beaudin et al., 2010; EERA, 2011; BNEF, 2011b; Nakhamkin, 2008.

Luego de identificadas las tecnologías de almacenamiento de energía que son atingentes a la necesidad planteada, es importante destacar que la tecnología de hydro-pumped storage (HPS) es la más desarrollada a nivel mundial (EPRI, 2010) en comparación a otras tecnologías, al sumar más de 270 plantas en operación o construcción, y alcanzando 127.000 MW instalados en total al 2010 (Ver Figura 2-2). La mayor capacidad está presente en la Unión Europea (43,7GW), Japón (25,5 GW) y Estados Unidos (22GW) (THINK, 2012). La competitividad de la tecnología HPS dependerá de la existencia de condiciones favorables que logren disminuir los costos de inversión, tales como las condiciones geográficas que permitan una significativa diferencia de altura en una distancias corta, las dotaciones naturales de los terrenos, o bien la utilización de instalaciones ya construidas (THINK, 2012). Los costos de inversión de acuerdo al Electric Power Research Institute (EPRI, 2010) fluctúan entre US\$1500-4300/kW, en comparación con los €500-3600/kW entregados por el Joint Research Center (JRC, 2011) de la Comisión Europea. Cabe destacar que valores cercanos a €500/kW se logran al aumentar la capacidad de plantas de HPS ya existentes, y que valores entre \$1500-2500/kW son para centrales de un tamaño aproximado de 1000MW (NHA, 2012).

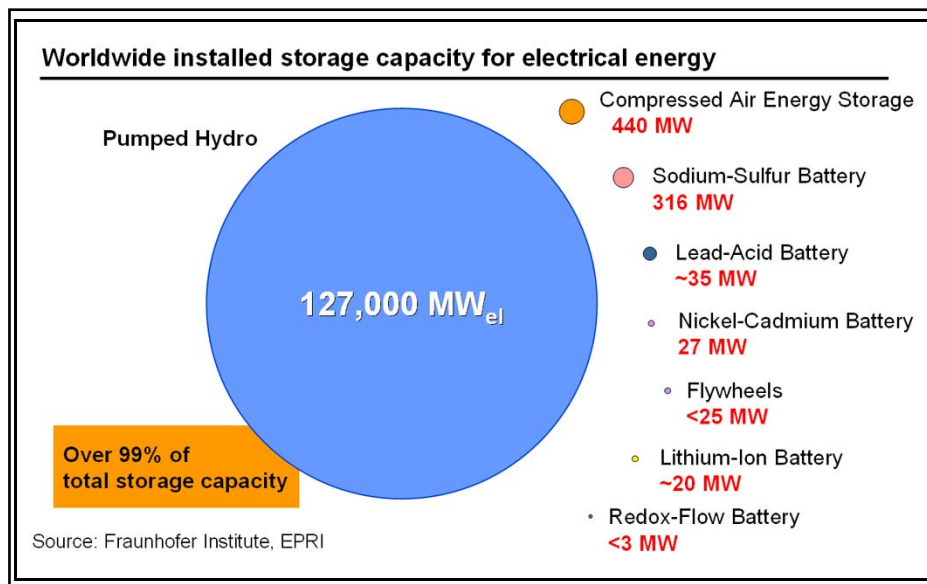


Figura 2-2: Desarrollo global de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.
Fuente: Electricity Energy Storage Technology Options. EPRI (2010).

En cuanto a los sistemas de almacenamiento CAES, estos operan al comprimir aire en grandes depósitos para luego ser inyectado en turbinas a gas, alcanzando una eficiencia neta de conversión cercana al 66%, en comparación al 75-85% de eficiencia alcanzado en los sistemas de HPS. Al año 2011 sólo existían 2 proyectos de CAES construidos, uno con una capacidad de 320MW en Alemania, mientras el segundo en Alabama (USA) con una capacidad de 110MW. Sin embargo, una capacidad adicional por cerca de 3000MW está en proceso de proyecto, en construcción o demostración (JRC, 2011). Esta tecnología es considerada como prometedora, debido a su menor impacto medioambiental (debido a que sus instalaciones son subterráneas) y menor costo de inversión US\$400-800/kW. No obstante se necesita mayor estudio en cuanto a las características geográficas necesarias, así como también justificar económicamente su operación (Beaudin et al., 2010).

Los sistemas de HPS se basan en el manejo de la energía potencial gravitatoria del agua, mediante el bombeo de agua desde un reservorio a baja altura a un reservorio ubicada en mayor altura durante los períodos de baja demanda eléctrica (Ver Figura 2-3). Luego, cuando la demanda eléctrica es máxima, el agua fluye desde el reservorio de mayor altura al de menor altura, activando las turbinas hidráulicas para generar electricidad. La energía almacenada es proporcional al volumen de agua almacenado en el reservorio de mayor altura y la diferencia de altura entre los reservorios (Díaz-González et al, 2012).

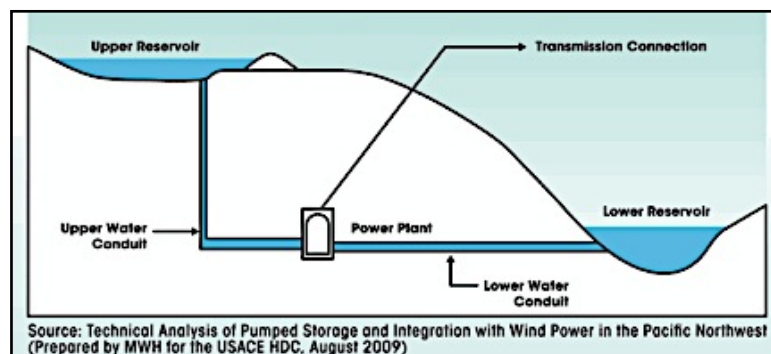


Figura 2-3: Arreglo típico de una central de HPS.

Fuente: Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development, NHA (2012).

2.2. Experiencias Internacionales

El marco regulatorio de los sistemas eléctrico requiere ajustes para poder hacer competir las tecnologías de almacenamiento de energía con otras fuentes de flexibilidad. En la mayoría de las situaciones, los dueños y operadores de las instalaciones de HPS son agentes que compiten en el mercado, operando según señales de precio y obteniendo ganancias del arbitraje de energía y venta de servicios complementario al sistema (THINK, 2012). En algunas situaciones también existen ingresos a través de precios regulados producto del pago por capacidad, control de frecuencia, control de voltaje, y capacidad para reiniciar el sistema en caso de blackout. En cuanto a la tarificación (i.e pagos por utilizar líneas de transmisión), hay países en los que el HPS paga peajes por su consumo como también por su generación (doble tarificación). En cambio, en otros países tales como Alemania y España, actualmente se cobra solamente el peaje por la energía generada de las instalaciones de HPS. La lógica detrás de este último esquema es que las plantas de HPS consumen energía cuando los precios son bajos, presumiblemente cuando las líneas no están saturadas, por lo que su comportamiento como consumidor no exige mayores capacidades de líneas de transmisión eléctrica.

En el caso de Estados Unidos, la capacidad instalada de HPS asciende hasta los 23.000 MW al año 2011 (National Hydropower Association, 2012). En la actualidad existen proyectos de HPS en este país por más de 51.000 MW que están en espera de aprobación. Sin embargo cabe mencionar que al año 2011 habían transcurridos más de 15 años sin que se construyeran nuevas instalaciones, debido a la dificultad existente en medir y obtener el valor de los servicios otorgados, la dificultad de obtener aprobación por los entes reguladores que obliga a estos proyectos tramitar entre 3-5 años, y debido a los problemas medioambientales asociados a la construcción de los reservorios. Actualmente un gran número de proyectos ha incorporado la modalidad de lazo cerrado, es decir, generar flujos de agua entre dos reservorios cerrados, lo cual tiene menor impacto medioambiental (NHA, 2012).

De acuerdo a la NHA, actualmente existen alrededor de 60 proyectos en construcción a lo largo del mundo, siendo la mayoría de éstos construidos en Europa, India, China, y

Japón. Cabe mencionar que el desarrollo de esta tecnología ocurrió mayoritariamente entre la década de los 60's, 70's, y principios de los 80's, producto del desarrollo de la energía nuclear (Ver Figura 2-4). Sin embargo, en la actualidad el impulso al desarrollo de estos proyectos proviene de la necesidad de balancear la generación intermitente de energías renovables, es decir, mayor flexibilidad en la red (Deane et al., 2010).

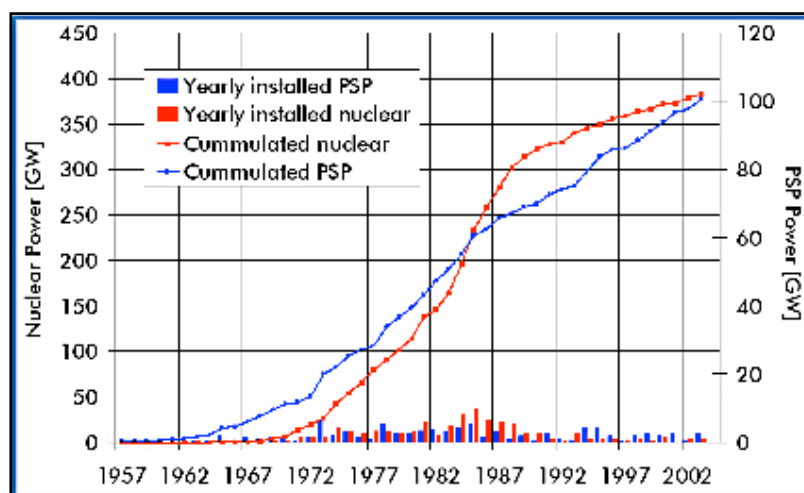


Figura 2-4: Desarrollo global de tecnología de HPS y energía nuclear.
Fuente: Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development. NHA (2012). Imagen: Alstom Power and UDI database.

La tecnología de HPS ha experimentado mejoras tecnológicas, ya que actualmente se alcanzan eficiencias del orden del 80% en conversión de energía. Así mismo, a partir del año 1990 se desarrollaron las turbinas de bombeo de velocidad variable, lo cual agrega un gran valor en comparación a la tecnología tradicional basada en turbina tipo Francis, dado que otorga la posibilidad de realizar control de frecuencia tanto durante la generación como en el bombeo. Finalmente, en el presente también se ha desarrollado esta tecnología utilizando agua salada, innovación ocurrida en Okinawa Island, Japón (Ver Figura 2-5). Este último avance podría hacer posible la inclusión de esta tecnología en ubicaciones donde exista escasez del recurso hídrico, tal como es el caso del norte de Chile.



Figura 2-5: Desarrollo de sistema de HPS utilizando agua salada (Okinawa Island, Japan). Imagen: Okinawa Yanbaru, Japan Seawater Pumped Storage Power Station.

2.3. Contexto en Chile: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Chile se ha propuesto metas en cuanto a la inclusión de energías renovables no convencionales para su matriz eléctrica. La ley actual plantea que al año 2025 las energías renovables no convencionales (ERNC) deben alcanzar una participación del 20% en la matriz eléctrica chilena. Este requerimiento se basa sobre la energía comercializada por los generadores, lo que agrega un incentivo a estos para desarrollar nuevos proyectos o bien adquirir energía (o alternatively el atributo) de fuentes ERNC.

Así mismo, Chile tiene un gran potencial para el desarrollo de tecnologías de generación renovable, en donde se destaca el norte del país como una de las zonas con el mejor recurso solar en el mundo (i.e. alta radiación y cielos despejados). Se ha identificado un potencial de centenas de GW para el desarrollo de centrales solares fotovoltaicas con seguimiento en un eje y un factor de planta sobre un 30% (Ministerio de Energía de Chile y GIZ, 2014). El desarrollo de este potencial dependerá de los costos de inversión asociados y la capacidad del sistema para permitir su ingreso. Así mismo, ya existen proyectos para la construcción de centrales solares fotovoltaicas por cerca de 400MW en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con puesta en operación antes de Diciembre-2015 (CNE, 2014).

De esta forma, Chile tendría las mismas necesidades que países desarrollados en cuanto a flexibilizar su red eléctrica, siendo esto crítico en el SING. En un estudio publicado por el operador del sistema CDEC-SING en noviembre del año 2012 se llegan a estas conclusiones:

“Buscar la manera de flexibilizar las actuales restricciones del parque generador, teniendo presente que en un sistema térmico como el SING, la penetración de ERNC a gran escala depende de la factibilidad de contar con tecnología flexible en cuanto a márgenes de reserva, y tasas de toma y bajada de carga.” (CDEC SING Nov-2012).

Además se identifica en este mismo estudio que el SING tiene una capacidad limitada para incorporar los volúmenes de generación intermitente al 2014, donde se han identificado como máximo la inclusión de 450 MW en energía solar fotovoltaica o bien 300 MW de generación renovable, en donde un 50% provenga de energía eólica y un 50% de energía solar fotovoltaica. Los costos operacionales de no contar con la tecnología y flexibilidad necesaria pueden superar ampliamente la reducción de los costos explicada por el menor uso de combustibles como el carbón y el gas natural. Esto se debe a que la matriz de generación eléctrica del SING es compuesta principalmente por generadores termoeléctricos, los cuales no podrían ofrecer la reserva en giro necesaria para solucionar la intermitencia de las energías solar y eólica, y de dar la seguridad mínima al sistema. Ver tabla 2-3 y figura 2-6.

Tabla 2-3: Capacidad instalada en el SING según tecnología.

TECNOLOGÍA SISTEMA SING	TOTAL [MW]	TOTAL [%]
Carbón	1932.6	51.4%
Gas Natural	1441.2	38.3%
Fuel Oil Nro. 6	177.6	4.7%
Petróleo Diesel	134.8	3.6%
Petróleo Diesel + Fuel Oil	39.5	1.0%
Cogeneración	17.5	0.5%
Hidráulica Pasada	14.9	0.4%
Solar	1.4	0.0%
Potencia Total Instalada	3759.4	100.0%

Fuente: Elaboración propia. Datos: Comisión Nacional de Energía CNE, 2013.

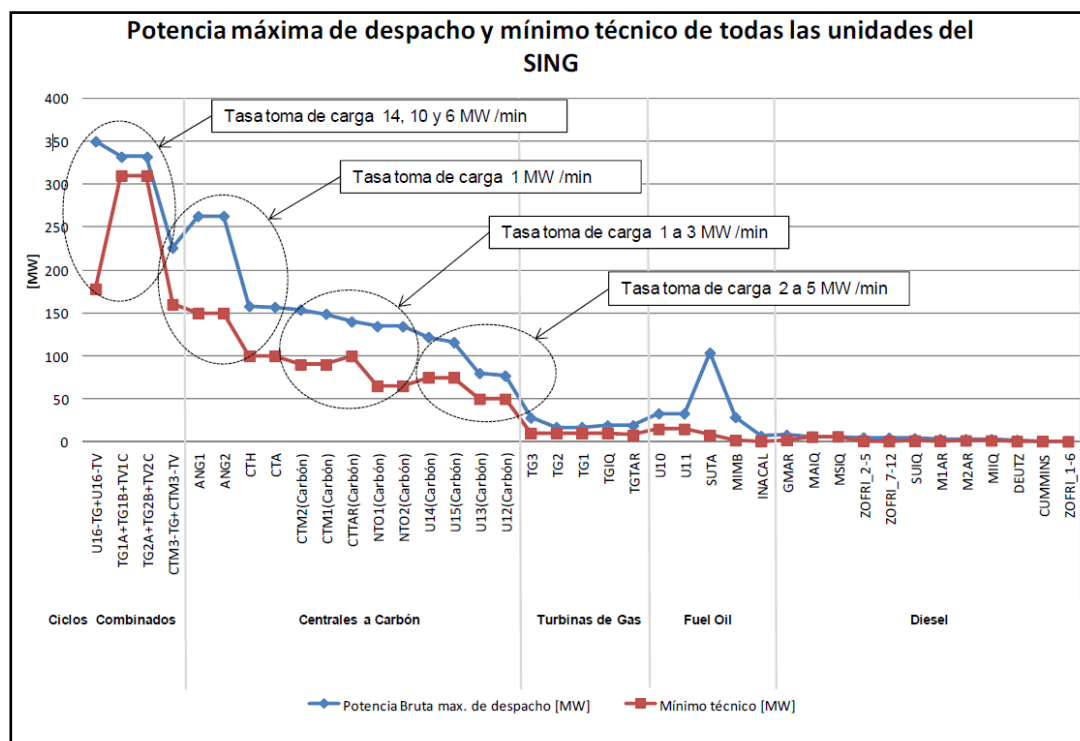


Figura 2-6: Características operativas de las unidades del SING.

Fuente: Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING, CDEC-SING (2012).

El desarrollo de tecnologías de almacenamiento ha sido escaso en el país, destacándose como únicas iniciativas ya construidas, los sistema de respaldo con baterías de litio (BEES) construidas por AES GENER. El primer sistema se construyó el año 2009, otorgando una reserva de 12MW en la subestación Andes (Región de Antofagasta) con el fin de apoyar la central Norgener. El segundo sistema se inauguró a mediados del 2012, con una capacidad de 20MW en Mejillones, con el objetivo de apoyar la central Angamos, y que podría respaldar la salida intermitente de la central durante 15 a 20 minutos.

Sin embargo, se identifica un gran potencial para el desarrollo de proyectos de HPS en el norte de Chile, producto de la existencia de concavidades naturales cercanas a la costa. Este potencial motivó el año 2013 la creación de una propuesta para la construcción y operación de una planta de HPS en el SING que operaría en conjunto con un parque

solar fotovoltaico desde el año 2018, logrando así ofrecer un contrato de suministro de energía y potencia a consumidores. Este proyecto es llamado Espejo de Tarapacá, propuesto por la empresa Valhalla Energía, y que consistiría en un central de 300MW de HPS en conjunto con la operación de un parque solar fotovoltaico de 450MW. Este proyecto estaría ubicado a 100 kilómetros al sur de Iquique, y su operación se realizaría mediante la extracción de agua salada desde el mar para ser almacenada en concavidades naturales ubicadas a 700 metros de altura.



Figura 2-7: Proyectos de almacenamiento de energía en Chile.

2.4. Almacenamiento de energía y su regulación en mercados eléctricos

El almacenamiento de energía se ha transformado en una posible solución para otorgar flexibilidad a los sistemas eléctricos. Sin embargo, los mercados eléctricos, y en especial el mercado eléctrico chileno, no se diseñaron contemplando este instrumento. Otras industrias, tales como la industria del gas, del petróleo, o incluso del carbón, se conciben y logran aumentar su eficiencia para distribuir los recursos cuando son más deseados gracias a la posibilidad del almacenamiento (THINK, 2012). Es importante por lo tanto generar definiciones que permitan identificar este producto, que es diferente al consumo y a la generación, y a través de estas definiciones poder entender si es que existe una desventaja para que estas tecnologías operen en el mercado eléctrico. El almacenamiento de energía eléctrica puede ser caracterizada por: (1) ser capaz de consumir electricidad, (2) ser capaz de acumular esta energía, (3), ser capaz de producir electricidad a partir de la energía acumulada.

De acuerdo a esta definición, el valor que pueda otorgar este instrumento está relacionado a cada una de estas capacidades. Las capacidades (1) y (3) se relacionan a la habilidad de realizar ajustes al sistema para balancear el consumo y producción de energía. El grado que la tecnologías de almacenamiento cumpla estas capacidades dependerá del tiempo de respuesta y la potencia disponible. En cambio la capacidad (2) permite la posibilidad de arbitraje inter-temporal al reubicar de mejor forma los recursos productivos en el tiempo. Esta capacidad estará relacionada según el tiempo de descarga disponible de la unidad. (THINK, 2012).

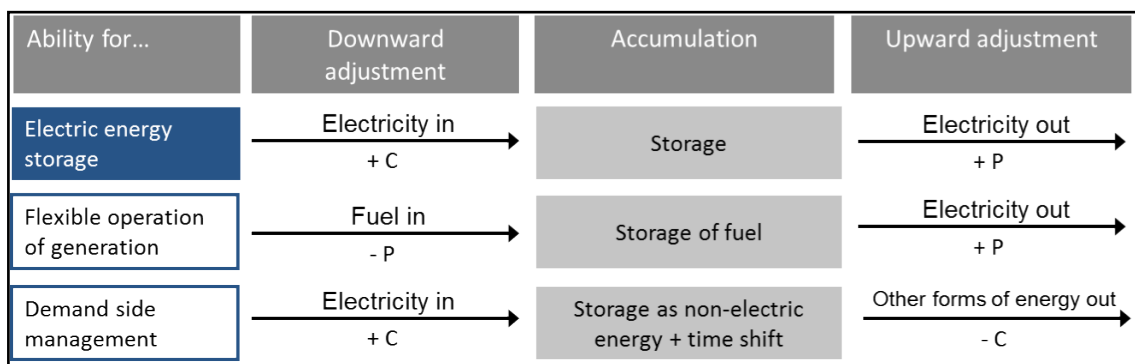


Figura 2-8: Habilidad de los medios de generación y/o consumo.

Fuente: Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. THINK, 2012.

Los principales desafíos existentes en la regulación de mercados eléctricos está en permitir la entrada de diferentes tecnologías y productos, sin favorecer a determinadas tecnologías por sus características propias, sino que buscando el mínimo costo económico (y dificultad técnica). En cuanto al desafío que las tecnologías presentan para desarrollar sus modelos negocios, la dificultad está en que la viabilidad de este modelo esté relacionado directamente a precios mercado, los cuales deben estar disponibles y ser creíbles (THINK, 2012). La credibilidad de estos precios afecta proporcionalmente la credibilidad del modelo de negocio. Debido a esto, es importante determinar en qué sectores el mercado no cumple estas condiciones, generando una falla de mercado, y que necesitaría regulación para permitir el desarrollo de nuevos actores.

Así mismo, para evaluar correctamente un modelo de negocio es necesario identificar el valor entregado. En relación al valor que el almacenamiento de energía entregue al sistema, luego se buscará la forma óptima de capturarlo. Sin embargo, los modelos de negocio planteados dependerán también de la regulación vigente, que define entre otras cosas el esquema a utilizar en el despacho económico. Dependiendo del esquema, podrá existir un valor distinto para el sistema. El caso óptimo para el sistema es que la central de HPS sea operada por el operador del sistema (CDEC-SING), con el objetivo de utilizar sus funciones para maximizar el beneficio social. Esto es posible porque el operador cuenta con la mayor cantidad de información disponible, y permitiría usar estas instalaciones para optimizar el despacho económico del sistema. En un caso sub-óptimo para la operación del sistema, pero no necesariamente para la expansión de la generación de este mismo, la central de HPS operaría en conjunto con una central de energía renovable (eólica o solar) y participaría en las decisiones de consumo y generación. Esto permitiría minimizar el riesgo del desarrollador de acceder al mercado spot para compensar las exigencias de los contratos establecidos. Es por esto que es necesario explicitar las dimensiones del problema, como también las del despacho económico, de forma de valorar el servicio otorgado por una central de HPS.

3. PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

3.1. Introducción

El descubrimiento de la energía eléctrica parte desde el año 600 A.C. con Tales de Mileto, quién descubre la electricidad estática. Sin embargo recién en el año 1600, William Gilbert acuña el término electricidad. Durante las décadas siguientes los trabajos científicos estuvieron relacionados a la electricidad estática, como lo son las cargas eléctricas y capacitores (inventado en 1745 por Georg Von Kleist). Años más tarde, Alessandro Volta inventa la primera batería eléctrica, que es utilizada por Sir Humphry Davy en 1808 en la primera lámpara eléctrica. La investigación de Andre-Marie Ampere, Michael Faraday, Georg Ohm, entre otros, permiten entender la relación entre electricidad y magnetismo, así como las de potencia, voltaje y corriente, que llevan más adelante a la invención del dínamo (Hippolyte Pixii, 1832), motor eléctrico (Thomas Davenport, 1837), telégrafo (Samuel Morse, 1844), entre otros inventos. Años más tarde, en 1879, Thomas Edison inventa la ampolla incandescente que sería usada en los años siguientes para el alumbrado público. En 1881 Siemens inventa el primer auto eléctrico. Sin embargo aún la generación y transmisión de energía eléctrica era en corriente continua, lo cual limitaba su capacidad y transmisión, y no fue sino hasta el año 1883 y 1884 en dónde Nikola Tesla inventa el transformador y el alternador, lo cual permitió el uso de la corriente alterna en los años siguientes (hasta como es hoy en día). En las décadas siguientes, el desarrollo tecnológico permitió la invención de una cantidad incontable de tecnologías, partiendo desde el computador, el transistor (Bell Telephone Laboratories 1947), electrodomésticos, hasta la generación nuclear (Rusia, 1954), plantas solares fotovoltaicas, sistemas de redes inteligentes, entre otros.

La utilización de distintas fuentes de energía ha cambiado durante la historia. En la figura 3-1, se muestra su evolución para el caso de Estados Unidos. La utilización de las fuentes no renovables, llámense a éstas el uso del carbón, gas natural, petróleo y energía nuclear, han sido el motor de la economía en la historia moderna, sin embargo en las décadas más recientes ha existido un interés por reemplazar su uso por fuentes

renovables (hidroelectricidad, biomasa, solar, eólica, entre otros) debido a varios fines, como por ejemplo la reducción del CO₂ en la atmósfera, entre otros.

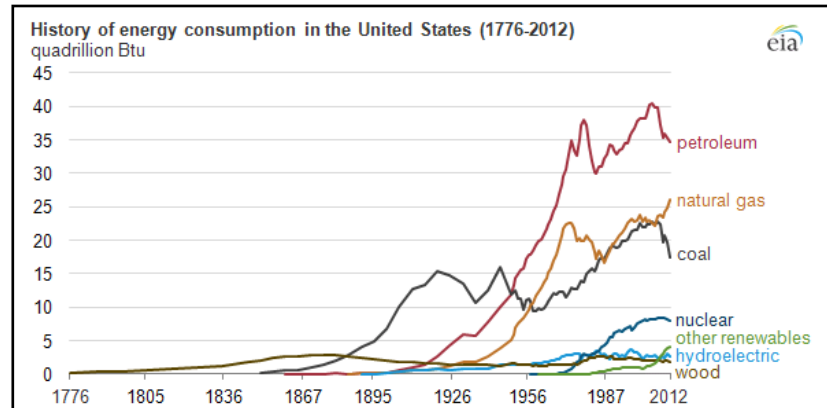


Figura 3-1: Historia del consumo de energía en Estados Unidos (1776-2012).

Fuente: U.S. Energy Information Administration (IEA).

Una de las mayores ventajas de la energía eléctrica, es que su transmisión se realiza a la velocidad de la luz mediante conductores eléctricos, con alta eficiencia y a grandes distancias, generándose así un sistema de transmisión eléctrica. Esta energía es abastecida en tiempo real desde los lugares de generación hacia los lugares de consumo, como son los sectores industriales y residenciales. Hoy en día el uso de la energía eléctrica está presente en todos (o casi todos) los bienes que permiten satisfacer las necesidades de las personas, como la luz, sistemas de calefacción, electrodomésticos, computadoras, fabricación de autos, producción de minerales, entre otros.

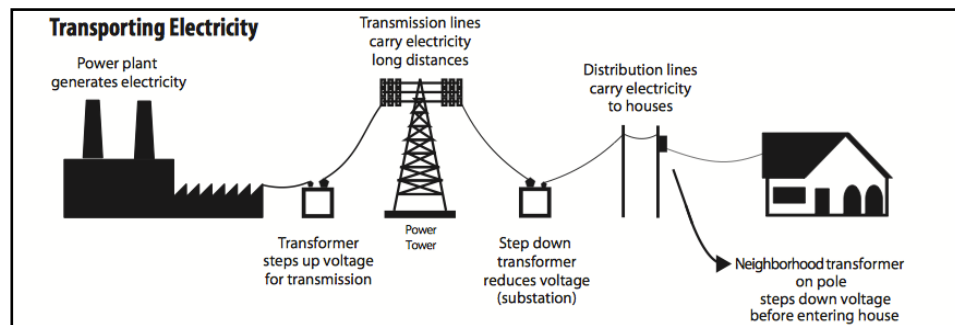


Figura 3-2: Transporte de la electricidad.

Fuente: NEED (2013-2013).

Los sistemas eléctricos luego evolucionan en sistemas muy complejos, dadas las leyes físicas que gobiernan la electricidad, así como también las decisiones de expansión de capacidad de la generación y transmisión, que deben lidiar con múltiples objetivos y variables. Algunos de estos objetivos son: reducir contaminación ambiental, minimizar el costo de la energía, lograr seguridad del sistema, estándar mínimo en la calidad del insumo eléctrico (frecuencia, voltaje y disponibilidad), abastecer a la demanda creciente de la sociedad, reducir riesgo en cuanto al precio y disponibilidad de los combustibles, permitir la entrada de nuevas tecnologías, enfrentar riesgos políticos y cambios en la regulación, entre otros. Por las razones anteriores, estos sistemas necesitan ser planificados y operados para lograr los múltiples objetivos.

3.2. Planificación de los sistemas eléctricos

La planificación de los sistemas eléctricos varía de acuerdo al horizonte de tiempo considerado, en parte debido a la complejidad y cantidad de variables involucradas. Los horizontes de tiempo se definen en forma natural de acuerdo a la capacidad para tomar ciertas decisiones, lo que define un subconjunto más acotado de decisiones, definiendo así objetivos específicos en cada etapa de la planificación. Así mismo, la planificación en cada etapa es reevaluada constantemente de acuerdo a nueva información disponible y nuevas herramientas que podrían permitir mejores soluciones.

De acuerdo al horizonte de planificación, esta puede ser subdividida (Wallace & Fleten, 2003, Yang Gu 2011, Ali Ahmadi Khatir 2013) en planificación de largo plazo, mediano plazo, corto plazo, y tiempo real.

- **Planificación a Largo Plazo (10-20 Años).** Se busca encontrar las inversiones y políticas óptimas que debería tener el sistema a fin de minimizar los costos de suplir la energía requerida para los próximos años. En un problema de planificación se busca encontrar los planes de expansión de la capacidad, tanto en generación de energía como en la infraestructura necesaria para su transmisión. Así mismo, esta planificación debe asegurar que el sistema tenga

una confiabilidad mínima para lograr mantener la generación en forma segura, sin interrupciones, y un nivel mínimo de calidad, es decir mantener la frecuencia y voltaje dentro de rangos establecidos en cada barra del sistema. La capacidad del sistema debe ser planeada considerando la incertidumbre en las variables más relevantes tales como el precio y disponibilidad de los combustibles, costos de inversión de las tecnologías, escenarios de demanda, riesgos regulatorios y aspectos medioambientales, entre otros. Sin embargo considerar todas aquellas variables resulta desafiante en la modelación.

- **Planificación a Mediano Plazo** (1 mes – 1 año). Esta considera a el programa de mantención de las unidades generadoras y el equipamiento del sistema. Así también se programa la utilización de los recursos del sistema, como es el caso de la generación hidroeléctrica con agua en embalses, y la utilización de combustibles como el gas natural que pueden estar sujetos a contratos.
- **Planificación a Corto Plazo - Predespacho/Unit Commitment** (1 semana - 1 día antes). Se programa el encendido y provisión de reservas de las unidades generadoras para cada hora de lo que será el despacho económico del día siguiente. El objetivo es hacer frente a la incertidumbre presente en el sistema (e.g. variaciones de la demanda y generación intermitente, falla de unidades, entre otros). Se reconocen los límites operacionales de cada unidad (e.g. máximos y mínimos técnicos de generación), y la capacidad de las líneas de transmisión. Se planea el despacho en base a escenarios esperados (o posibles) de demanda y disponibilidad de los recursos del sistema.
- **Despacho Económico** (1 Día-Tiempo real). Se busca asegurar el equilibrio entre demanda y consumo en tiempo real. Se realiza el control de frecuencia (i.e. mantener los 50Hz en Chile), el control de voltaje, mantener el flujo de energía en las líneas de transmisión dentro de límites aceptables, y monitorear el despacho de cada unidad para asegurar el despacho en la próxima hora (seguimiento de la curva de demanda).

En la figura 3-3, se muestra la descomposición propuesta por Shahidehpour (2005) en cuanto a la planificación del sistema según el horizonte de tiempo.

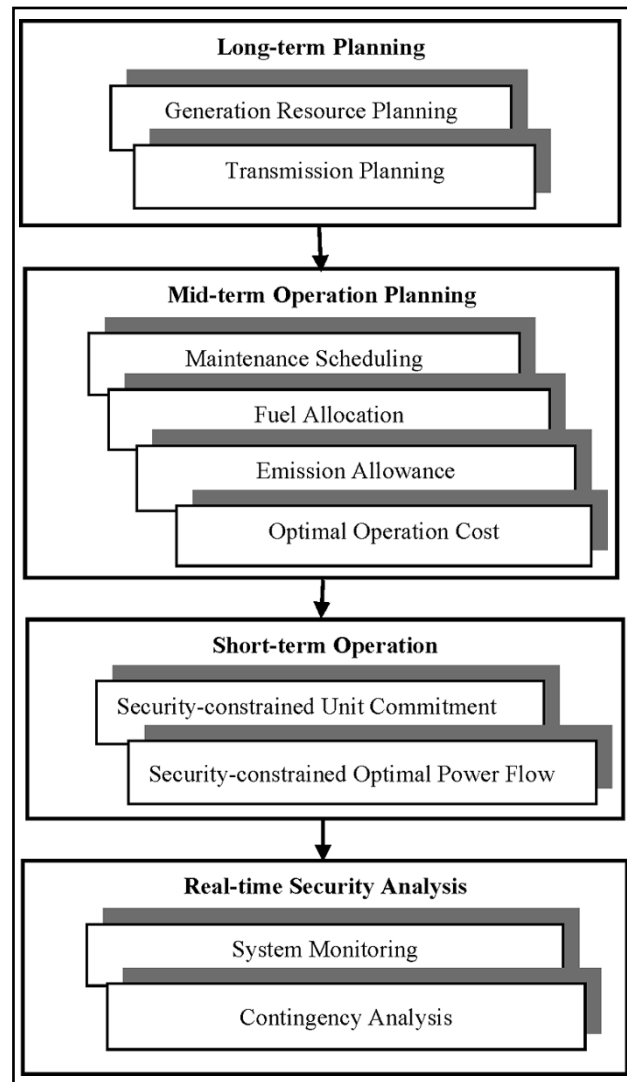


Figura 3-3: Análisis jerárquico de la seguridad de un sistema de potencia.
Fuente: Impact of Security on Power Systems Operation, Shahidehpour (2005).

Debido a la integración de energía renovable intermitente, cada vez toma más relevancia considerar la interdependencia entre los diferentes horizontes de evaluación, como por ejemplo considerar la secuencia cronológica de la demanda en un estudio de planificación de largo plazo (De Jonghe & Hobbs & Belmans, 2011). La planificación de largo plazo afecta a la planificación de corto y mediano plazo en los siguientes años

(economía de la operación), y a su vez la planificación de corto plazo afecta al conjunto de recursos disponibles para asegurar el despacho económico en tiempo real del sistema (seguridad y calidad). Así mismo, de acuerdo a los recursos necesarios para realizar el despacho económico, dados por la intermitencia de la demanda, fallas en generadores o líneas de transmisión, intermitencia de recursos renovables, entre otros, supondrá tomar decisiones en las etapas anteriores (corto plazo y largo plazo) para asegurar la estabilidad y seguridad del sistema.

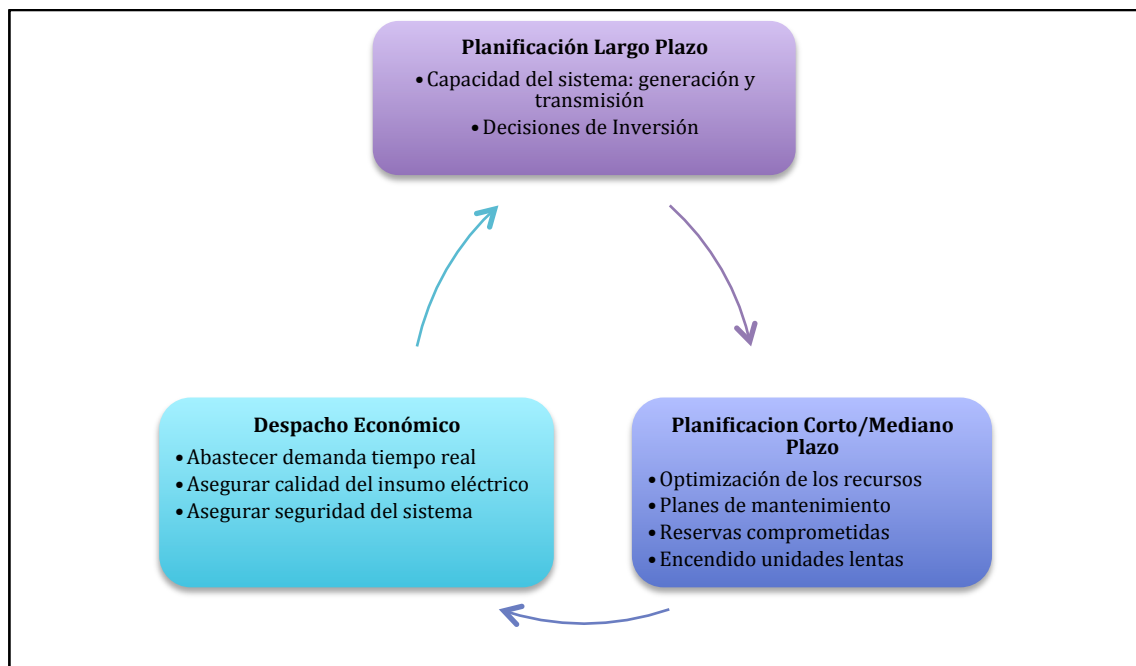


Figura 3-4: Interdependencia entre procesos de planificación.

Fuente: Elaboración propia.

La inclusión de los aspectos operacionales (i.e. planificación de corto plazo y despacho económico) en un estudio de planificación de largo plazo ha sido estudiado en forma intensiva, recurriendo inicialmente a modelos que utilizan curvas ordenadas de demanda (anuales), obviando así gran cantidad de aspectos operacionales. Sin embargo, dadas las nuevas herramientas matemáticas, y el progreso en la capacidad de procesamiento de los ordenadores, se ha permitido el desarrollo de modelos de largo plazo que recogen mayor cantidad de características del despacho económico. Esto ha sido un objeto intensivo en

la investigación académica, ya que debido a nuevas fuentes de incertidumbres tales como la energía renovable, la variabilidad de precios de combustibles, y la aplicación de nuevas tecnologías como el almacenamiento de energía, existe la demanda del desarrollo de nuevos modelos de planificación que puedan entregar una mayor fidelidad del sistema, y así cuantificar de mejor manera el impacto de distintas variables para encontrar objetivos en la regulación (Ryan & McCalley & Woodruff, 2011).

3.3. Reservas operativas

Los sistemas eléctricos necesitan reservas para mantener el equilibrio entre generación y consumo, lo cual es esencial para la seguridad del sistema. Al existir un desbalance (i.e. mayor generación que consumo, o mayor consumo que generación), se afecta la frecuencia de la electricidad, lo que a su vez afecta el comportamiento de los equipos, y que por medidas precautorias podrían desconectar a ciertas unidades generadoras o consumos, y que eventualmente podría significar el black-out del sistema (Ahmadi, 2013). Así, en la operación del sistema se deben considerar reservas para poder ajustar la generación neta (i.e. generación y control de la demanda). Si la reserva es para aumentar la generación neta, en ese caso será de "subida", y si es para disminuir la generación neta, será de "bajada". La necesidad de reservas existe producto de la variabilidad en el consumo, la intermitencia en la generación (fuentes renovables), falla de unidades, y la posible falla del sistema de transmisión.

Las reservas podrán diferenciarse según su objetivo y velocidad en que pueden estar activas, como lo podría ser la regulación de frecuencia en el intervalo de milisegundos o segundos, o como las de seguimiento a la demanda que deberán estar activas en intervalos de minutos y horas. Es posible confundirse en cuanto a la clasificación de las reservas, ya que existen múltiples nomenclaturas. Ahmadi (2013) explica la nomenclatura de la North American Electric Reliability Council (NERC), y la nomenclatura de la European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), lo cual es resumido y presentado a continuación:

3.3.1. Clasificación según la NERC

La NERC (North American Electric Reliability Corporation) clasifica las reservas en dos categorías: la primera categoría involucra las reservas necesarias para mantener el sistema seguro en una operación normal tal como reservas para el control de frecuencia (frequency response), regulación y seguimiento de la carga (regulation and load following); en cambio la segunda categoría involucra los servicios relacionados a la prevención de interrupciones del suministro producto de eventos catastróficos, llamadas así reservas de contingencia, las cuales se dividen en: reservas en giro (spinning reserves), reservas no-en-giro (non-spinning reserves) y reservas suplementarias (NERC, 2012).

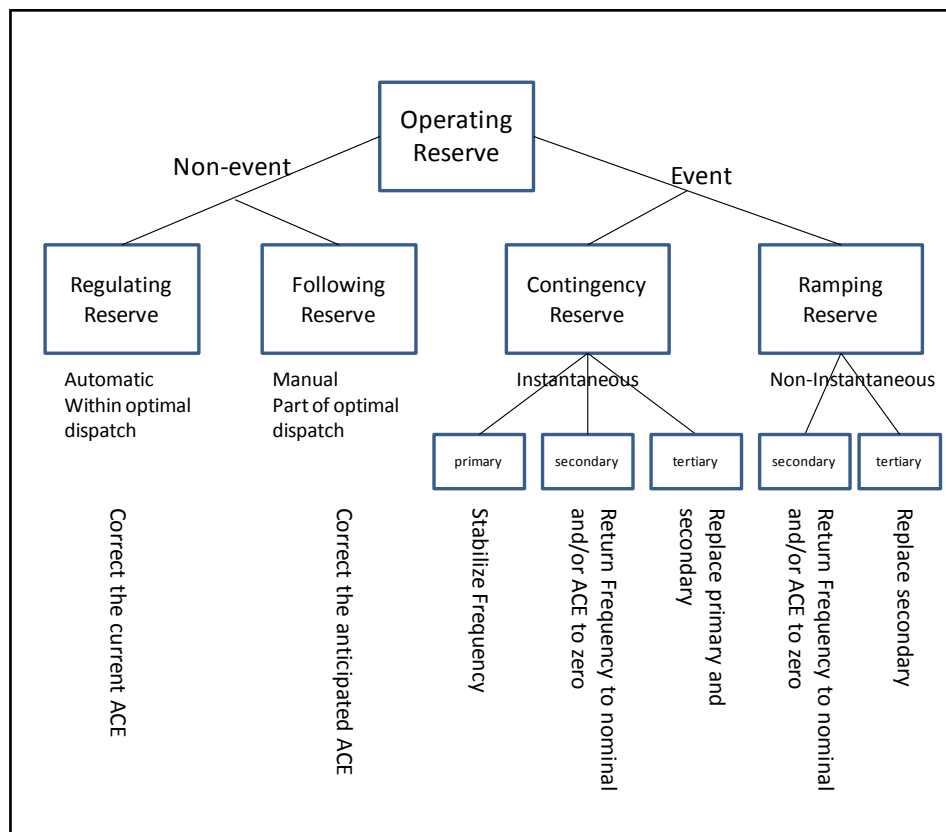


Figura 3-5: Clasificación de reservas operativas.

Fuente: NREL, 2011.

Las reservas para el control de la frecuencia requieren una activación inmediata ante un cambio en la frecuencia. Esta acción contrarresta la desviación de frecuencia y permite a otras acciones de control más lentas como las reservas de regulación en operación normal, y reservas de regulación y de contingencias en estado de contingencia, de restaurar en forma efectiva la desviación de frecuencia del área de control, liberando así las reservas para el control de frecuencia. Estas reservas son activadas en el orden de ms-s.

Las reservas de regulación son las correspondientes a unidades generadoras conectadas al sistema, equipadas con sistema AGC (Automatic Generation Control) y que responden rápidamente ante una señal del operador del sistema para un movimiento de subida o bajada de generación, con el objetivo de seguir las fluctuaciones de la demanda y generación intermitente minuto a minuto.

Luego, las reservas para el seguimiento de carga (o demanda) son similares a las reservas de regulación, pero más lentas. Estas se hacen cargo de cambios más predecibles en los periodos programados, normalmente hora a hora. Esta reserva puede ser controlada en forma manual o con sistemas AGC. En la figura 3-6 se grafica el tiempo de respuesta esperado para las reservas de regulación y seguimiento de carga.

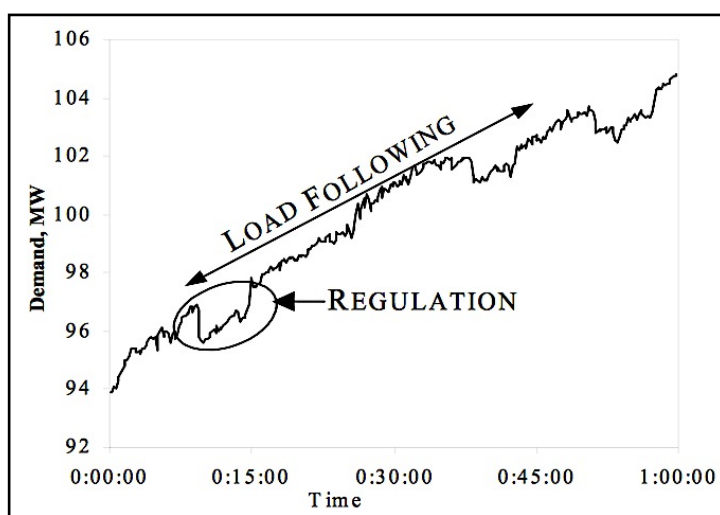


Figura 3-6: Tiempo de acción de reservas de regulación y reservas de seguimiento de la demanda.

Fuente: NERC, 2012.

Las reservas en giro son suministradas por unidades que están conectadas al sistema y que pueden incrementar o disminuir su generación inmediatamente en respuesta a contingencias, como por ejemplo la falla de una línea de transmisión o de un generador, estando completamente despachadas dentro de 10 minutos para cumplir con la norma americana (Disturbance Control Standard, DCS).

Las reservas no-en-giro corresponden a unidades que están desconectadas del sistema, pero que pueden responder en forma rápida, alcanzando igual que las reservas en giro, su máximo en 10 minutos. Tanto las reservas en giro como las no-en-giro deben ser capaces de mantener su respuesta durante 2 horas. Éstas están normalmente equipadas con sistemas AGC.

Finalmente, la reservas suplementarias o de reemplazo, son suministradas por unidades generadoras, conectadas y no conectadas a la red, que pueden responder ante señales del operador del sistema e incrementar o disminuir su generación en el orden de 30 a 60 minutos, y ser mantenidas entre 2 y 4 horas.

3.3.2. Clasificación según la ENTSO

De acuerdo a la European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) las reservas pueden ser clasificadas en 4 niveles: reserva primaria, reserva secundaria, reserva terciaria, y control de tiempo (NREL, 2011). En la figura 3-7 se puede comprender mejor la relación entre estas reservas.

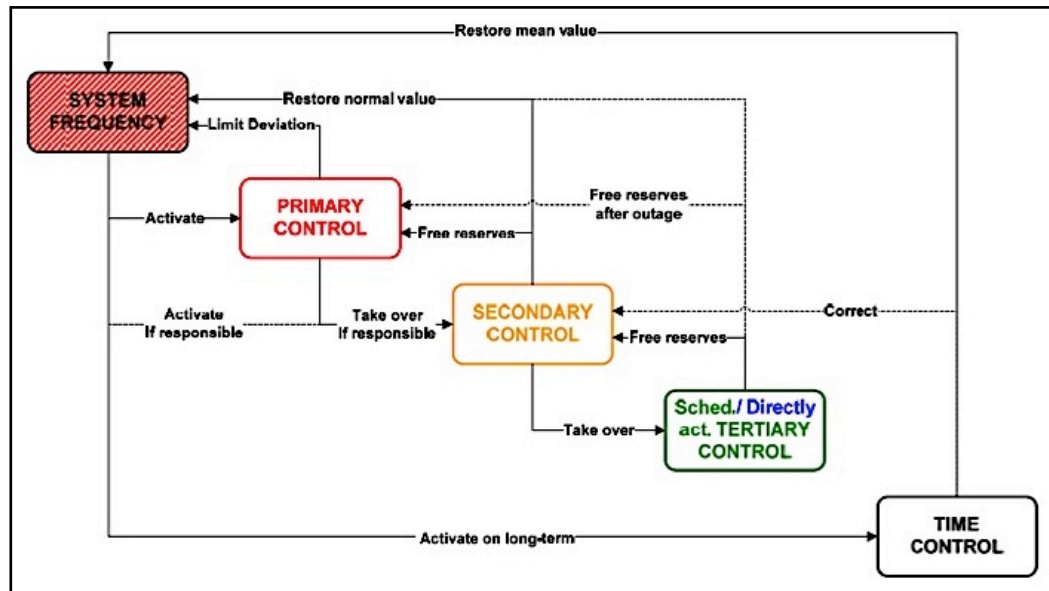


Figura 3-7: Rol de los diferentes tipos de reservas operativas.

Fuente: NREL, 2011.

Cuando una desviación de frecuencia ocurre, la reserva primaria es la primera en responder, en forma automática, usando las unidades sincronizadas a la red. La respuesta de cada unidad dependerá del estatismo configurado en las máquinas, y las capacidades máximas de respuesta de cada una. La provisión de estas reservas es en forma instantánea luego de la desviación de frecuencia, y termina dentro de los próximos 30 segundos luego de ocurrida esta perturbación.

Luego la reserva secundaria tiene como objetivo restaurar la frecuencia a su rango nominal, liberar las reservas primarias de manera que puedan ser utilizadas ante otra perturbación del sistema, y mantener la potencia intercambiada entre sistemas interconectados dentro de los límites objetivos. Esta reserva debe ser activada dentro de los primeros 30 segundos luego de ocurrida la perturbación, y ser capaz de alcanzar su máximo en 15 minutos. Las unidades que realizan este control de frecuencia, utilizando tanto reservas primarias como secundarias, están dentro del sistema de control llamado AGC (Automatic Generation Control) o LFC (Load Frequency Control).

La reserva terciaria tiene como objetivo restaurar la capacidad de reservas secundarias, de manera que el sistema sea capaz de reaccionar ante una perturbación mayor. Estas reservas son usualmente activadas en forma manual. Normalmente el tiempo de

respuesta de esta reserva terciaria debe iniciarse dentro de 15 minutos y alcanzar su capacidad máxima dentro de 1 hora. Sin embargo este tiempo de respuesta dependerá del sistema y sus acciones correctivas, dado que estos pueden tener distintas clasificaciones. Por ejemplo, Francia considera 3 tipos de reservas: reserva terciaria rápida (15 minutos), reserva terciaria suplementaria (30 minutos), y reservas terciarias tardías (más de 1 hora) (Ahmadi, 2013).

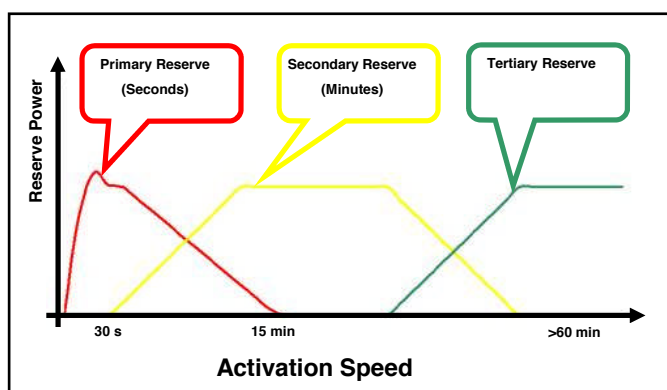


Figura 3-8: Tiempos de respuesta de las distintas reservas operacionales.
Fuente: Amler (2010).

Finalmente, en cuanto al control de tiempo, al contar el número de oscilaciones de la corriente alterna, y sabiendo la frecuencia nominal de la red (50Hz o 60hz), se puede estimar el tiempo (hora), que es llamada Hora Síncrona (Synchronous Time). Sin embargo, como la frecuencia del sistema puede variar en el tiempo, esta hora síncrona puede ser distinta que la Hora Coordinada Universal (Universal Coordinated Time, UCT). Luego el control de tiempo corrige esta desviación en un horizonte extenso de tiempo (e.g. horas). Esta corrección involucra configurar un rango de tolerancia para el control de frecuencia, normalmente en Europa entre 49.99 Hz y 50.01 Hz. En el caso chileno este rango es 49.8 Hz y 50.2 Hz (CNE, 2014).

En esta definición, reserva en giro se entiende como "capacidad no usada que puede ser activada según la decisión del operador del sistema, siendo esta proveída por dispositivos que están sincronizados a la red capaces de afectar la potencia activa" (Rebours & Kirschen, 2005).

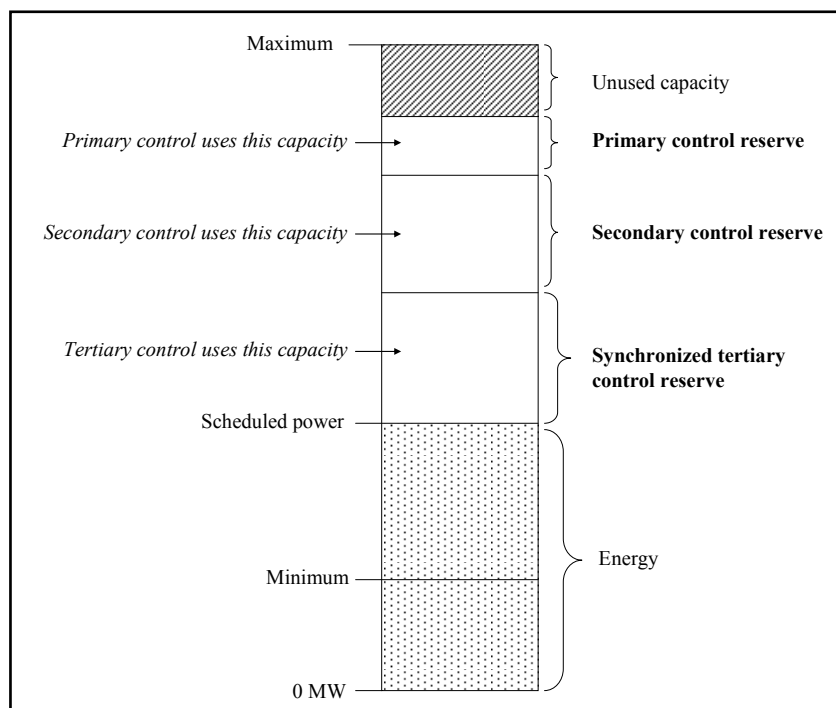


Figura 3-9: Ubicación de las reservas primarias, secundarias y terciarias suministradas por una unidad generadora.

Fuente: Rebours & Kirschen, 2005.

Finalmente, es importante considerar que además de las reservas provistas por los generadores y/u otras tecnologías, la demanda también puede ofrecer reservas (Ahmadi, 2013). La gestión de estas reservas se conoce como gestión o control de la demanda (demand response o demand side management). La demanda participa del control de frecuencia, ya que una variación negativa en la frecuencia (producto que hay mayor consumo que generación) significa una variación negativa en el consumo (i.e. retroalimentación negativa). El control de estas reservas, así como su despacho y remuneración, es un área que ha cobrado gran interés en las últimas décadas.

Es importante destacar que el término reserva en giro usado por la NERC aplica sólo para las reservas de contingencia, no así para reservas de regulación, frecuencia, o suplementarias. Sin embargo, esta definición variará de un sistema a otro. Así, según la clasificación de reservas por la ENTSO y NERC, se podrá realizar una analogía

(Ahmadi, 2013): reserva primaria y reserva para control de frecuencia, reserva secundaria y reserva de regulación, reserva terciaria y reservas de contingencia, y control de tiempo y reservas para seguimiento de la carga.

3.4. Planificación de reservas y operación del sistema eléctrico

La planificación de las reservas del sistema es esencial para asegurar la operación, confiabilidad, y calidad del insumo eléctrico. Esta planificación, se realiza según el horizonte de tiempo. Billinton y Allan (1996) diferencian las reservas como estáticas y operativas. La reserva estática es aquella que se asocia a una planificación de largo plazo y debe ser construida con anticipación a los requerimientos del sistema para hacer frente a la mantención de unidades generadoras, contingencias en el sistema, y un crecimiento de la demanda que supere lo estimado. Las reservas operativas están relacionadas con el uso y manejo eficiente de la capacidad de reservas, durante el periodo de operación. Luego, de acuerdo a Ahmadi (2013), la provisión de reservas estará ligada a la planificación del sistema según la figura 3-10 presentada a continuación:

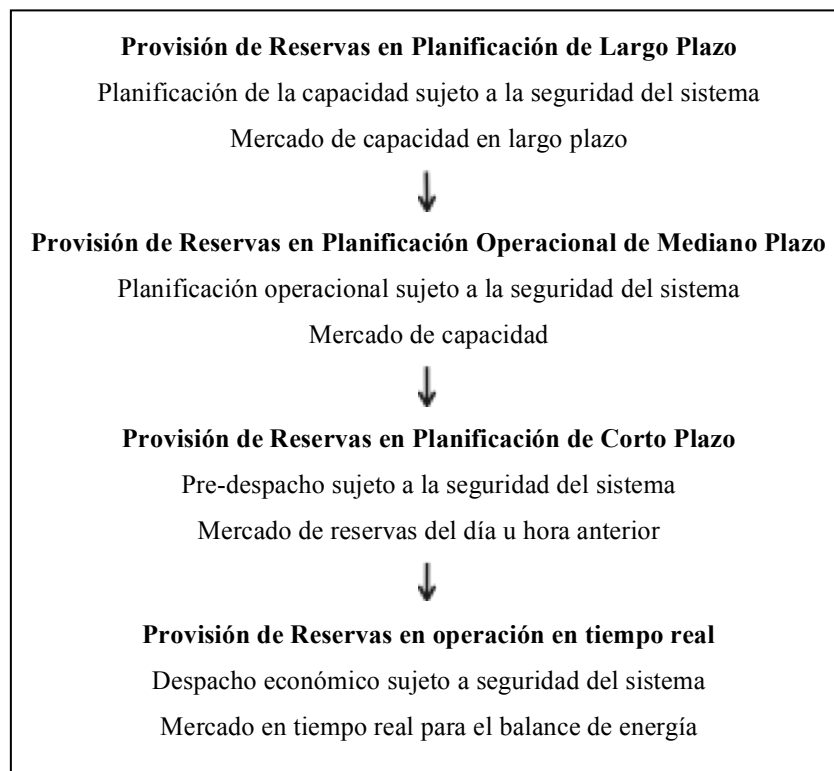


Figura 3-10: Provisión de reservas según diferentes horizontes de tiempo.

Fuente: Ahmadi, 2013.

La planificación de reservas en el largo plazo está relacionada a la capacidad del sistema de responder ante contingencias, como la salida de generadores, planes de mantenimiento, e incertidumbre en el crecimiento de la demanda así como también en la entrada de fuentes intermitentes de energía, como la energía eólica y solar. En la planificación de largo plazo, se asegura la construcción de nuevas unidades de forma de cumplir los requerimientos operacionales de reservas en el corto plazo, como lo son las reservas primarias, secundarias, y terciarias. En este tipo de estudios cobra relevancia las rampas máximas de subida y bajada de las unidades generadoras, de forma de que el sistema tenga la capacidad suficiente de responder ante cambios de la demanda y generación intermitente. Sin embargo, debido a la gran incertidumbre existente en la planificación y construcción de unidades (tanto renovables como no renovables), mejoras tecnológicas, topología de la red eléctrica de transmisión, existe una gran dificultad de planificar las reservas en todos sus tipos (primarias, secundarias y terciarias). Sin embargo, ante un incremento del uso de energías renovables

intermitentes, la planificación de los tres tipos de reservas requiere ser incluida en los estudios de planificación de la capacidad de generación (Ahmadi, 2013).

Para el caso chileno, la planificación de largo plazo está directamente relacionada con una señal de precio, conocida como el pago por potencia o capacidad. Este pago ha permitido que el sistema tenga una seguridad de suministro ante la falta de combustible (e.g. crisis del gas argentino), lo cual es también estratégico para la disponibilidad de energía en el país. De la misma forma, ha incentivado la construcción de centrales en base a petróleo diesel, las cuales operan con un factor de planta muy bajo (cercano a 0) y se financian mediante el pago por capacidad. Un ejemplo de esto se puede encontrar en el Sistema Interconectado Central (SIC), en donde estas centrales a diésel alcanzan casi un 17% de la capacidad instalada, como se muestra en la tabla 3-1. Sin embargo, esta señal es insuficiente para entregar mayores medios de flexibilidad a la red, lo cual debe ser estudiado en profundidad.

Tabla 3-1: Capacidad instalada en el SIC según tecnología.

TECNOLOGÍA	TOTAL [MW]	TOTAL [%]
Hidráulica Embalse	3,393.4	24.54%
Gas Natural	2,560.7	18.52%
Hidráulica Pasada	2,299.6	16.63%
Mini Hidráulica Pasada	280.7	2.03%
Petróleo Diesel	2,335.1	16.89%
Carbón	1,608.6	11.63%
Carbón - Petcoke	561.9	4.06%
Eólica	292.7	2.12%
Biomasa	306.8	2.22%
Biomasa-Petróleo N°6	88.0	0.64%
Petcoke	63.0	0.46%
BioGas	27.3	0.20%
Solar	8.4	0.06%
Potencia Total Instalada	13,826.4	100.00%

Fuente: Elaboración propia. Datos: Comisión Nacional de Energía CNE, 2013.

La provisión de reservas en el mediano plazo está sujeta al plan de mantenimiento de las unidades, disponibilidad de combustible, restricciones medio ambientales, intercambios de energía con otros sistemas de potencia (interconexiones), así como también incertidumbre en la demanda y recursos renovables. Este tipo de reserva tiene un riesgo financiero sujeto al precio de los combustibles. La planificación de reservas en el mediano y corto plazo define las acciones disponibles por el operador del sistema para el despacho económico en tiempo real. Esta planificación se realiza para el intervalo de una semana hasta meses de anticipación (Ahmadi, 2013).

La planificación de las reservas en corto plazo, está relacionada con la operación del sistema, que puede ser afectada por falla de unidades generadoras, líneas de transmisión, entre otras, así como también la topología de la red eléctrica, que según la capacidad de transmisión, permitirá o no disponer de reservas y generación de energía cuando sea necesario. Aquí cobra especial relevancia la intermitencia de la demanda y la generación de fuentes renovables. En esta etapa se planifica la disponibilidad de reservas primarias, secundarias y terciarias a disponer más adelante en la operación de tiempo real del sistema. El problema a solucionar en esta fase involucra incluir un requerimiento de reservas en el programa de pre-despacho de modo de asegurar la continuidad y calidad de suministro.

Finalmente, la provisión de reservas en tiempo real está asociada con la respuesta del sistema ante fallas inesperadas de los componentes del sistema eléctrico, así como también por fluctuaciones instantáneas de la demanda y la generación. La provisión de este tipo de reserva, debido al grado de detalle en que suceden los eventos, y la baja probabilidad de las fallas, requiere una modelación que es intensiva en el uso de la capacidad computacional. En esta etapa se resuelven programas de flujo de potencia sujeto a restricciones que permitan la seguridad del sistema, en dónde se debe dar cuenta de un alto grado de detalle, como lo son las líneas de transmisión, los ángulos de desfase, flujos de potencia activa y reactiva, entre otros.

Desde la perspectiva del mercado eléctrico, en cuanto a señales de precios, existirán los pagos por capacidad, pagos por reservas, y pagos por energía. Estas señales tendrán el rol de estimular a los agentes del mercado para construcción y provisión de los tipos de

reservas antes mencionadas. El desarrollo de nuevas fuentes de flexibilidad, que otorguen reservas al sistema, estará directamente relacionado a la disponibilidad y credibilidad de los pagos por reserva y capacidad.

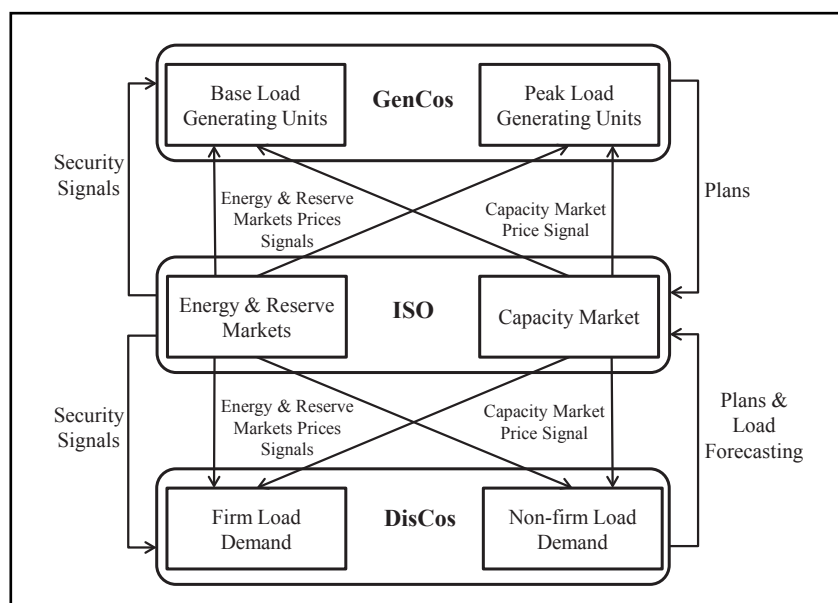


Figura 3-11: Señales de precios y operación entre agentes del mercado.
Fuente: Ahmadi, 2013.

3.5. Efectos de la integración de energías renovables en la planificación de reservas

La mayor integración de energía renovable intermitente (e.g. generación eólica o solar fotovoltaica) presenta un gran desafío en cuanto a la operación de las redes eléctricas. Las características propias del recurso eólico y solar, no permiten una predictibilidad absoluta, y más aún presentan una variabilidad importante. Es debido a esto, que al incrementar el uso de la energía renovable intermitente, la red requerirá un mayor uso de reservas operacionales, tanto para el control de frecuencia como para el seguimiento de la demanda. En particular, el uso de la energía solar fotovoltaica, desplaza unidades mecánicas, quitando así inercia al sistema, lo que conlleva a una mayor sensibilidad de frecuencia ante cambios de la demanda eléctrica.

Debido a esta preocupación, distintos estudios en Estados Unidos y Europa han cuantificado el impacto que esto tendría en las redes eléctricas, de modo de poder planificar y cuantificar la necesidad adicional de reservas (NREL, 2011):

- NYISO/NYSERDA: The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operations (2005)
- Minnesota: 2006 Minnesota Wind Integration Study (2006)
- Arizona Public Service Wind Integration Cost Impact Study (2007)
- California ISO: Integration of Renewable Resources (2007)
- ERCOT: Analysis of Wind Generation Impact on ERCOT Ancillary Services Requirements (2008)
- Ireland: All Island Grid Study (2008)
- Eastern Wind Integration and Transmission Study (2010)
- Southwest Power Pool: Wind Integration Task Force Integration Study (2010)
- Western Wind and Solar Integration Study (2010)

En Chile, el estudio más reciente fue publicado por el CDEC-SING:

- Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING (2012)

En todos estos estudios la conclusión es similar: los requerimientos de reservas operativas son mayores ante un incremento en la integración de energía eólica y solar, por lo que entonces se intenta definir nuevas metodologías para el cálculo de estas reservas. Sin embargo, estos requerimientos varían según la disponibilidad de energía hidroeléctrica y condiciones propias del sistema (e.g. calidad del recurso renovable). Como es posible ver en la figura 3-12, la generación solar fotovoltaica puede sufrir variaciones importantes en su inyección de energía al sistema, que requiere reserva en giro de subida como también de bajada para mantener el equilibrio de generación y consumo. Sin embargo, las características de estos recursos son muy dependientes de la

ubicación geográfica. Chile en particular posee un excelente recurso solar en el norte del país debido a las condiciones atmosféricas (i.e. baja presencia de nubes) que hacen su inclusión más fácil que en otros sistemas. Sin embargo, el perfil de generación sigue siendo similar (i.e. generación es directamente proporcional a la radiación solar), lo que implica que se necesitará respaldo en las horas de la noche y madrugada, así como también flexibilidad del sistema para evitar la desconexión de unidades. Los efectos de lo anterior pueden significar un costo importante para el sistema.

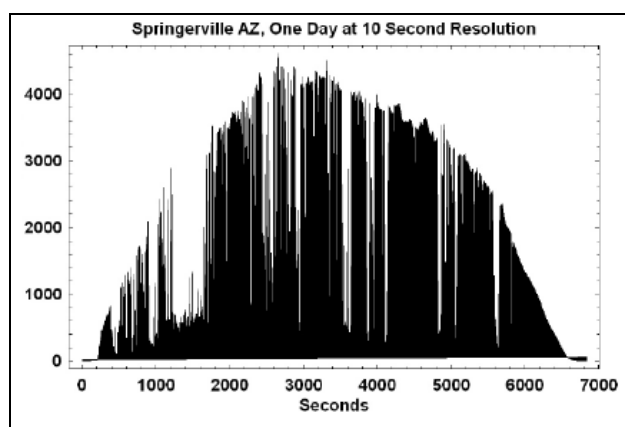


Figura 3-12: Generación de una central fotovoltaica con rápidas fluctuaciones.
Fuente: EPRI (2010).

Entre algunos de los efectos que esta inclusión de la generación intermitente podría tener en la operación se identifican los siguientes (Papavasiliou, 2011):

- A. **Afectar despacho unidades.** La variabilidad de los recursos renovables puede necesitar desviaciones costosas del plan de pre-despacho, así como el encendido o apagado de unidades para compensar la falta o exceso intempestivo de energía, lo que puede generar contaminación adicional y mayor mantenimiento de las unidades.
- B. **Mayores requerimientos de reservas operativas.** La variabilidad del recurso renovable puede necesitar un ajuste rápido en la generación en respuesta de un evento no anticipado, lo que demanda un respaldo de generadores que puedan incrementar (o disminuir) rápidamente su generación. Se necesitará mayor

cantidad de reservas en todos sus tipos (i.e. primaria, secundaria y terciaria). Este efecto puede ser exacerbado si es que las tecnologías quitan inercia al sistema (e.g. reemplazar motores eléctrico con paneles fotovoltaicos).

- C. **Correlación positiva con hidroelectricidad, correlación negativa con la demanda.** La disponibilidad del recurso hídrico viene dado por las temporadas de lluvia y el derretimiento de la nieve. Luego, es posible que exista un exceso de capacidad, cuya utilización puede verse comprometida debido a la presencia de la generación renovable. En el sistema de California, el recurso renovable se incrementa en la noche y disminuye durante el día, lo cual es inverso al comportamiento de la demanda eléctrica en este sistema. La correlación negativa con la demanda podría ser un problema adicional.
- D. **Intermitencia ante presencia de vientos elevados:** Los generadores eólicos se detienen cuando el viento supera un cierto umbral de velocidad, debido a protecciones mecánicas en las turbinas. Luego, ante la presencia de una tormenta, existe un mayor riesgo de una posible escasez de energía. El problema se acentúa cuando la velocidad de corte es la misma en todos los parques eólicos. El mismo problema puede resultar en sistemas donde exista nubosidad que interrumpa la generación solar.

Debido a que se necesitan mayores requerimientos de reservas operacionales, entonces se tendrá un mayor costo para la inclusión de energía renovable intermitente. Sin embargo, el costo total que esto pueda representar para el sistema estará influenciado fuertemente por la capacidad instalada en líneas de transmisión, almacenamiento de energía, generación hidroeléctrica, sistemas automáticos de generación y monitoreo, entre otros. Niveles de integración de energía renovable más allá de un 20-30% es difícilmente percibido como económico (Papavasiliou, 2011). Así, se necesita generar sistemas regulatorios que permitan la entrada de nuevas tecnologías con el fin de lograr controlar la variabilidad, tales como la gestión de la demanda (demand response) o tecnologías de almacenamiento de energía, entre otras. Los principales factores que

impactan el costo de la integración de energía renovable a gran escala se dividen básicamente en tres (Papavasiliou, 2011):

- A. **Incremento de los costos de operación:** Existe un mayor costo debido a la necesidad de reservas adicionales. Estos costos varían según los niveles de inclusión de energía intermitente, donde algunos investigadores los valorizan entre 0-7\$/MWh (Gross, 2006).
- B. **Energía renovable no usada (discarded power):** Existe la posibilidad que el sistema no pueda absorber la generación intermitente para mantener la seguridad del sistema. Esto significaría una pérdida importante dado que el recurso eólico o solar no utilizado es perdido. Situaciones de este estilo se han visto en California y Texas.
- C. **Inversión en capacidad:** Debido a la intermitencia de la generación renovable, se necesita una inversión en capacidad, dado que las fuentes intermitentes no logran suministrar la misma cantidad de potencia firme como lo hacen las centrales convencionales. De acuerdo a la investigación realizada por Gross et al. (2006), para niveles de penetración de un 20% de generación intermitente, esta aporta sólo entre 15%-20% de su capacidad como respaldo o potencia firme. Estos valores dependerán de la correlación entre la demanda y los perfiles de generación intermitente .

3.6. Metodologías para el cálculo de reservas

Es de gran relevancia desarrollar metodologías que permitan incluir los requerimientos de reservas operativas en los estudios de planificación de largo plazo del sistema eléctrico. Estas reservas operacionales significan mantener capacidad de generación no usada para lograr asegurar el equilibrio de demanda y generación. La relevancia de estos requerimientos se ve amplificada por la inclusión a gran escala de energía renovable intermitente. No es parte de este estudio desarrollar una nueva metodología, ni proveer

una solución con alto grado de detalle, pero sí incorporar parte de estos elementos en la modelación.

Los métodos para calcular estas reservas pueden ser clasificados en tres categorías (Ahmadi, 2013): determinísticos, probabilísticos e híbridos (i.e. determinísticos y probabilísticos). **Los enfoques determinísticos** fijan un nivel de reservas operativas según un nivel predefinido igual a la capacidad del mayor generador conectado a la red, una fracción de la demanda máxima y la generación intermitente, o alguna combinación de ambas. El objetivo es que el sistema sea capaz de tolerar la salida intempestiva de una unidad generadora (o incremento de la demanda) manteniendo las variables dentro de los rangos de tolerancia. Luego, el operador del sistema ubica la reserva requerida en los diferentes generadores de forma de optimizar su función objetivo (costos operacionales). Sin embargo esta función objetivo puede variar, así como también las restricciones consideradas, y los métodos de optimización utilizados. Como parte de este enfoque se puede nombrar al criterio N-1 (i.e. un sistema de potencia debe seguir operando sin la utilización de un componente importante). En el **enfoque probabilístico**, dos metodologías pueden ser empleadas: método basado en análisis estadístico y método basado en optimización (i.e. resolviendo un problema de optimización). El método estadístico asegura la provisión de reservas de modo que un nivel de riesgo es logrado. Las variables contempladas para este análisis incluyen salida de una unidad generadora, variaciones de la demanda, errores de pronóstico en la demanda y generación intermitente, y cambio en los planes de operación. En cambio, el método basado en la optimización incluye medidas de confiabilidad como la cantidad energía no suministrada (EENS o LOLP) en un problema de optimización, para así calcular el monto óptimo de reservas. Para añadir medidas de confiabilidad se pueden agregar restricciones que aseguren una operación bajo niveles máximos de estas variables (nivel de riesgo predeterminado), o bien utilizar una penalización para estas variables en la función objetivo, lo que es llamado valor de la energía no servida (Value of Lost Load VOLL). Un tercer criterio es la combinación de las dos metodologías anteriores.

De acuerdo a la metodología a emplear, variará la forma en que se incluyen los requerimientos de reservas en los modelos de planificación. Estos requerimientos

pueden ser obligados al representar la incertidumbre en forma implícita (i.e. exigir montos mínimos de reserva) o bien en forma explícita, en donde a través de la programación estocástica, diferentes escenarios son considerados para representar la incertidumbre (e.g. contingencias del sistema). Sin embargo, la dificultad de utilizar este último enfoque es que el tamaño del problema asociado, y el tiempo computacional requerido, aumenta con el número de escenarios considerados. Además, se requiere una gran cantidad de escenarios para representar adecuadamente las contingencias y fluctuaciones de la demanda y la generación intermitente. Es por esto que autores como Ruiz et al. (2009) agregan requerimientos mínimos de reservas en un programa estocástico, para así tener una mayor robustez en los resultados en caso que la cantidad de escenarios no sean suficientes para representar la estocasticidad presente en el sistema.

3.7. Beneficios de los sistemas de almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía puede ofrecer distintos beneficios a la red. Así mismo, existe una gran atención en evaluar este tipo de sistemas como respaldo para energías renovables intermitentes. En sistemas eléctricos verticales (centralized cost based electricity market), es posible coordinar plantas de almacenamiento de energía con centrales térmicas, mientras que en sistemas competitivos de mercado, un dueño de almacenamiento de energía puede comprar y vender energía en el mercado spot o a través de contratos bilaterales (Kazempour et al., 2009). Es por esta razón, que los modelos y enfoques utilizados pueden diferir en cuanto al problema de optimización planteado: maximizar beneficios del dueño de HPS (self scheduling) o minimizar costo total del sistema. La consideración de qué enfoque utilizar depende estrechamente del tipo de mercado en dónde se esté evaluando la utilización del almacenamiento. Para el caso chileno se considera la operación vertical por un ente operador tal como el CDEC. Descrito ya lo anterior, los principales beneficios que el HPS (y otros medios

equivalentes a éste) pueden otorgar en este tipo de operación son (Díaz-González et al., 2012):

- A. **Supresión de fluctuaciones de potencia de generadores intermitentes:** El almacenamiento de energía permite mitigar los efectos de fluctuaciones de potencia, las cuales podrían provocar variaciones de voltaje y frecuencia. Para esto se necesita inyectar gran cantidad de potencia en periodos cortos de tiempo, y en ciclos cortos de tiempo.
- B. **Soporte para control de voltaje:** Aplicaciones tales como la generación eólica pueden necesitar importantes cantidades de potencia reactiva para su operación, lo cual puede ser ayudado por centrales de almacenamiento de energía.
- C. **Soporte para control de frecuencia:** Permite la regulación de frecuencia mediante la provisión de reservas operativas (primaria y secundaria). Además entrega inercia al sistema, mejorando así las condiciones de estabilidad.
- D. **Reserva en giro:** El operador del sistema puede necesitar esta capacidad no usada, para ser activada cuando necesite ajustar la potencia activa en el sistema. La generación de energía eólica puede necesitar respaldo de potencia activa en tiempos de hasta 30 minutos.
- E. **Seguimiento de la demanda:** Dada la presencia de un generador intermitente, la posibilidad de controlar la potencia inyectada permite manejar el nivel de producción, lo cual puede tener impactos en la capacidad usada de líneas de transmisión, precios de energía, operación de centrales existentes, entre otras.
- F. **Recorte de punta:** La estrategia de operación de una planta de almacenamiento de energía es guardar energía barata en periodos de baja demanda para luego inyectarla cuando los precios de energía son mayores, es decir cuando hay mayor demanda. En este sentido el almacenamiento de energía aplanan la curva de demanda, generando un beneficio en el sistema para su despacho económico, y reduciendo los precios en hora punta.

- G. **Estabilidad de transmisión:** Tener la habilidad de controlar la forma en que se inyecta potencia puede favorecer la operación de centrales intermitentes al enfrentarse a problemas de estabilidad y así evitar su desconexión.
- H. **Encendido de unidades:** La intermitencia en generación exige una mayor cantidad de reserva en giro, lo cual puede afectar la entrada en operación de centrales térmicas. La posibilidad de contar con almacenamiento de energía podría modificar esta planificación al ser capaz de entregar las reservas requeridas. Además el almacenamiento permitiría optimizar el encendido y apagado de centrales.
- I. **Almacenamiento por estaciones del año:** La capacidad de almacenar energía por rangos de meses puede favorecer la operación económica de sistemas en que sus recursos pueden fluctuar en intervalos estacionales (e.g. recurso hídrico). Sin embargo para esto se necesita capacidades muy grandes de almacenamiento.

Dependiendo de la escala de tiempo en que se necesite el respaldo, y el nivel de energía potencia necesario a inyectar o consumir, la tecnología a emplear puede ser distinta. En el caso particular del Hydro-pumped storage, como bien se explicó en el capítulo anterior, ésta maneja grandes volúmenes de energía y potencia permitiendo el arbitraje de energía, así como también su uso para optimizar el encendido y apagado de centrales térmicas, y la provisión de reservas operativas. Las múltiples aplicaciones significará una co-optimización del uso de las centrales de HPS para este propósito (ver figura 3-13).

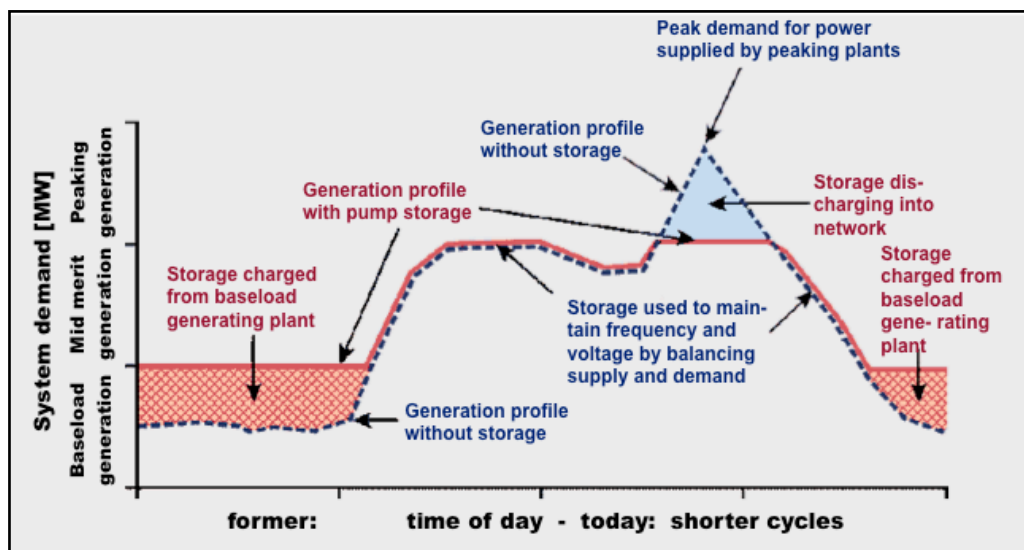


Figura 3-13: Uso del HPS para desplazar demanda y proveer reservas operacionales.
Fuente: Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid, EPRI, 2013.

Realizando un paralelo de la figura 3-14 para el caso de un escenario de integración de energía solar en el SING, la operación en modo bombeo del pumped-storage sería durante el periodo de generación solar para luego inyectar energía durante la noche en los periodos de mayor demanda.

En particular, para el caso del HPS, esta tecnología es capaz de proveer reserva en giro, liberando así las reservas entregadas por otras unidades. Para lograr esto, ha existido un importante avance tecnológico en la configuración de las centrales de HPS, que permite entre otras cosas una mayor rapidez en el cambio de modo (bombeo-generación), la operación en vacío para la provisión de inercia y reserva primaria, y el menor tiempo de respuesta para el mejorar el control de frecuencia (reservas primarias y secundarias) (EPRI, 2013).

Este tipo de unidades ofrecen la capacidad de ofrecer una amplia gama de servicios complementarios. Los que tomarán mayor relevancia para el desarrollo de la tesis serán las reservas secundarias y terciarias (seguimiento de la demanda). Es por esto que luego toma importancia la co-optimización de la planta para su uso en arbitraje de energía como también para la provisión de reservas operativas. Una mayor provisión de reservas operativas puede significar un menor uso de la central para el arbitraje de energía (y

menos utilidad por este concepto) pero una mejor utilización para el sistema. Así, el despacho de la central cambia debido a su utilización para el mercado de energía y servicios complementarios, tal como lo ha estudiado Kirby (2012) y es mostrado en la figura 3-14.

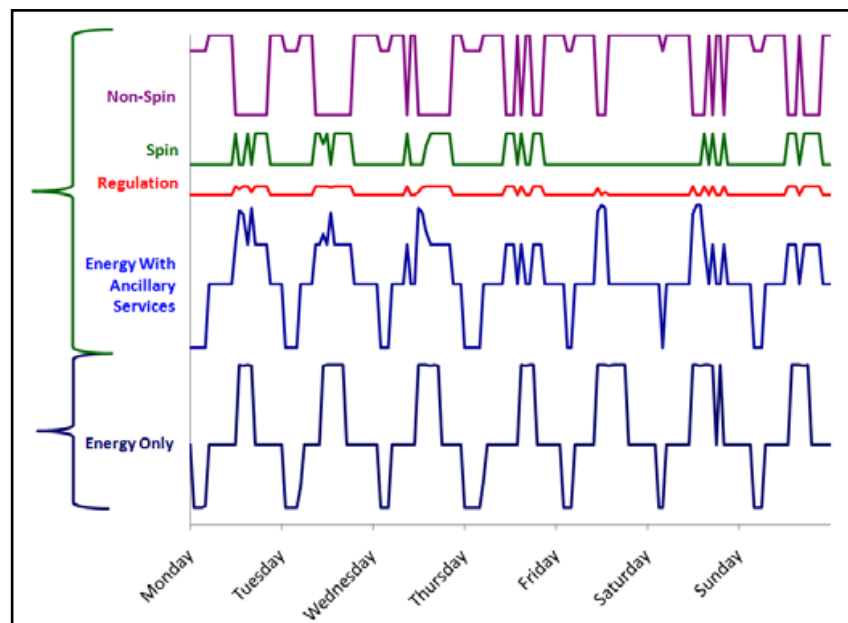


Figura 3-14: Cambio operacional en el uso del pumped-storage ante la provisión de servicios complementarios.

Fuente: Co-optimizing Energy and Ancillary Services from Energy Limited Hydro and Pumped Storage Plants, Kirby, 2012.

4. MODELACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

4.1. Revisión Bibliográfica

Los modelos de planificación de sistemas eléctricos pueden clasificarse de acuerdo a Ryan et al. (2011) según el grado de detalle con que representan la realidad, el objetivo del modelo, y el tratamiento de la incertidumbre. Estos tres aspectos son explicados a continuación:

A. Grado de detalle

- **Aspectos Operacionales:** Un modelo de largo plazo debe tener en cuenta el impacto operacional que nuevas tecnologías ejercen, tal como la variabilidad de la generación intermitente, o impactos como los que podría tener el almacenamiento de energía, gestión de la demanda (demand response), o reservas adicionales. Así también, ciertos niveles de reserva que deben planificarse para asegurar la seguridad del sistema.
- **Nivel de detalle:** Se refiere a qué nivel el sistema está representado. Esto resultará en un mayor o menor detalle de posibles interacciones regionales o de sistemas interconectados, el número de generadores planificados (e.g. $> 1\text{MW}$), líneas de transmisión (e.g. $> 110\text{kV}$), entre otros.
- **Fidelidad:** Está referido al punto al cual la física y las condiciones operacionales reales del sistema están capturadas en el modelo. Un ejemplo de esto es la diferencia de modelar una red con un flujo AC o un flujo DC de potencia.

B. Objetivo del modelo:

- **Optimización vs Equilibrio:** Un modelo de optimización busca la decisión de cómo cumplir un cierto objetivo bajo ciertas restricciones, en forma óptima. En cambio un modelo de equilibrio corresponde a la identificación de un estado de equilibrio bajo

ciertos inputs. Un ejemplo de esto es la diferencia entre un flujo de potencia óptimo (OPF) y un flujo de potencia (PF).

- **Centralizado vs Descentralizado:** Centralizado está referido a operar el sistema si existe sólo un tomador de decisiones, que tiene acceso a toda la información con una completa autoridad. Esto tiene especial utilidad para fijar objetivos regulatorios, y encontrar soluciones que puedan acercar al sistema a este óptimo. Un modelo descentralizado busca dar mayor información sobre cómo varios tomadores de decisión (en forma distribuida) pueden reaccionar ante distintos planes o escenarios de la red eléctrica. Estos modelos pueden estar relacionados a teoría de juegos.

- **Diseño de regulación:** Dadas las posibles regulaciones de los sistemas eléctricos como los son subsidios a tecnologías, renewable portfolio standards, créditos en la forma de impuestos, entre otros, el objetivo de esta modelación es encontrar el modo más efectivo de moverse desde el equilibrio existente a un equilibrio deseado (entregado por el plan de inversiones óptimo). Esto se refleja usualmente en la evaluación de distintas políticas.

C. Tratamiento de la incertidumbre y el riesgo:

- **Modelamiento incertidumbre:** La modelación puede estar dividida en dos clases que son conocidas como aleatoria y no-aleatoria. Al referirse al tipo aleatoria, es incertidumbre que ocurre repetidamente, y que se puede capturar mediante datos históricos, para así reflejarlas en el modelo, como por ejemplo la intermitencia de la demanda. El tipo no-aleatorio está referido a incertidumbre que no es repetida, por lo que su comportamiento no puede ser deducido de datos históricos, pero que pueden tener grandes impactos, como por ejemplo cambios mayores en la regulación o avances tecnológicos.

- **Mitigación del Riesgo:** El riesgo de un sistema de potencia emerge de una diversificación insuficiente de recursos para satisfacer la demanda, vulnerabilidad ante eventos extremos, entre otros. Así, se pueden identificar portafolios que se comporten adecuadamente para el valor medio y también controlen el riesgo del sistema para valores extremos. Ver Figura 4-1.

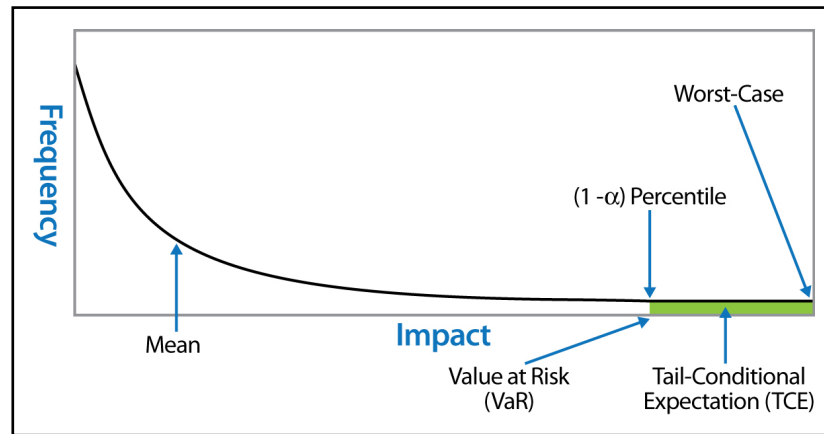


Figura 4-1: Diferentes métricas para medir el riesgo.

Fuente: Long Term Resource Planning for Electric Power Systems Under Uncertainty, Ryan et al. (2011).

Al enfrentarse a la modelación de un sistema eléctrico, se necesitará utilizar distintas técnicas de optimización, y aún más podría ser imposible obtener la solución óptima en un tiempo razonable. Es por esta razón que existen simplificaciones necesarias para realizar la planificación, y la separación del problema en múltiples sub-problemas, para lograr como objetivo la planificación y operación del sistema en su conjunto dentro de un rango óptimo.

Dependiendo de las variables de interés que deseen modelarse y de la escala de tiempo a la cual se realiza la optimización, existirán diferentes modelos, los cuales podrán tener diferentes propiedades: programación lineal, programación no lineal, inclusión de variables continuas y/o enteras, entre otras. Según esto último, se deberán ocupar distintos métodos de optimización, que permitirán en algunos casos asegurar una solución óptima, y en otros, encontrar una solución cercana al óptimo. Entre los métodos se encuentran el branch and bound (B&B), métodos heurísticos (e.g. particle swarm optimization, simulated annealing, algoritmos genéticos), y métodos de descomposición, tales como la descomposición de Benders.

El enfoque tradicional para realizar la planificación de nuevas unidades generadoras es minimizar el costo combinado de las inversiones y los costos operacionales para suplir la demanda (Ryan et al., 2011). La aplicación del método de descomposición de Benders

fue primero utilizada por Bloom (1982) para incorporar simulaciones de los costos de producción en un estudio de largo plazo. El problema se descompone en dos etapas, la primera relacionada con encontrar las inversiones óptimas y la segunda relacionada a determinar los costos operacionales y confiabilidad del sistema. El tipo de incertidumbre abordado por Bloom está referida a la disponibilidad de las unidades en el despacho económico.

Así también, Murphy et al. (1982) utilizan la programación estocástica de dos etapas para la planificación a largo plazo. Las decisiones de la primera etapa están referidas a la capacidad de las nuevas unidades generadoras, mientras que las variables de la segunda etapa están referidas a cómo esta capacidad es ubicada en la curva de duración de la demanda. En su estudio, Murphy incluye incertidumbre en la demanda mediante la introducción de distintos escenarios de demanda, con sus probabilidades respectivas. Ver figura 4-2.

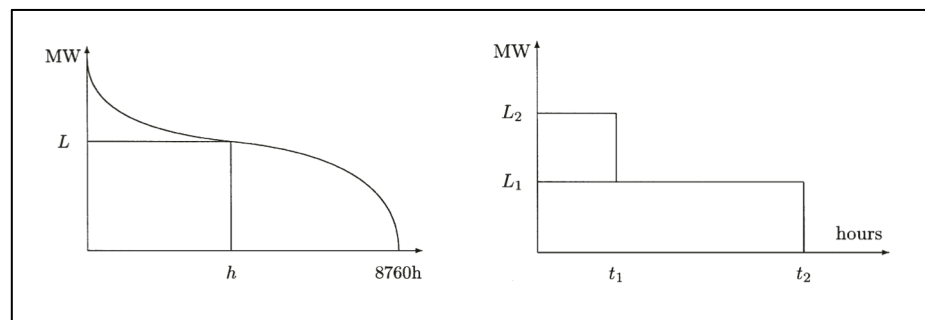


Figura 4-2: Curva de duración de la demanda (izquierda) y su representación en bloques (derecha).

Fuente: Stochastic Programming Models in Energy, Stein W., Stein-Erik F., 2003.

Otros enfoques adicionales se han propuesto desde entonces, incluyendo la optimización robusta por Malcolm and Zenios (1994), en dónde la incertidumbre es trasladada a los coeficientes de las variables de decisión, permitiendo la noción de *modelo robusto* y *solución robusta*. Esto permitiría diseñar mejor los sistemas ante casos extremos (o bien incluir de forma más eficiente la incertidumbre). Así también otros enfoques han sido propuestos como la programación dinámica, la programación dinámica estocástica, y otros métodos de descomposición: *horizontales* (e.g. progressive hedging (PH) y dual

decomposition (DD)) que dividen el problema según los escenarios, y *verticales* (e.g. L-shaped method) que dividen según las etapas de tiempo. Una revisión más extensa de los métodos es presentada por Ryan et al. (2011) en su publicación: *Long Term Resource Planning for Electric Power Systems Under Uncertainty*.

El objetivo en los modelos estocásticos está típicamente referido a minimizar los costos totales, incluyendo inversión, operación y energía no servida. Este problema puede ser resuelto con su representación equivalente de una etapa o bien en forma no-anticipativa, en donde los escenarios son descubiertos una vez que las decisiones de la primera etapa son tomadas. Autores como Yang Gu (2011) utiliza la técnica de descomposición de Benders, la cual representa al problema en un modo maestro-esclavo para así resolver modelos de planificación (Ver Figura 4-3).

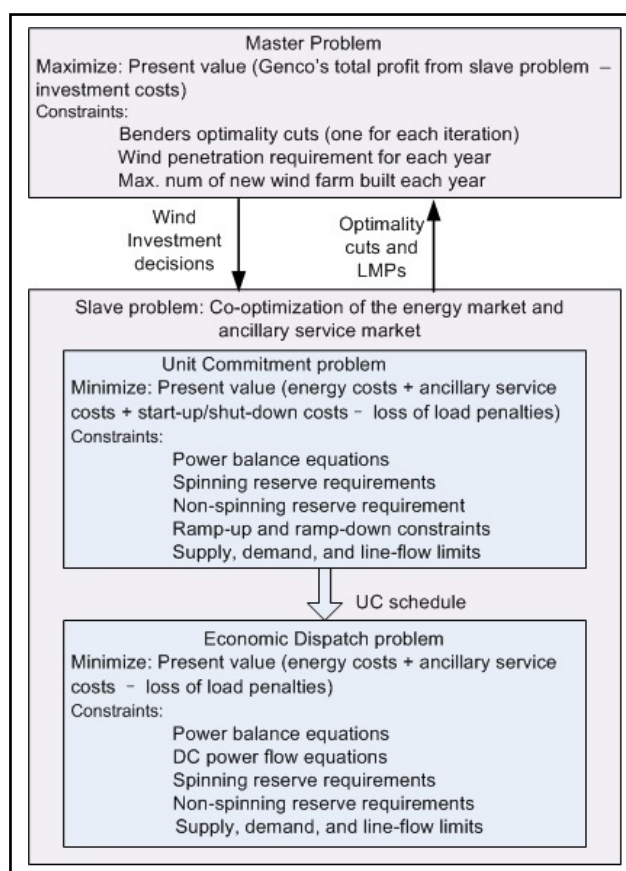


Figura 4-3: Modelo Maestro-Esclavo.

Fuente: Long-term power system capacity expansion planning considering reliability and economic criteria, Yang Gu (2011).

El modelo presentado de la figura 4-3 logra capturar los aspectos de la planificación de corto plazo, existiendo así una representación más fidedigna del sistema. Para esto se generan curvas de producción máxima (MWh) por cada MW de capacidad instalada de generación eólica. Estas curvas consideran la generación según los distintos instantes de tiempo (horario). Así mismo, en los problemas esclavo se consideran dos requerimientos de reservas operativas: reservas de regulación y reservas de contingencia. El problema de unit commitment tiene el carácter de programación lineal binaria, mientras que el de despacho económico es de programación lineal.

La planificación es posible realizarla a través del software comercial, los cuales pueden catalogarse y dividirse según su objetivo (Yang Gu, 2011). Ver Figura 4-4.

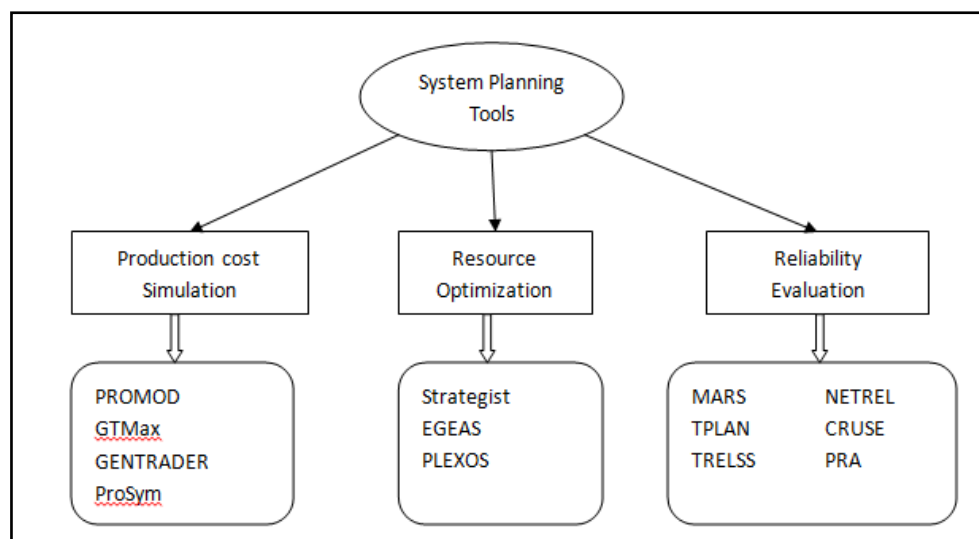


Figura 4-4: Modelos comerciales según objetivo de la modelación.

Fuente: Long-term power system capacity expansion planning considering reliability and economic criteria, Yang Gu (2011).

Los modelos de simulación de costos de producción realizan simulaciones cronológicas, normalmente hora-hora del sistema eléctrico, buscando como objetivo la optimización de la operación del sistema (no así las inversiones). Por lo tanto, éstos son modelos de evaluación/equilibrio. Los modelos de confiabilidad están enfocados a la evaluación de si el sistema cumple o no los estándares requeridos, realizando flujos de potencia,

programas de estabilidad, programas de corto-circuito, y tratando de responder preguntas del tipo sí o no para ciertas condiciones. También permite encontrar otras variables como probabilidad de pérdida de carga o energía no servida esperada, entre otras. Finalmente, los modelos de optimización de recursos seleccionan el set de inversiones de mínimo costo de rango de tecnologías y tamaños, para satisfacer restricciones de demanda, daños medio ambientales, reserva, y niveles de confiabilidad. Estos generalmente hacen uso de una herramienta de simulación de costos de producción, que también puede incluir una herramienta de evaluación de confiabilidad. Además de los modelos mencionados anteriormente, existen también modelos de planificación a nivel nacional que son usados normalmente por gobiernos u otras entidades para evaluar ciertas condiciones del sistema y diseñar regulaciones de energía a nivel nacional. Estos modelos están normalmente más agregados (e.g. representando a todo un país como un nodo), y utilizan todos los modelos antes vistos como parte de su rutina. Sin embargo, son modelos más bien enfocados a la evaluación de diferentes políticas y planes de expansión, y en el caso de los modelos que buscan la optimización, estos sólo hacen uso de curvas de duración de la demanda (Yang Gu, 2011).

4.1.1. Modelación del Pre-despacho y despacho económico

La operación de corto plazo de los sistemas de potencia debe lidiar básicamente con dos tipos de incertidumbre: diferencia de los pronósticos y equipos no confiables. La diferencia de los pronósticos incluye demanda incierta, generación intermitente e intercambios entre áreas de control (sistemas interconectados). Los equipos no confiables están ligados a eventos discretos, tales como la falla de una unidad generadora o línea de transmisión (Ruiz et al., 2009). Para operar el sistema, es necesario contar con reservas de regulación y reservas para contingencias (de acuerdo a la nomenclatura usada por la NERC). Así, para analizar la operación económica de los sistemas eléctricos ante la inclusión de energías renovables intermitentes, las cuales añaden mayor incertidumbre al sistema, toma gran relevancia una representación fidedigna de la operación del sistema (Papavasiliou, 2011).

Las decisiones en la operación de corto-plazo se dividen conceptualmente en dos etapas. En una primera etapa, los recursos de respuesta "lenta" (slow-responding resources) son seleccionados. En esta primera etapa de decisiones, llamada pre-despacho, el encendido de unidades (unit commitment) se planifica con horas/días de anticipación de la operación real. En la segunda etapa, luego que las variables con incertidumbre son descubiertas, se decide el nivel de generación (potencia) para cada uno de estos recursos "lentos", así como también el encendido y operación de recursos de respuesta "rápida" (fast-responding resources), lo cual simula al despacho económico (Ruiz et al., 2009). Ver Figura 4-5.

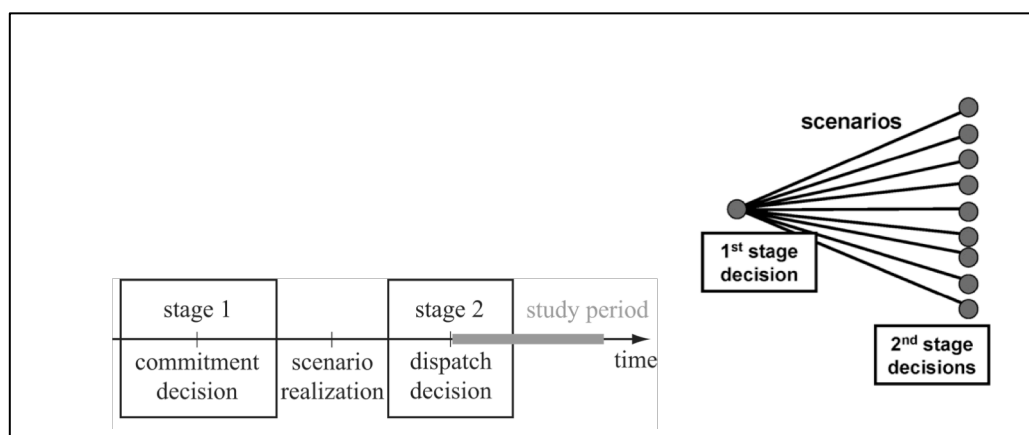


Figura 4-5: Decisiones en la planificación de corto plazo (dos etapas).
Fuente: Ruiz et al. (2009), Garcia-Gonzalez et al. (2008).

Las decisiones de la primera etapa son las relacionadas al pre-despacho, mientras que las de la segunda etapa están en el ámbito del despacho económico. Luego, la forma en que la incertidumbre es modelada en el pre-despacho (y así programar las reservas operacionales) puede variar dependiendo de su representación: implícita o bien explícita. La forma implícita es añadir requerimientos de reservas operacionales en el programa de unit commitment. La manera en que estas reservas son calculadas, puede ser en forma determinística (criterio $n-1$ por ejemplo) o en forma probabilística-estadística, que sería analizar la incertidumbre y asegurar que el sistema sea capaz de responder con un determinado nivel de riesgo (e.g. 99% de los casos). También se puede

considerar una mezcla de ambas. En cambio, la forma explícita es considerar múltiples escenarios de las variables que presentan incertidumbre en un programa de stochastic unit commitment (programación estocástica), y en donde se pueden agregar indicadores de confiabilidad como ENS (Energía no Suministrada) para asegurar una decisión robusta del sistema ante la incertidumbre, en donde las decisiones de unit commitment localizan, aseguran y optimizan la cantidad de reservas necesitadas por el sistema. De esta forma, dependiendo de la representación de la incertidumbre, se podrá tener un modelo de unit commitment determinístico, un modelo de stochastic unit commitment, o bien un modelo de unit commitment utilizando optimización robusta (RO), que adecúa al sistema para responder ante la incertidumbre.

De acuerdo a lo estudiado por Papavasiliou (2011), distintos enfoques de modelación han sido utilizados en estudios recientes sobre integración de energías renovables. Es interesante notar que en la mayoría de estos estudios se hace uso de la herramienta de programación estocástica de 2 o más etapas, ya que así existe una mejor valuación de las reservas provistas por los medios de generación. Así mismo, la representación de líneas de transmisión varía de acuerdo a los autores, pero se admite que es una inclusión necesaria para obtener resultados precisos. En cuanto a las contingencias la mayoría sólo incluye la contingencia de perder una unidad de generación, y no así las líneas de transmisión. Las contingencias se modelan e incluyen como escenarios en el árbol de realizaciones posibles para la segunda etapa del modelo de programación estocástica. Así mismo, la mayoría ocupa modelos de selección de escenarios (clustering) para reducir el tamaño del problema resultante. Se menciona también que en algunos modelos se relajan o se fijan variables binarias con el fin de reducir el árbol de decisiones. Los algoritmos de descomposición más usados son referidos a la descomposición de Benders y relajación Lagrangiana. La utilización de estas técnicas dependerá de la escala y arquitectura del modelo. Así también algunos realizan una simulación de Monte Carlo para el despacho económico.

A continuación se presenta una formulación matemática simplificada de los modelos de operación para así introducir a la modelación propuesta de estas tesis. La nomenclatura y los modelos son los discutidos por Ruiz et al. (2009).

A. Pre-despacho (Unit Commitment) Determinístico

El programa de pre-despacho determinístico está referido a la introducción de requerimientos de reservas en la formulación matemática del pre-despacho, en donde el objetivo es decidir el encendido de las unidades lentas al tener un sólo pronóstico del día(s) siguiente(s). Este requerimiento es calculado con antelación, de acuerdo a los errores de pronóstico posibles, la variabilidad de la demanda, variabilidad de las fuentes intermitentes y las fallas posibles en el sistema.

Sea u_{gh} una variable binaria de encendido $\{1,0\}$ de la unidad generadora g en la hora h , p_{gh} la potencia usada en esta unidad generadora, r_{gh} la cantidad de reserva proveida, $x_g(p_{gh})$ el costo de proveer la potencia p_{gh} por la unidad generadora g , $\varsigma_{gh}(u_{g(h-1)}, u_{gh})$ el costo de encendido y apagado de las unidades generadoras, l_h la demanda a suplir en la hora h , $\underline{r}_h$ la cantidad mínima de reservas en giro a suplir en la hora h , $\underline{p}_g$ el mínimo técnico de la unidad generadora g , $\bar{p}_g$ el máximo de capacidad de la unidad generadora g , y $\mathcal{F}$ un conjunto de restricciones adicionales que incluyen las rampas de subida y bajada, tiempos mínimos de encendido, reservas operacionales, entre otras.

$$\text{Min } \sum_{g,h} (u_{gh} x_g(p_{gh}) + \varsigma_{gh}(u_{g(h-1)}, u_{gh})) \quad (1)$$

$$\sum_g p_{gh} = l_h, \quad \forall h \quad (2)$$

$$\sum_g r_{gh} \geq \underline{r}_h, \quad \forall h \quad (3)$$

$$u_{gh} \underline{p}_g \leq p_{gh} \leq u_{gh} \bar{p}_g, \quad \forall g, h \quad (4)$$

$$p_{gh} + r_{gh} \leq u_{gh} \bar{p}_g, \quad \forall g, h \quad (5)$$

$$(u, p, r) \in \mathcal{F} \quad (6)$$

La función objetivo 1 busca minimizar los costos totales del sistema para proveer la demanda horaria en un único pronóstico. Las restricciones 2 y 3 obligan al sistema a proveer la demanda y una cantidad mínima de reserva en giro, mientras que las restricciones 4, 5 y 6 expresan las relaciones operativas del sistema.

B. Pre-despacho (Unit Commitment) Estocástico

Cuando el problema de unit commitment adquiere la dimensión estocástica, esto significa representar la incertidumbre de las variables (demanda, generación intermitente, falla de unidades, entre otras) mediante diferentes realizaciones o escenarios. De esta forma se considera una toma de decisiones en la forma multi-etapa. Normalmente, la función objetivo busca minimizar el costo esperado del sistema, sin embargo hay autores que también incluyen medidas de riesgo. Siguiendo la nomenclatura presentada anteriormente, en esta formulación se incluye un conjunto de escenarios $s \in \Omega$. Así, la función objetivo 1 busca minimizar los costos operacionales de proveer la demanda en cada escenario $s \in \Omega$, en dónde estos están ponderados según su probabilidad de ocurrencia π^s en la función objetivo. Nótese que en esta representación no se exigen reservas mínimas $\underline{r}_h$, y que el problema es separado en 2 etapas, en donde las unidades generadoras lentas $g \in \mathcal{G}^{low}$ deciden su encendido y apagado en una primera etapa (u_{gh}), mientras que el resto de las unidades $g \in \mathcal{G}^f$ lo puede decidir para cada escenario en la segunda etapa (u_{gh}^s). Nótese que en esta formulación la incertidumbre está representada mediante los parámetros l_h^s (demanda), y $\{ \underline{p}_g^s, \bar{p}_g^s \}$ que representan la disponibilidad de utilizar la unidad generadora g en el escenario s .

$$\text{Min } \sum_s \pi^s \sum_{g,h} (u_{gh}^s x_g(p_{gh}^s) + \varsigma_{gh}(u_{g(h-1)}^s, u_{gh}^s)) \quad (1)$$

$$\sum_g p_{gh}^s = l_h^s, \quad \forall h, s \quad (2)$$

$$u_{gh}^s \underline{p}_g^s \leq p_{gh}^s \leq u_{gh}^s \bar{p}_g^s, \quad \forall g, h, s \quad (3)$$

$$u_{gh}^s = u_{gh}, \quad \forall g \notin \mathcal{G}^f, h, s \quad (4)$$

$$(u, p) \in \mathcal{F} \quad (5)$$

C. Pre-despacho (Unit Commitment) Estocástico con requerimiento de reservas

Así mismo, al programa de unit commitment estocástico se le pueden agregar requerimiento mínimos de reservas, para obtener soluciones más robustas o bien para

considerar incertidumbre que no está modelada en los escenarios. Este requerimiento se puede agregar para todos los escenarios ($\underline{r}_h^s > 0 \ \{ \forall h, s \}$) o bien para un sólo escenario (pronóstico, $s = 0$) de modo que $\underline{r}_h^s = 0 \ \{ \forall h, s > 0 \}$. Esto dependerá hasta qué punto los escenarios capturan la incertidumbre.

$$\text{Min } \sum_s \pi^s \sum_{g,h} (u_{gh}^s x_g(p_{gh}^s) + \varsigma_{gh}(u_{g(h-1)}^s, u_{gh}^s)) \quad (1)$$

$$\sum_g p_{gh}^s = l_h^s, \quad \forall h, s \quad (2)$$

$$\sum_g r_{gh}^s \geq \underline{r}_h^s, \quad \forall h, s \quad (3)$$

$$u_{gh}^s \underline{p}_g^s \leq p_{gh}^s \leq u_{gh}^s \bar{p}_g^s, \quad \forall g, h, s \quad (4)$$

$$p_{gh}^s + r_{gh}^s \leq u_{gh}^s \bar{p}_g^s, \quad \forall g, h, s \quad (5)$$

$$0 \leq r_{gh}^s \leq u_{gh}^s \bar{r}_g^s, \quad \forall g, h, s \quad (6)$$

$$u_{gh}^s = u_{gh}, \quad \forall g \notin \mathcal{G}^f, h, s \quad (7)$$

$$(u, p, r) \in \mathcal{F} \quad (8)$$

D. Despacho Económico

El programa de despacho económico se formula para una realización n de los parámetros con incertidumbre, de modo que el objetivo es minimizar los costos (C^n) de abastecer la demanda dadas las decisiones de encendido para las unidades lentas $\{u_{gh}, g \in \mathcal{G}^{low}\}$ como un parámetro al modelo (calculadas mediante el programa de pre-despacho). Así:

$$C^n = \text{Min } \{u_{gh}, g \in \mathcal{G}^f\} \sum_{g,h} (u_{gh} x_g(p_{gh}) + \varsigma_{gh}(u_{g(h-1)}, u_{gh})) \quad (1)$$

$$\sum_g p_{gh} = l_h, \quad \forall h \quad (2)$$

$$u_{gh} \underline{p}_g \leq p_{gh} \leq u_{gh} \bar{p}_g, \quad \forall g, h \quad (3)$$

$$(u, p) \in \tilde{\mathcal{F}} \quad (4)$$

4.2. Modelo Propuesto: Stochastic Unit Commitment (SUC)

En esta tesis se propone un modelo de unit commitment (pre-despacho). Este modelo se construyó basado en el estudio de la literatura existente al respecto (Ruiz et al., 2009, Papavasiliou & Oren, 2013), de donde se recoge la estructura principal del modelo de stochastic unit commitment, así como también la representación de una central de HPS (García-González et al., 2008, Suazo et al., 2014) y la existencia de modos de operación en las centrales de ciclo combinado (Alemany et al., 2013). Lo novedoso de esta representación está en la inclusión de reservas secundarias, para lo cual se exige su provisión por las unidades térmicas del sistema y las unidades de almacenamiento de energía. Para esto, se agregaron nuevas variables, y se simplificó el modelo en ciertos aspectos, de forma de hacer manejable su utilización. Sin embargo, se deja propuesto la inclusión de las líneas de transmisión (flujo DC), requerimientos de otras reservas operativas, así como también la interconexión con sistemas.

4.2.1. Nomenclatura

Sets

- G: Set de todas las unidades generadoras.
- G_s : Set de las unidades generadores de respuesta lenta.
- G_T : Set de todas las unidades generadoras térmicas.
- G_{solar} : Set de todos los generadores solares fotovoltaicos.
- G_{wind} : Set de todos los generadores eólicos.
- G_{GNL} : Set de los generadores en base a GNL.
- ES: Set de todas las unidades de almacenamiento de energía.
- Ω : Set de escenarios de error de pronóstico $\{s_1, \dots, s_S\}$.
- T: Periodos de tiempo $\{1, \dots, \bar{t}\}$.

Variables de Decisión:

- P_{gst} : Generación generador g, en escenario s, periodo t.

P_{est} : Generación de la unidad de almacenamiento de energía e , en escenario s , periodo t .

C_{est} : Consumo de la unidad de almacenamiento de energía e , en escenario s , periodo t .

ENS_{st} : Energía no suministrada en escenario s , periodo t .

u_{gst} : Encendido generador g , en escenario s , periodo t .

w_{gt} : Encendido generador lento g , periodo t .

r_{gt} : Reserva secundaria proveída por generador térmico g , periodo t .

r_{et} : Reserva secundaria proveída por de la unidad de almacenamiento de energía e , periodo t .

r_{est}^C : Reserva secundaria proveída por de la unidad de almacenamiento de energía e , escenario s , periodo t , en modo bombeo.

r_{est}^P : Reserva secundaria proveída por de la unidad de almacenamiento de energía e , escenario s , periodo t , en modo generación.

m_{est} : Modo de utilización (1: bombeo, 0: consumo) del almacenamiento de energía e , en escenario s , periodo t .

E_{est} : Energía almacenada de la unidad de almacenamiento de energía e , en escenario s , periodo t .

Parámetros:

P_g^+ : Potencia máxima generador g .

P_g^- : Potencia mínima generador g .

A_g : Autoconsumo generador g .

Cvc_g : Costo variable combustible generador g .

$Cvnc_g$: Costo variable no combustible generador g .

eff_e : Eficiencia de conversión del almacenamiento de energía e .

E_e^+ : Capacidad máxima del almacenamiento de energía e .

P_e^+ : Potencia máxima del almacenamiento de energía e .

π_s : Probabilidad de escenario s .

D_{st} : Demanda en escenario s , periodo t .

SG_{st} : Generación (MWh) por unidad de MW (DC) construido de un parque solar fotovoltaico, en escenario s , periodo t .

WG_{st} : Generación (MWh) por unidad de MW construido de parque eólico, en escenario s , periodo t .

R_t^{req} : Total de requerimiento de reserva secundaria en periodo t .

T^{res} : Tiempo en el cual deben estar activas las reservas secundarias (e.g. 10 minutos).

C^{ens} : Costo energía no suministrada.

4.2.2. Modelo

Primero se presenta la función objetivo a optimizar, luego las restricciones, y finalmente una explicación de todas estas.

$$(SUC): \text{Min} \sum_{s \in \Omega} \sum_{t \in T} \pi_s [ENS_{st} C^{ens} + \sum_{g \in G} ((Cvc_g + Cvnc_g) P_{gst} + \varsigma_{gt}(u_{gst}, u_{gs(t-1)}))] \quad (1)$$

sujeto a las siguientes restricciones:

$$\sum_{g \in G} P_{gst} + \sum_{e \in ES} (P_{est} - C_{est}) + ENS_{st} \geq D_{st} + \sum_{g \in G_T} A_g u_{gst} \quad s \in \Omega, t \in T \quad (2)$$

$$\sum_{g \in G_T} r_{gt} + \sum_{e \in ES} r_{et} \geq R_t^{req} \quad t \in T \quad (3)$$

Para $g \in G_T, s \in \Omega, t \in T$

$$P_{gst} \geq P_g^- u_{gst} \quad (4)$$

$$P_{gst} + r_{gt} \leq P_g^+ u_{gst} \quad (5)$$

$$r_{gt} \leq R_g^+ \cdot T^{res} \quad (6)$$

$$u_{gst} = w_{gt} \quad (7)$$

$$P_{gst} \leq P_g^+ SG_{st} \quad g \in G_{solar}, s \in \Omega, t \in T \quad (8)$$

$$P_{gst} \leq P_g^+ WG_{st} \quad g \in G_{wind}, s \in \Omega, t \in T \quad (9)$$

Para $e \in ES, s \in \Omega, t \in T$

$$r_{est}^C + r_{est}^P \geq r_{et} \quad (10)$$

$$P_{est} + r_{est}^P \leq P_e + m_{est} \quad (11)$$

$$C_{est} \leq P_e + (1 - m_{est}) \quad (12)$$

$$C_{est} \geq r_{est}^C \quad (13)$$

$$E_{est} = E_{es,t-1} - P_{est} + C_{est} \text{eff}_e \quad (14)$$

$$E_{es\bar{t}} = E_{es1} \quad e \in ES, s \in \Omega \quad (15)$$

$$(u_{gst}, P_{gst}, r_{gt}) \in \mathcal{F} \quad g \in G, s \in \Omega, t \in T \quad (16)$$

$$(r_{et}, P_{est}, C_{est}, E_{est}, m_{est}) \in \mathcal{M} \quad e \in ES, s \in \Omega, t \in T \quad (17)$$

La función objetivo es minimizar los costos de energía no suministrada (ENS_{st}) junto a los costos variables de las unidades despachadas en todos los escenarios $s \in \Omega$. Los costos son ponderados en la función objetivo de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia (π_s).

Las restricciones 2 y 3 corresponden al balance de energía entre la producción y demanda, y la provisión de reservas secundarias por las unidades generadoras. El requerimiento de reserva secundaria (R_t^{req}) depende de la cantidad instalada de energía renovable intermitente y demanda, para cada hora de la operación. Este requerimiento es calculado en forma probabilística determinística (De Vos et al., 2013) y luego entregado al modelo como un parámetro. El cálculo es presentado en el Capítulo 6. Así también, las restricciones 4 - 6 corresponden a la relación entre la potencia generada, las reservas secundarias, y la decisión de encendido para los generadores térmicos. Estas variables estarán limitadas por las capacidades máximas y mínimas de generación. La restricción 7 define el encendido para las unidades lentas, tales como las unidades a carbón y unidades de ciclo combinado, para las cuales se escoge una única decisión de encendido para todos los escenarios $s \in \Omega$. Las restricciones 8 y 9 proveen una cota superior de generación para las unidades solares y eólicas, lo que se traduce en un perfil diario de generación. Como estas restricciones están definidas como desigualdad, se permite el desperdicio de esta energía si es que el sistema no puede aceptarla.

Las restricciones 10 - 13 definen la cantidad de reservas secundarias otorgada por las unidades de almacenamiento de energía (r_{et}), así como las relaciones entre la generación de energía (P_{est}), el consumo de energía (C_{est}), los límites operacionales (P_e^+), y modo de uso del almacenamiento de energía (m_{est}). Nótese que en esta definición se permite que la central tenga la flexibilidad para generar o consumir energía (modo) para cada escenario de despacho económico, de modo que el único compromiso estará en la cantidad de reservas a proveer, que podrá ser proveído tanto en modo de generación o modo consumo. Las restricciones 14 y 15 aseguran un equilibrio entre la generación y consumo de energía, que estará determinado por la eficiencia de conversión del proceso. Así mismo se condiciona que el estado inicial de energía almacenada sea igual que el estado final. Por otro lado, con el fin de simplificar la representación, las restricciones 16 y 17 incluyen los tiempos mínimo de encendido y apagado de las unidades térmicas, las rampas máximas de subida y bajada, así como también los modos de operación contemplados para las centrales en base a GNL. Estas restricciones también definen la no-negatividad de las variables usadas en el modelo, así como también las condiciones de variable binaria para u_{gst} , w_{gt} , y m_{est} . Las decisiones obtenidas de este programa de unit commitment son las variables w_{gt} , r_{gt} , y r_{et} .

5. ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA INCLUSIÓN DEL HPS

5.1. Modelos de negocio

Una de las conclusiones a la que diversos estudios han llegado, es que la remuneración del almacenamiento de energía por sólo uno de los servicios otorgados (e.g. arbitraje de energía, regulación primaria, optimización del portafolio de generación, beneficios para la transmisión, entre otros) no logra hacer rentable su desarrollo (THINK, 2012). Los principales desafíos que se plantean son: 1) cómo poder agregar los múltiples servicios ofrecidos y 2) cómo maximizar estos ingresos. En el mercado chileno, el pago efectuado a generadores se realiza mayoritariamente por tres servicios: energía suministrada a la red (vía contratos y en conjunto con el mercado spot); pago por capacidad (de acuerdo al nivel de generación que una central pueda otorgar en el momento de demanda punta); y pago por servicios complementarios (reservas operativas). El pago por servicios complementarios se perfecciona con la entrada en vigencia del reglamento relacionado a estos (Decreto 130, diciembre-2011.). Sin embargo su aplicación ha tenido un gran demora, lo cual aún entrega incertidumbre acerca de su remuneración y cálculo. Este caso es aún más crítico para una central de almacenamiento de energía eléctrica, dado que esta tecnología no es nombrada en la ley eléctrica chilena. Así mismo, se deja a criterio del operador un estudio de costos sobre las instalaciones requeridas para el control de frecuencia. La única experiencia con respecto a la remuneración de servicios complementarios para tecnologías de almacenamiento de energía existe para los sistemas de baterías de litio (BEES). Estos sistemas fueron construidos por la empresa AES Gener, y tienen como función reemplazar la reserva basal provista por sus centrales a carbón. Ante esto el Panel de Expertos tuvo que resolver las discrepancias surgidas en cuanto a su remuneración el año 2009, definiendo así un esquema que permite a las empresas recuperar la inversión realizada en estos sistemas de baterías. Sin embargo, su remuneración queda sujeta a que reemplaza parte de la reserva basal de las unidades a carbón. Si es que un desarrollador quisiera instalar un sistema de baterías en forma

independiente, este sería remunerado de acuerdo al estudio de costos del operador, sin certeza alguna de recuperar su inversión, dado que en la ley eléctrica queda a disposición del CDEC ordenar la instalación de equipamiento adicional para estos fines.

La inclusión de centrales de HPS podría ocurrir en diversas formas. Algunos ejemplos son: proyecto independiente de pumped-storage que ofrezca servicios al sistema; proyecto conjunto de pumped-storage y otra fuente de energía (generador virtual); construcción y operación de pumped-storage por el operador del sistema (ISO); uso del pumped storage por parte de los consumidores para ajustar energía adquirida a su perfil de consumo. En cuanto a la opción de construir esta central por parte del operador (ISO), esta se descarta ya que en Chile se ha buscado permanentemente una mayor independencia de este organismo, lo que estaría en contra de esta propuesta, y que además generaría incentivos a que el CDEC (ISO) operara la central para beneficio propio.

En esta tesis se enfocará el análisis en los siguientes dos modelos:

A. Venta de servicios complementarios y arbitraje de energía en mercado spot.

Se plantea la posibilidad del ingreso de esta central al mercado spot para adquirir energía. Se reciben ingresos por comprar y vender energía en el mercado spot (arbitraje energía), ofrecer reserva en giro al sistema, y un pago por capacidad (potencia).

B. Venta de energía y potencia mediante contratos. Se plantea una operación conjunta con una planta generadora solar fotovoltaica. El modelo comercial podría adquirir dos formas: 1) Incluir el concepto de generador virtual para que estas centrales cumplan con el contrato establecido, 2) Establecer un contrato para la venta de energía por parte del desarrollador solar al desarrollador de HPS, y que luego este último establezca un contrato para la venta de energía y potencia con un algún consumidor. En ambos casos, el excedente (o déficit) de energía generada sobre (o bajo) el contrato establecido es remunerado (o cobrado) según el mercado spot. Esto permite desarrollar y financiar proyectos debido a la mayor certeza en los ingresos.

De acuerdo a estos dos modelos de negocio propuestos, se estudian y proponen 3 esquemas de operación, que serán evaluados a través de simulaciones, cuya metodología es explicada en el capítulo 6, y cuyos resultados son discutidos en el Capítulo 7.

1. **Esquema Operación A.1:** La central es operada por el operador del sistema (CDEC), entregando flexibilidad y optimizando la operación del sistema (búsqueda del beneficio social).
2. **Esquema Operación B.1:** El despacho físico de la central se hace de acuerdo a un perfil de generación constante, en el cual la energía solar es siempre despachada (costo marginal 0) y la central de HPS se utiliza para asegurar que el generador virtual (HPS + Solar) entregue una potencia constante al sistema.
3. **Esquema Operación B.2:** La energía solar es siempre despachada (costo marginal 0). En cuanto a la operación del HPS, se reconoce su condición de consumidor como también la de generador. La coordinación entre la central de HPS y el operador del sistema (ISO) se podrá regir según dos señales:
 - a. Central de HPS decide en qué horarios consumirá energía y cuánta energía (e.g. 7:00-18:00 hrs, 1000MWh). Este consumo es optimizado por el operador del sistema teniendo en cuenta la existencia de un generador virtual o bien la existencia de un contrato de venta de energía desde el desarrollador solar al desarrollador de HPS.
 - b. HPS envía disponibilidad de horarios para generación y cantidad de energía disponible al ISO (e.g. 18:00-7:00 hrs, 800MWh). La energía es valorizada según el consumo de energía de la central a precio del mercado spot.

Lo interesante de esta última proposición de operación económica es que se requerirían menores ajustes regulatorios, ya que se acepta la condición de consumidor de energía, así como también la de generador. El mayor esfuerzo vendría desde la coordinación del CDEC con el desarrollador del proyecto de HPS, para su correcta programación y despacho, y posibilitar la utilización del bombeo en la regulación del perfil solar

intermitente. Sin embargo, el desarrollador podría generar un perfil neto de generación (solar + HPS) no constante, y tener que acceder así al mercado spot. Esto último no es necesariamente negativo, ya que podría significar ganancias adicionales dado que la ubicación de la energía almacenada será en los momentos de mayor necesidad (lo que debería estar asociado a un mayor costo marginal).

5.2. Arbitraje de energía

El arbitraje de energía se produce cuando se compra energía a un precio menor del cual se vende en períodos posteriores. Sin embargo, para que el arbitraje de energía signifique alguna utilidad, se debe descontar la energía perdida producto de la eficiencia de conversión del proceso involucrado. De esta forma, si una planta tuviese una eficiencia de un 80%, entonces por cada unidad de energía consumida, podría luego generar 0,8 unidades. Si el precio de compra fuese igual a C , y el precio de venta es V , este último debería ser al menos 1,25 veces C .

$$1 \cdot C = 0,8 \cdot V \rightarrow V = \frac{C}{0,8} = 1,25 \cdot C \quad (5.1)$$

Una situación atractiva para el arbitraje dependerá de la diferencia entre los precios spot del mercado, lo cual obedece al combustible usado (y su precio) para generar una unidad adicional de energía en cada hora del día. A su vez, el combustible usado dependerá de la capacidad del parque generador en relación a la demanda a abastecer, y de la diferencia entre la generación máxima y mínima, lo que debería significar una mayor o menor cantidad de unidades para cubrir la demanda punta. Los sistemas tienen curvas de demanda dependiente de situaciones geográficas particulares, así como también del tipo de consumidores asociados (e.g. residenciales o industriales) (ver figura 5-1).

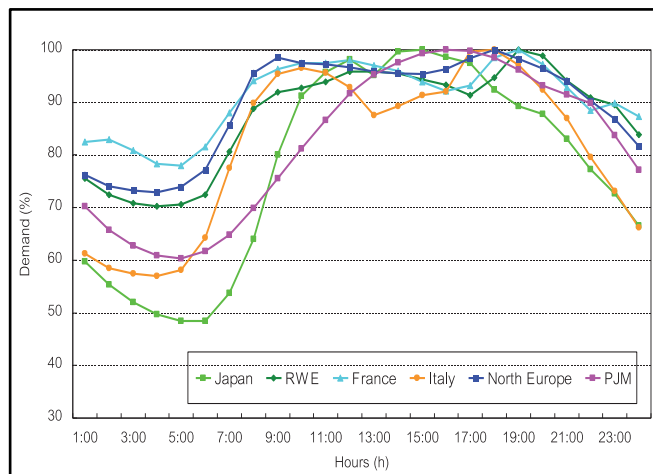


Figura 5-1: Comparación de curvas de demanda.
Fuente: International Electrotechnical Commission IEC (2011).

La utilización de combustibles más caros (unidades punta) dependerá tanto de la curva de demanda como de la capacidad en generación base disponible. La demanda neta que los generadores convencionales abastecen puede sufrir cambios relevantes ante una mayor inclusión de generación renovable intermitente. Una mayor inclusión de energía solar fotovoltaica reduce la cantidad de demanda a ser abastecida por las unidades convencionales en los períodos de mayor radiación. Esto afectará la utilización de las centrales. Otras situaciones de arbitraje pueden darse ante efectos estacionales, en el desplazamiento de volúmenes de energía en periodos mensuales, o bien en situaciones de mantenimiento de centrales, que podría resultar en el desplazamiento de energía en periodos semanales. Sin embargo una de las mayores preocupaciones es que el arbitraje puede alterar el precio del mercado spot, pudiendo así desaparecer la diferencia de precios (y la utilidad del arbitraje).

5.3. Costo nivelizado (LCOE)

El costo nivelizado de la energía se define como el precio al cual una unidad de energía debe ser vendida con el fin de recuperar todos los costos asociados a su producción, incluidos los de inversión y mantenimiento. Es de interés calcular el costo nivelizado de la energía suministrada por una unidad de HPS, para así entender qué tan competitiva

puede ser esta tecnología en el mercado eléctrico. Sin embargo, el cálculo dependerá del modelo de negocio evaluado.

Primero se calcula este costo de acuerdo al modelo de negocio **A**). Sin embargo, para efectos de los cálculos presentados se omiten los ingresos por venta de servicios complementarios. Luego, asumiendo un precio de compra de energía a 40 US\$/MWh (costo marginal de la generación carbón según un precio de US\$85/ton), y la eficiencia de una central de HPS fuese de un 80%, esta planta debería vender energía al menos a 50 US\$/MWh sólo para cubrir las pérdidas del proceso. Adicionalmente, se requerirá un margen suficiente como para financiar los costos de inversión de la central. Este se calcula de acuerdo a la anualidad resultante de la inversión.

$$\text{Anualidad Inversión} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{MW} - \text{año}} \right) = \frac{\text{Inversión (US\$/MW)} * t}{(1 - (1 + t)^{-\text{Años operación}})} \quad (5.2)$$

En donde t = Tasa descuento del capital. Luego,

Margen Necesario (US\$/MWh)

$$= \frac{\text{Anualidad Inversión} + \text{Costos Mantenimiento}}{\text{Horas año} \cdot \text{Factor Planta}} + \text{Costos Variables} \quad (5.3)$$

Si se consideran costos de inversión de 2000 US\$/kW, costos de mantenimiento por US\$18/kW-año, una tasa de descuento (WACC) de un 10%, y una vida útil de 25 años, se puede calcular el margen necesario. Estos parámetros son los comúnmente utilizados en la evaluación de proyectos eléctricos en Chile. En la tabla 5-1 se muestra el margen necesario por cada MWh transado, según el factor de planta (uso de la central de HPS). El factor de planta teórico máximo es de un 50%, que se lograría con una eficiencia de un 100% y utilizando la mitad del día para bombear agua y la otra mitad del día generando energía.

Tabla 5-1: Margen necesario del arbitraje sin considerar pago por capacidad.

Factor de Planta	Margen Necesario (US\$/MWh)
0,5	54.41
0,4	68.02
0,3	90.69
0,2	136.04
0,1	272.07

Fuente: Elaboración propia.

En un caso extremo (i.e. factor de planta 0,5), para esta central sería atractivo vender energía a $US\$ 50 + 54,41 = US\$104,41/\text{MWh}$. En un caso intermedio (factor de planta 0,3), este precio sería de $US\$140,69/\text{MWh}$. Nótese que existe una relación exponencial entre el factor de planta y el margen necesario de venta. Un ejemplo de esto es ver la diferencia de margen necesario desde un factor de planta de 0,3 a 0,2 ($US\$45,35/\text{MWh}$) con respecto a la diferencia desde un factor de planta 0,2 a 0,1 ($US\$136,03/\text{MWh}$). Dado que el factor de planta de esta tecnología es relativamente bajo, este influirá de gran manera en el costo nivelizado de esta tecnología.

Luego, si se considera un pago por potencia de $US\$90/\text{kWh}$, pagado sobre un 90% de la capacidad (se asume que la central estará generando en los horario peak) el margen necesario disminuye considerablemente. Ver tabla 5-2.

Tabla 5-2: Margen Necesario en Arbitraje considerando pago por capacidad.

Factor de Planta	Margen Necesario (US\$/MWh)
0,5	35.92
0,4	44.90
0,3	59.87
0,2	89.80
0,1	179.61

Fuente: Elaboración propia.

En este caso, el precio de venta necesario para el caso de una utilización máxima (i.e. factor de planta 0,5) sería de $\text{US\$}50 + 35,92 = \text{US\$}85,92/\text{MWh}$. Por otro lado, para un factor de planta de 0,3, este precio sería de $\text{US\$}109,87/\text{MWh}$. Es importante notar que este precio es mayor que el de una tecnología en base a carbón y cercano al de una tecnología de ciclo combinado. Sin embargo, en una despacho económico esta tecnología desplazaría al diesel y a las turbinas de gas que operan en ciclo abierto y ciclo combinado, dado que su costo variable sería de $\text{US\$}50/\text{MWh}$. Esto es indicativo que si este tipo de tecnología es operado junto con unidades a carbón, estas funcionan mejor que las unidades de ciclo combinado (y las otras tecnologías existentes) para cubrir la demanda punta. Sin embargo, esto dependerá de la disponibilidad de la generación a carbón en el sistema.

Los principales riesgos del arbitraje de energía estarán dados por los precios de los combustibles, el desarrollo de centrales de punta más económicas, así como también de centrales base más económicas que pudiesen eliminar las diferencias de precios, y por último ante una competencia entre distintos medios de almacenamiento de energía, lo cual podría eliminar completamente las oportunidades de arbitraje por precios. Por estas razones, es que es clave que este tipo de centrales permitan entregar y recibir ingresos por otros beneficios entregados a la red, tal como lo es la provisión de reservas operativas.

Por otro lado, para analizar el modelo de negocio **B**), en que se plantea la operación conjunta del HPS con una central de energía renovable intermitente, una primera aproximación es calcular el precio de compra como el costo levelizado de la tecnología de generación renovable. Si se considerara un acople con una tecnología de generación solar fotovoltaica, el costo levelizado de esta tecnología podrá variar entre $\text{US\$}101,4/\text{MWh}$ y $\text{US\$}200,9/\text{MWh}$ (U.S. Energy Information Administration, 2014). Si se aceptara el valor mínimo ($\text{US\$}101,4/\text{MWh}$) luego el costo de venta mínimo para cubrir las pérdidas del HPS sería de $\text{US\$}126,75/\text{MWh}$, considerando un 80% de eficiencia del ciclo de conversión. Luego se debe agregar el costo de inversión de la central de HPS, que en el caso de operar con un factor de planta igual a 0,3, entregaría

un costo total de $\text{US\$}126,75 + 59,87 = \text{US\$}186,62/\text{MWh}$ (esto es considerando que también se recibe un pago por el 90% de la capacidad). Luego el precio de venta por contrato de la operación de esta central renovable y la central de almacenamiento será un valor intermedio entre $\text{US\$}101,4/\text{MWh}$ (valor de la energía suministrada por la central renovable) y $\text{US\$}186,62/\text{MWh}$ (valor de la energía suministrada cuando por el HPS).

Para poder calcular el valor exacto, es necesario calcular la utilización total y dimensionamiento de la central de HPS con respecto de la central renovable. Si se decidiese generar un perfil constante, para el caso de una operación conjunta de central fotovoltaica y HPS, entonces el cálculo sería el siguiente:

1. Calcular generación de una planta solar fotovoltaica de 1MW. Esto es calculado mediante los datos de radiación solar y asumiendo un factor de planta de un 30% de la central solar fotovoltaica (Generación AC / Capacidad DC). Así, se obtiene una curva de generación en MWh (AC) para una central de 1MW (DC), como la mostrada en la figura a continuación:



Figura 5-2: Generación solar promedio de una planta solar fotovoltaica.

Se asume tecnología de seguimiento en 1 eje.

Fuente: Elaboración propia. Datos: ver Anexo 1.

2. Calcular el nivel generación constante, tal que la energía consumida por una central de HPS en los periodos de mayor radiación permita luego respaldar a la central fotovoltaica pero contabilizando las pérdidas del proceso (se asume

eficiencia de un 80%). Para realizar esto, se debe iterar, de modo que la energía consumida (menos su 20%) sea igual a la energía generada. Para los datos mostrados de la figura 5-2, se podría realizar una generación constante de 0,27MWh, necesitando una central de HPS de 0,44 MW de capacidad máxima de bombeo, que operaría con un factor de planta de un 30,18%. La operación de esta central sería de acuerdo a lo presentado en la figura 5-3. Así también, se obtendrá un perfil de generación constante, como es mostrado en la figura 5-4.

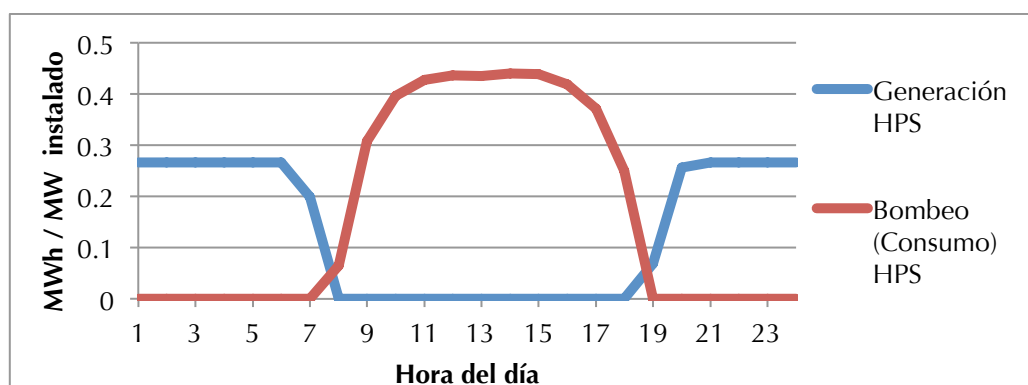


Figura 5-3: Operación de la central de HPS (eficiencia 80%) para mantener un perfil constante. Fuente: Elaboración propia.

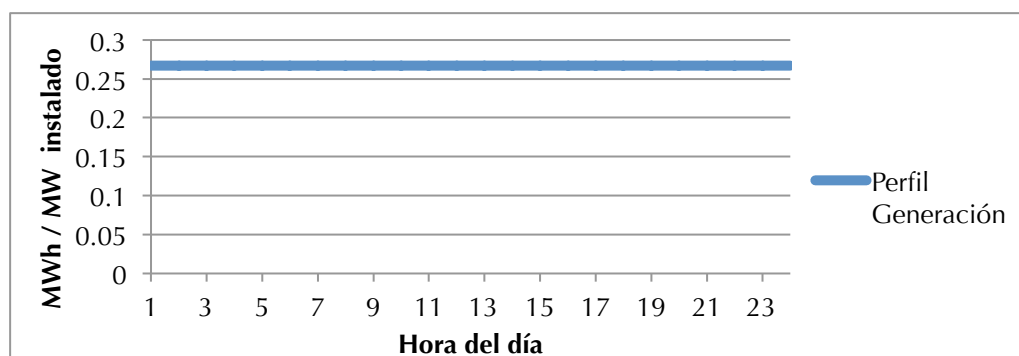


Figura 5-4: Perfil constante de generación del generador virtual HPS + solar-FV. Fuente: Elaboración propia.

3. Calcular el costo nivelizado de la energía entregada. Se utiliza para este cálculo la suma de los costos de inversión de la central solar y de HPS, descontados a

una tasa de descuento del capital (WACC) del 10%, vida útil de 30 años, y factor de planta de 26,67% (perfil constante de generación).

Costo Levelizado (US\$/MWh)

$$= \frac{\text{Anualidad Inversión} + \text{Costos Mantenimiento}}{\text{Horas año} \cdot \text{Factor Planta}} + \text{Costos Variable} \quad (5.4)$$

Como fue calculado anteriormente, para una central de 1MW solar se necesitará 0,44 MW de HPS. Si se considera costos de inversión de US\$2000/kW para la generación solar y costos de inversión de US\$2000/kW para la central de HPS, luego la inversión total será de US\$2880/kW. Además, si se suman los costos de mantención de US\$18/kW-año para la central de HPS y de US\$25/kW-año para la central solar, se tienen costos totales de mantención de US\$32,92/kW-año. Considerando los costos anteriores, y costos variables de operación nulos, el costo levelizado (LCOE) para un suministro constante de energía sería de US\$150,29/MWh. Si se considera un pago por potencia por un 40% de la capacidad (90% de la capacidad máxima del HPS) calculado a US\$90/kW-año, este costo baja a \$134,84/MWh.²

El riesgo más importante en este modelo de negocio viene de la incertidumbre en el tratamiento regulatorio para este tipo de central, es decir de cómo se efectuará el despacho económico de estas unidades. Dados los resultados preliminares según el cálculo del LCOE, se hace necesario definir un esquema regulatorio que permita asegurar los ingresos, ya que la operación conjunta podría ser atractiva para el desarrollador si es que existe algún esquema de generador virtual. Sin embargo, el desarrollo de este tipo de centrales es competitivo en el mercado sólo si es que los costos

² Los costos de inversión y mantenimiento considerados para la generación solar fotovoltaicas entregan un LCOE de US\$98,9/MWh al utilizar un factor de planta de 0,3 y tasa de descuento (WACC) del 10%.

de inversión asociados disminuyen. La tecnología de HPS difícilmente va a disminuir sus costos, dada la madurez existente al respecto. En un escenario optimista, ante la existencia de condiciones naturales favorables, estos podrían ser cercanos a US\$1500/kW. Por otro lado, en cuanto a la generación solar fotovoltaica, esta aún puede disminuir sus costos de inversión. Para obtener un costo levelizado competitivo de US\$101/MWh del generador HPS + solar se necesitaría una combinación de US\$1500/kW para la central de HPS y US\$1500/kW para la generación solar fotovoltaica. Luego, es claro que para hacer el desarrollo de esta tecnología competitivo, se necesita recoger ingresos adicionales por otros servicios otorgados a la red, tales como las reservas operativas y la mejor utilización de los combustibles del sistema. Como análisis preliminar, queda pendiente evaluar si es que los beneficios operacionales son lo suficiente como para ser necesario el desarrollo de esta tecnología en el sistema, considerando los costos de inversión involucrados. Esto es discutido en los Capítulos 7 y 8.

5.4. Cálculo del costo marginal

La inclusión de una central de HPS genera interrogantes interesantes en cuanto a cómo ésta podría impactar el costo marginal del sistema. En sistemas que operan con mercados de bolsa de energía, las unidades de HPS buscan maximizar sus ingresos al ofertar y comprar bloques de energía. Sin embargo, en el contexto chileno, el precio marginal de la energía vendrá dado según la operación óptima programada por el despachador, y calculado en base a costos variables auditados. La definición de costo marginal se entiende como la próxima unidad de energía más económica que puede ser inyectada al sistema, sin contabilizar las reservas operativas adicionales ni las unidades encendidas con su mínimo de operación.

El cálculo del costo marginal se hace difícil de predecir dado que en ciertas tecnologías el costo variable dependerá del uso (y a veces la declaración) del precio del combustible. Un ejemplo de esto es lo que ha sucedido con la declaración de costo variable igual a 0 por generadores en base a gas natural (GNL), producto de la existencia de contratos

Take or Pay. Un costo variable igual a 0 arrastra el costo marginal del sistema hacia abajo, pudiendo eliminar incluso toda posibilidad de arbitraje, como también reducir (o incluso eliminar) los ingresos de los generadores que venden en el mercado spot, como generadores PMGD o ERNC. Así mismo, este es un tema poco estudiado para su modelación matemática en el despacho económico. La complejidad en el uso del gas nace por un lado de la existencia de los contratos Take or Pay, pero también de la posibilidad de almacenar este gas, o bien pagar multas (o revender el gas) por su no utilización. Al presente, el tratamiento que se le da a este problema es mucho más sencillo que la complejidad que supone, en el cual las centrales de gas natural informan disponibilidad diaria de gas (en MWh), en algunos casos a un costo variable igual a 0. El costo variable igual a 0 permite a las centrales eliminar el riesgo asociado a no ser despachadas, teniendo que acceder al mercado spot de energía para hacer cumplir sus contratos con terceros. Así mismo, si no utilizan el gas, también supone un costo debido a la pérdida de este o bien al pago de multas. Un problema similar existe ante la presencia de centrales hidroeléctricas, en la cual su insumo es el agua, y esta por su condición de insumo tiene un costo variable nulo (proviene de fuentes naturales), no así su condición comercial. Un hidrología húmeda puede reducir los precios del mercado spot en forma considerable, así como una hidrología seca los aumenta (el agua se considera un recurso más estratégico). En el despacho de centrales hidroeléctricas es además normal que no se utilice toda su capacidad, dada la energía limitada que existe en el embalse.

La operación de una central de HPS supone bombear agua en horarios valle, utilizando energía del sistema eléctrico (que es generada por otras centrales), y luego utilizar esta agua para generar energía en los horarios punta. Para los esquemas de operación propuestos (A.1, B.1 y B.2), dado que la central consume energía en diferentes periodos de tiempo, el agua almacenada (o energía almacenada) tendrá un costo que variará de acuerdo al precio de la energía con que se ha bombeado. Si es que la planta bombea energía durante periodos en que la energía es más económica, por ejemplo a US\$40/MWh, luego cuando la central de HPS genere energía, el valor de esa energía estará asociado al precio de US\$40/MWh. Si la planta bombease agua a costos más

altos, como US\$100/MWh, entonces el costo marginal de esa agua será mayor. La metodología utilizada consta de tres pasos:

- 1) Calcular el costo marginal del sistema en los periodos en que la central de HPS consume energía. Para esto se considera la próxima unidad de energía más económica disponible en las unidades generadoras.
- 2) Valorizar el agua almacenada por la unidad de HPS. Con esto se calcula el costo variable de la unidad de HPS. Para realizar el cálculo, se define:

$$\text{Costo de la energía almacenada(\$)} = \sum_{t=1}^{24} \text{Bombeo}_t * \text{Cmg}_t \quad (5.5)$$

$$\text{Energía almacenada por el HPS (MWh)} = \sum_{t=1}^{24} \text{Bombeo}_t * \text{eficiencia (80\%)} \quad (5.6)$$

$$\begin{aligned} \text{Costo Variable del HPS (\$/MWh)} = \\ (\sum_{t=1}^{24} \text{Bombeo}_t * \text{Cmg}_t) / (\sum_{t=1}^{24} \text{Bombeo}_t * \text{eficiencia (80\%)}) \end{aligned} \quad (5.7)$$

Mediante las ecuaciones 5.5, 5.6 y 5.7 se obtiene el costo variable de la generación para una central de HPS en US\$/MWh.

- 3) Calcular el costo marginal en los periodos en que la central de HPS está generando energía. Para esto se considera la próxima unidad de energía más económica disponible en las unidades generadoras pero sujeto a una cota mínima que será el valor de la energía generada por el HPS.

6. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ECONÓMICA

6.1. Introducción

El objetivo perseguido en este estudio es evaluar el impacto en la operación económica de la inclusión de una central de HPS y generación renovable intermitente. Las simulaciones ayudan a representar el despacho económico tal como si el despachador (i.e. operador del sistema) estuviera manejando el sistema. Sin embargo, para poder realizar esto en la forma más fidedigna y rigurosa posible, se tendría que simular de acuerdo a las condiciones anuales (e.g. disponibilidad de agua en los sistemas hidrotérmicos, disponibilidad del gas natural, entre otros), y teniendo en cuenta las reglas de planificación del operador, es decir el pre-despacho, que puede ser a 1 día hasta 1 semana, (y que además se va ajustando en forma dinámica según los modelos de predicción y contingencias). Así mismo también está la existencia de planes de mantenimiento, y la existencia de incertidumbre como los posibles escenarios de demanda, generación intermitente, y contingencias (fallas) dentro del sistema. Esta incertidumbre es prevista según la capacidad de predicción del operador. Todo esto resulta en un problema muy complejo de analizar y resolver, sumado a la falta de información necesaria.

6.2. Revisión Bibliográfica

Existen diferentes metodologías propuestas en la literatura para evaluar la operación económica de un sistema eléctrico en un contexto anual. Uno de los enfoques utilizados es escoger un set de días representativos (Hart et al., 2011, Papavasiliou et al., 2013). Así, Hart et al. (2011) definen la elección de 20 días en forma aleatoria, y 8 días que contengan las desviaciones máximas de la demanda y generación intermitente, mientras que Papavasiliou et al. (2013) escogen 8 días representativos. Estos días representan los días de semana y fines de semana para cada estación (2x4). Luego, para cada uno de

estos días representativos se realizan cientos de simulaciones del despacho económico. Papavasiliou et al. (2013) realizan 1000 simulaciones para cada día representativo, realizando así en total 8000 despachos. Es importante notar que al realizar los programas de pre-despacho y despacho económico en forma independiente para los días representativos, no se toman en cuenta las condiciones iniciales y finales del sistema (acople entre los días), y además se asume que el despacho de cada escenario de simulación enfrenta el mismo nivel de incertidumbre en cada día representativo. Esto presenta limitaciones para la representación de la operación real del sistema eléctrico.

Por otro lado, otros autores realizan una simulación anual completa, en donde los resultados del unit commitment y despacho de un periodo afectan al del siguiente periodo (rolling horizon basis). Suazo et al. (2014) consideran 36 segmentos representativos de un año, de 72 horas cada uno, para evaluar lo que sería la operación de un año. Estos segmentos incluyen planes de mantenimiento y perfiles de generación solar y eólica. Para cada segmento se realiza un pre-despacho estocástico que recoge las condiciones finales del segmento anterior. Aquí la mayor restricción está en la capacidad acotada de simular el sistema más de una sola vez, ya que Ruiz & Philbrick & Sauer (2009) sólo logran simular 10 veces el sistema para un periodo de 11 meses. Así también, Sioshansi & Short (2009) realizan la simulación para 165 días (Enero-Octubre), en donde el programa de unit commitment (pre-despacho) tiene una resolución de 1 hora, mientras que el de despacho económico está en resolución de 15 min. Otros autores simulan un año completo (Tuohy & Meibom & Denny & O'Malley, 2009), usando un programa de unit commitment para 36 horas (1 día y medio) con resolución de 3 horas, tomando 8 días en resolver el modelo completo.

Cabe destacar que la mayoría de las publicaciones realiza el cálculo de los costos operacionales desde la misma función objetivo del programa de pre-despacho, lo que conlleva a que los resultados no son necesariamente representativos de la operación real (Ruiz et al., 2009). Sin embargo si se utiliza un programa de unit commitment estocástico, esto es equivalente a calcular el costo operacional ponderando el costo del despacho para cada uno de los escenarios considerados en este programa. Ruiz et al. (2009) comparan los resultados de distintos modelos de pre-despacho, pero calculando

los costos operacionales mediante una simulación de Monte Carlo en el despacho económico.

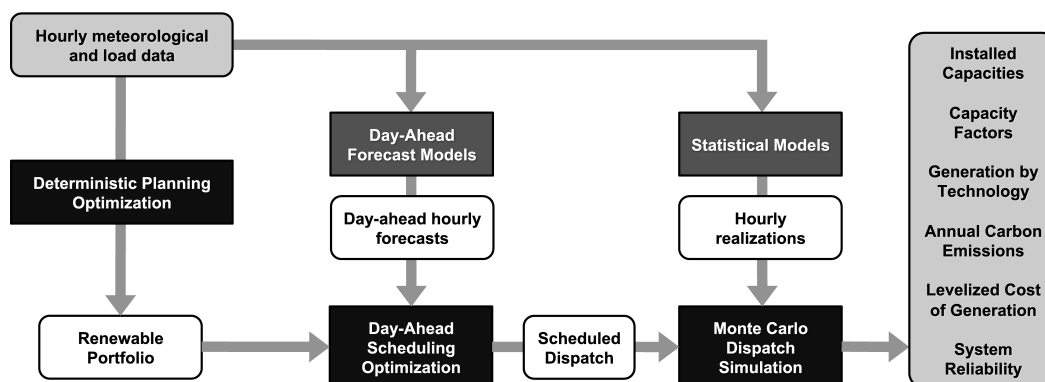


Figura 6-1: Esquema de simulación utilizado por Hart y Jacobson.

Fuente: Hart, E. K., & Jacobson, M. Z. (2011).

6.3. Metodología Propuesta

Luego de revisados estos enfoques se decide seguir un enfoque similar a lo propuesto por Hart et al. (2011). Primero se seleccionan días representativos a través de los datos históricos de demanda y generación intermitente. Luego se ejecuta un programa de pre-despacho en cada uno de estos días (en forma independiente) considerando las reservas operacionales necesarias. Finalmente se realiza una simulación de Monte Carlo de 1000 escenarios para el despacho económico de cada uno de los días representativos, simulando en total 6000 días. La diferencia de este enfoque al de Hart et al. (2010) es que los días son seleccionados en forma distinta, y los modelos de autorregresión son distintos para el caso de la generación solar y eólica. De igual forma, los escenarios de Monte Carlo corresponden a los posibles errores de pronóstico de la demanda y generación intermitente con respecto al pronóstico usado en el pre-despacho.

La figura 6-2 muestra el primer paso de la metodología. A través de los datos históricos se seleccionan días representativos, usando técnicas de clustering. Luego de seleccionados estos días, es necesario generar los posibles errores de pronóstico, para la

cual se ocupan modelos de autorregresión.

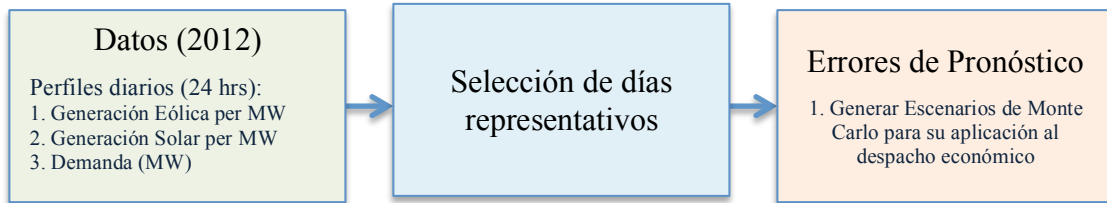


Figura 6-2: Esquema de selección de días representativos y errores de pronóstico.
Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, la simulación para cada día representativo se realiza de acuerdo a la figura 6-3. Primero se ejecuta un programa de pre-despacho estocástico (stochastic unit commitment) basado en 10 posibles errores de pronóstico. Mediante este programa se decide el encendido y apagado de unidades lentas, así como también la provisión de reservas operativas por las unidades generadoras. Luego se ejecuta un programa de despacho económico para 1000 escenarios de Monte Carlo, corridos en forma independiente. De aquí se obtienen los costos operacionales, el arbitraje de energía de la unidad de HPS, la ubicación de reservas operacionales, los factores de planta de generadores existentes, entre otros.

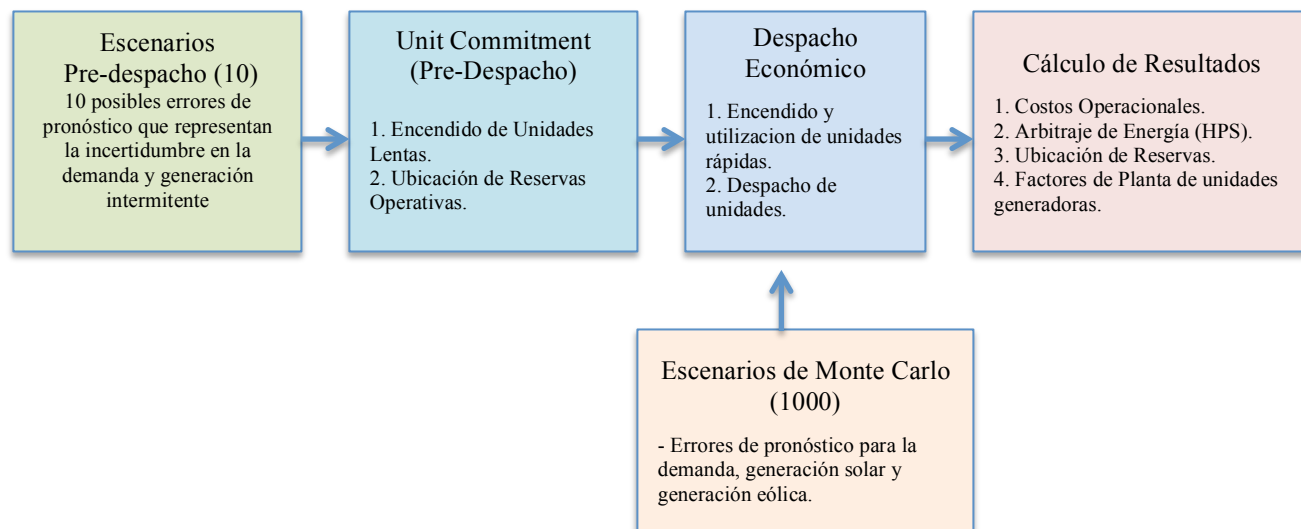


Figura 6-3: Esquema de simulación.

Fuente: Elaboración propia.

6.4. Selección de días representativos

En un principio se partió utilizando un enfoque empírico. La elección de los días representativos se realizó mediante el análisis de la curva de radiación solar anual. Sin embargo, este enfoque fue descartado debido a que los pronósticos tenían baja correlación con los datos representados. El enfoque consistió en tomar 6 días representativos en base a los datos históricos del año 2012 (Ver Figura 6-4). Estos 6 días se escogieron como el promedio horario de la demanda, generación eólica y generación solar por cada dos meses del año 2012 (e.g. Enero-Febrero).

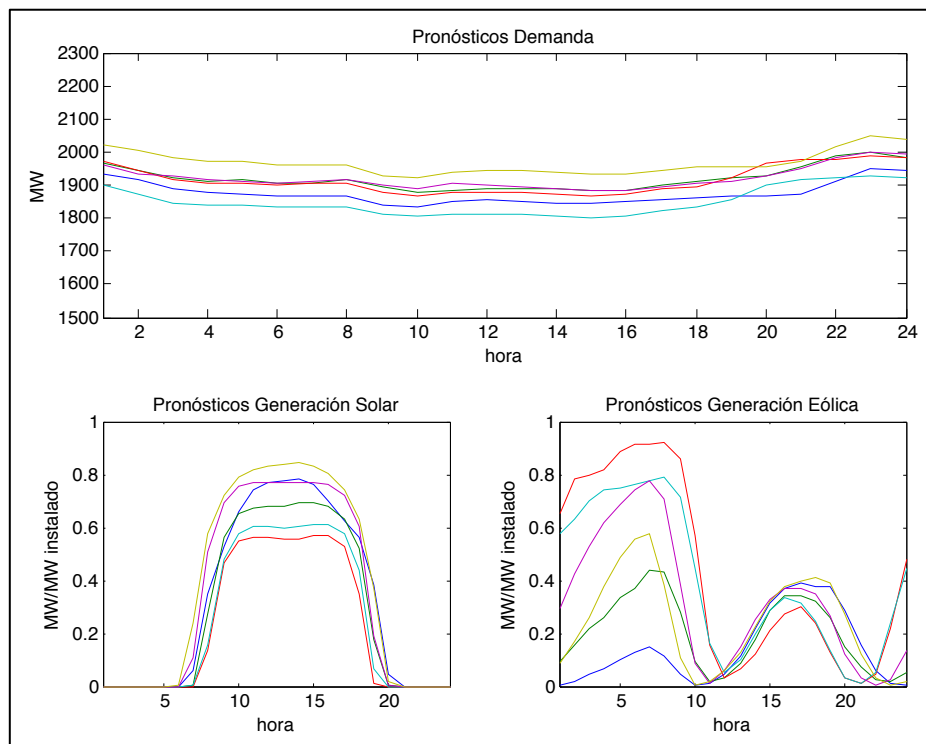


Figura 6-4: Pronósticos para los 6 días representativos usando cada par de meses como referencia. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, como puede observarse en los gráficos de la figura 6-5, los datos presentan una alta varianza en torno al pronóstico (centroide de los datos), lo cual luego dificulta la generación de errores de pronóstico, ya que si se tomasen los datos como referencia, las reservas de seguimiento estarían sobreestimadas (significando que el operador tiene una muy mala capacidad de pronosticar el fenómeno climático). Para este caso, la probabilidad de cada pronóstico es fija e igual a $61 \text{ días} / 366 \text{ días} = 0,1667$.

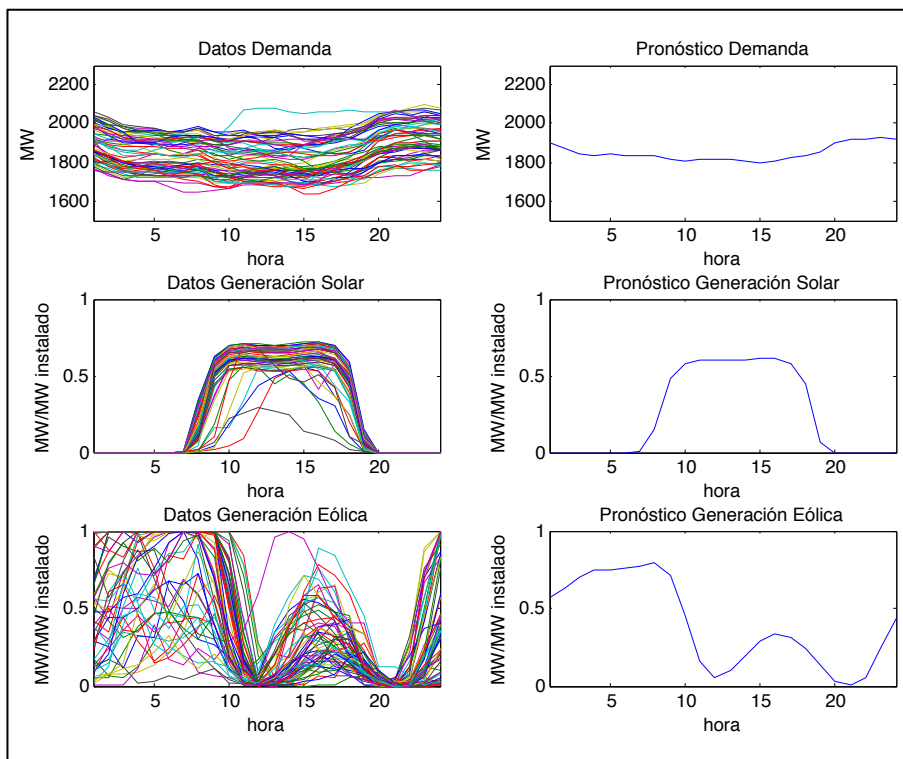


Figura 6-5: Gráfico de los pronósticos para el día representativo N°4 (Agosto-Julio) y los datos asociados a este pronóstico (61 días). Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta estos resultados preliminares, se decidió utilizar técnicas de clustering para encontrar los perfiles más representativos de la demanda y generación intermitente.

6.4.1. Técnicas de Clustering

El proceso de clustering (o clusterización) es una técnica utilizada para el análisis estadístico de datos, usado en diversas áreas tales como el reconocimiento de imágenes, reconocimiento de patrones, entre otros. El proceso de clustering consiste en agrupar objetos similares en grupos, o dividir el conjunto de datos en subconjuntos más pequeños de modo que los datos en cada subconjunto son definidos según una medida de distancia (Madhulatha, 2012). La clasificación de los métodos de clustering se dividen, de acuerdo a Madhulatha, en jerárquicos (hierarchical) o divisorios (partitional).

A su vez, los algoritmos jerárquicos pueden ser aglomerativos o divisivos. Los algoritmos aglomerativos empiezan con cada elemento como un clúster separado, que luego los combina sucesivamente para crear clústeres de mayor tamaño. En cambio, los algoritmos divisivos empiezan con un set completo y proceden a dividirlo sucesivamente en clústeres de menor tamaño. Finalmente, los algoritmos divisorios (partitional) parten con un número inicial de clústeres (definido por el usuario), y en forma iterativa reubican los objetos dentro de los grupos hasta que la convergencia es lograda. Los algoritmos más conocidos de este tipo son k-means y k-medoids.

También existen otros métodos de clustering, en los cuales los clústeres son definidos según diferentes reglas, tales como la densidad de los clústeres, algoritmos basados en búsqueda sobre celdas, en los que primero se divide el conjunto total en celdas y luego se realiza un proceso de clusterización para cada celda, y algoritmos basados en modelos, en los cuales se busca agrupar los datos para ajustarlos a algún tipo de modelo. Para seleccionar los grupos de objetos o datos (clústeres), normalmente es necesario definir una medida de distancia entre los objetos. Las medidas de distancia más utilizadas pueden ser: distancia euclidiana, distancia Manhattan (suma de diferencias absolutas en todas sus componentes o dimensiones), ángulo entre vectores (si los objetos son tratados como puntos), entre otros. La distancia más típica a usar es la distancia euclidiana, en la cual se penaliza de mayor forma la diferencias de mayor magnitud, en contraste a la distancia Manhattan en la cual las desviaciones de mayor magnitud tienen el mismo peso (o importancia) que la suma de desviaciones de menor magnitud.

Si es que se tiene un objeto X con n componentes $X: \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, y un objeto Y con n componentes $Y: \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$, se define:

Distancia Euclidiana:

$$d = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (6.1)$$

Distancia Manhattan (o City Blocks):

$$d = \sum_{i=1}^n |x_i - y_i| \quad (6.2)$$

6.4.2. K-means

El método empleado en este estudio es k-means. Esta técnica agrupa n elementos en k clústeres. Se escoge este método por su probado funcionamiento, facilidad en la implementación y rapidez con la cual logra encontrar los grupos de datos. El objetivo para encontrar los k clústeres, es encontrar los k centroides de los clústeres que estarán asociados a los n objetos. Así, primero se divide el conjunto total de objetos en k grupos, y mediante un proceso iterativo, se minimiza la suma total de la distancia euclidiana de los datos de cada clúster a su respectivo centroide. Para realizar esto se reubican datos dentro de los diferentes clústeres en forma iterativa. El proceso termina cuando ya al cambiar cualquier objeto de un clúster a otro, la suma total de las distancias (función objetivo) sólo aumenta.

Nomenclatura

- N_i : Cantidad total de observaciones u objetos (e.g. 365 días de un año).
- N_a : Número de atributos (e.g. Demanda, Generación Solar, Generación Eólica).
- N_g : Número de valores para cada atributo (e.g. 24, para mediciones horarias en un día).
- N_k : Número total de clusters (e.g. 6).
- $X^i = \{x_{i,a,g}\} (i \in \{1, \dots, N_i\}, a \in \{1, \dots, N_a\}, g \in \{1, \dots, N_g\})$. Es el conjunto de observaciones (datos históricos disponibles).
- $U^k = \{u_{k,a,g}\} (k \in \{1, \dots, N_k\}, a \in \{1, \dots, N_a\}, g \in \{1, \dots, N_g\})$. Es el conjunto que contiene a los centroides de cada cluster.
- $z_{i,k} (i \in \{1, \dots, N_i\}, k \in \{1, \dots, N_k\})$: variable binaria que es igual a 1 si es que la observación i es asociada al cluster k (en caso contrario es igual a 0).
- $d(u_k, x_i) (i \in \{1, \dots, N_i\}, k \in \{1, \dots, N_k\})$: distancia entre la observación x_i y el centroide u_k .

Luego, se puede definir k-means como:

$$\text{k - means:} \quad \min \left[\sum_{k=1}^{N_k} \sum_{i=1}^{N_i} d(u_k, x_i) \cdot z_{i,k} \right] \quad (6.3)$$

s.t.,

$$\sum_{k=1}^{N_k} z_{i,k} = 1, \quad \forall i \quad (6.4)$$

$$d(u_k, x_i) = \sum_{a=1}^{N_a} \sum_{g=1}^{N_g} (u_{k,a,g} - x_{i,a,g})^2 \quad (6.5)$$

Por otro lado, para definir en el número total de clústeres (k) necesario, existen diversas métricas que indican qué tan representativos son los clústeres con respecto a los objetos (Fazlollahi, 2014). En este estudio se utilizan las siguientes métricas:

- a) **Error medio.** Este error evalúa la dispersión de los datos en los clusters. Para realizar el cálculo se toma la distancia $d(u_k, x_i)$ como la distancia euclidiana.

$$C = \frac{1}{N_k} \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{i=1}^{N_i} d(u_k, x_i) \cdot z_{i,k} \quad (6.6)$$

- b) **Distancia media inter-cluster.** Esta medida evalúa la separación entre los clusters (distancia entre centroides).

$$D = \frac{1}{N_k^2} \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{j=1}^{N_k} d(u_k, u_j) \quad (6.6)$$

- c) **Desviación del perfil** $\sigma_{profile, N_k}^a$: Esta medida estudia la precisión de los perfiles entre las observaciones originales y los perfiles de los centroides de cada cluster, según sus valores medios. Se define para cada tipo de atributo a .

$$\sigma_{profile, N_k}^a = \left[\frac{1}{N_i \cdot N_g} \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{g=1}^{N_g} z_{i,k} \cdot \left[\frac{(x_{i,a,g} - \bar{x}_{i,a}) - (u_{k,a,g} - \bar{u}_{k,a})}{\bar{x}_a} \right]^2 \right]^{1/2} \quad (6.7)$$

En donde, $\bar{u}_{k,a}$ es el valor promedio del centoride del cluster k en el atributo a ($u_{k,a,g}$), $\bar{x}_{i,a}$ es el valor promedio de la observación i en el atributo a ($x_{i,a,g}$), y $\bar{x}_a$ es el valor promedio de todas las observaciones en el atributo a .

$$\bar{u}_{k,a} = \frac{1}{N_g} \sum_{g=1}^{N_g} u_{k,a,g}, \quad \forall a, k \quad (6.8)$$

$$\bar{x}_{i,a} = \frac{1}{N_g} \sum_{g=1}^{N_g} x_{i,a,g}, \quad \forall a, i \quad (6.9)$$

$$\bar{x}_a = \frac{1}{N_g \cdot N_i} \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{g=1}^{N_g} x_{i,a,g}, \quad \forall a \quad (6.10)$$

6.4.3. Aplicación

La técnica de k-means se aplica siguiendo un tratamiento similar al utilizado por Nick & Cherkaoui & Paolone (2014) al tomar como objetos los 366 días del año 2012, en que cada objeto es un vector de 72 dimensiones. Las primeras 24 dimensiones corresponden a la demanda horaria del día (expresada en MW). Las siguientes 24 dimensiones corresponden a la generación solar fotovoltaica en MWh por cada MW instalado, y multiplicada por un peso* P_1 . Finalmente, las últimas 24 dimensiones corresponden a la generación eólica en MWh por cada MW instalado, y multiplicada por un peso P_2 . Dado que la demanda oscila entre 1600MW y 2200MW, y la generación por MW instalado de

generación solar y eólica oscila entre 0 y 1, se hace necesario agregar los pesos antes mencionados (P_1 , P_2) para así dar una importancia relativa a estas variables según cuánto contribuyen a la variabilidad del sistema. La elección de estos pesos puede responder a diferentes criterios. Por ejemplo, Fazlollahi (2014) normaliza los datos, de modo que todas las dimensiones tienen la misma importancia relativa, sin embargo esto no es adecuado para el caso estudiado en esta tesis. Esto se explica porque tanto en el perfil de generación solar como en el de generación eólica, existen horas del día en que la generación es nula (e.g. periodos de la noche para generación solar fotovoltaica), por lo que ésta no tendrá impacto en el sistema, siendo irrelevante el detalle en aquellos periodos. Debido a esto, se escogen como pesos $P_1 = 1000\text{MW}$ para la generación solar fotovoltaica y $P_2 = 500\text{MW}$ para la generación eólica.

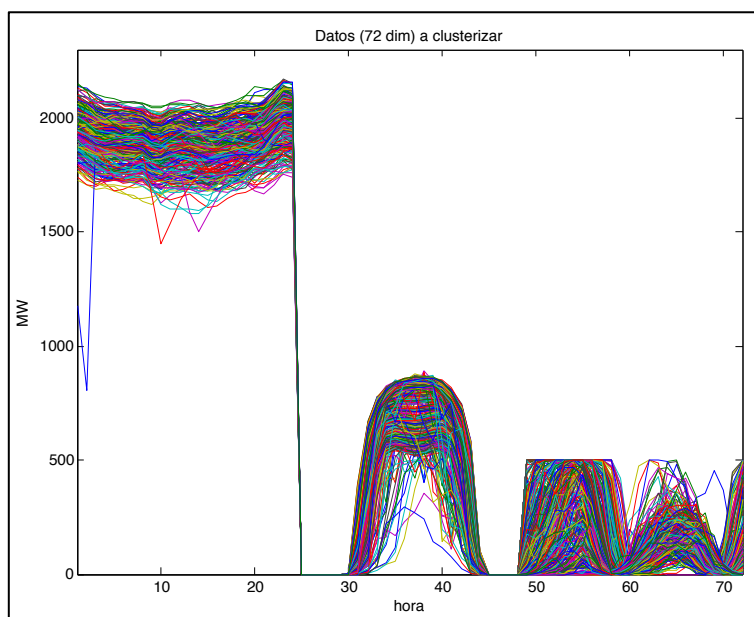


Figura 6-6: Objetos ordenados para el clustering (366 x 72 dimensiones).
Fuente: Elaboración Propia.

Una vez armados estos vectores (datos ordenados), se realiza el proceso de clusterización con el objetivo de encontrar una cantidad N_k definida de clústeres (para el caso de k-means). Para asesorar la cantidad N_k adecuada, primero se calculan las métricas de representatividad antes definidas para diferentes valores de N_k . Luego,

usando un criterio de Pareto se calcula el porcentaje de mejoría de cada métrica comparando el caso de N_k clústeres con el de N_{k+1} clústeres. Si es que el porcentaje de mejoría es menor a un umbral definido para todas las métricas (e.g. 10%), entonces el criterio indica que no es necesario considerar más clústeres. Por ejemplo, para la métrica D, el número de clústeres debiese ser mínimo 5, ya que el cambio de 5 a 6 clústeres logra una mejoría menor al 10%. En el caso de la métrica C, el mínimo debiese ser 2. Así mismo para el resto de las métricas $\sigma_{profile,N_k}^{Demanda}$, $\sigma_{profile,N_k}^{Gen. Solar}$, y $\sigma_{profile,N_k}^{Gen. Eólica}$, el número mínimo de clústeres es 6, 7 y 6 respectivamente.

Tabla 6-1: Métricas según distinto número de clústeres N_k usando k-means.

N_k	D	C	$\sigma_{profile,N_k}^{Demanda}$	$\sigma_{profile,N_k}^{Gen. Solar}$	$\sigma_{profile,N_k}^{Gen. Eólica}$
1	0.000	896.532	0.378	5.191	14.881
2	555.140	716.757	0.263	3.256	7.544
3	701.189	662.868	0.214	2.303	5.861
4	781.002	615.625	0.185	1.876	4.540
5	837.421	588.331	0.165	1.672	4.140
6	925.155	559.314	0.150	1.524	3.750
7	969.711	541.080	0.138	1.333	3.482
8	998.577	528.309	0.129	1.223	3.155
9	991.324	513.326	0.121	1.139	2.848
10	1034.615	505.548	0.114	0.999	2.687

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a las métricas se opta por $N_k = 6$, obviando la recomendación basada en $\sigma_{profile,N_k}^{Gen. Solar}$, pero con el fin de hacer mejor uso de la capacidad computacional disponible. La pertenencia de cada día a los 6 grupos de datos se puede ver en la figura 6-7, en donde los grupos de datos están asociados con un mismo color. Así también en la figura 6-8 se muestran los 6 pronósticos $u_{k,a,g}$ (centroides de los clústeres) obtenidos mediante este método, en los cuales para cada uno se tendrá una demanda diaria, generación solar fotovoltaica y generación eólica. Estas variables están asociadas con el mismo color en los gráficos. Así también, para estos pronósticos 6 seleccionados, la

probabilidad de ocurrencia de cada uno estará dada por el número de objetos contenidos en cada clúster. Ver Tabla 6-2.

Tabla 6-2: Probabilidad de ocurrencia de cada clúster (o pronóstico).

Cluster	Observaciones	Probabilidad
1	87	0.238
2	46	0.126
3	62	0.169
4	56	0.153
5	74	0.202
6	41	0.112

Fuente: Elaboración propia.

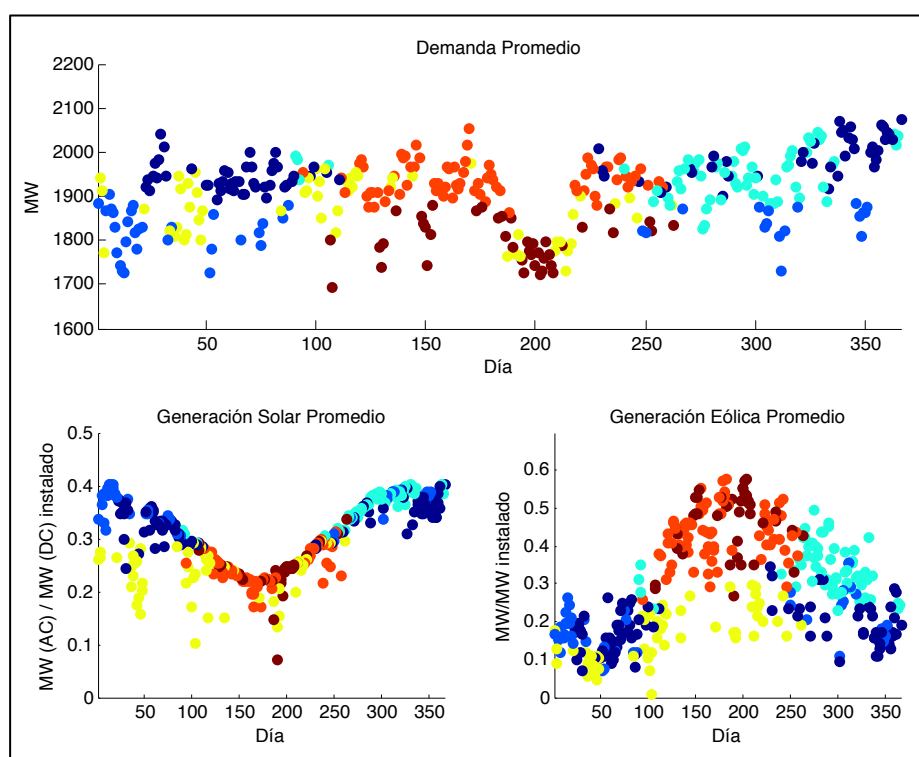


Figura 6-7: Pertenencia de cada observación diaria a cada cluster (colores).
Fuente: Elaboración propia.

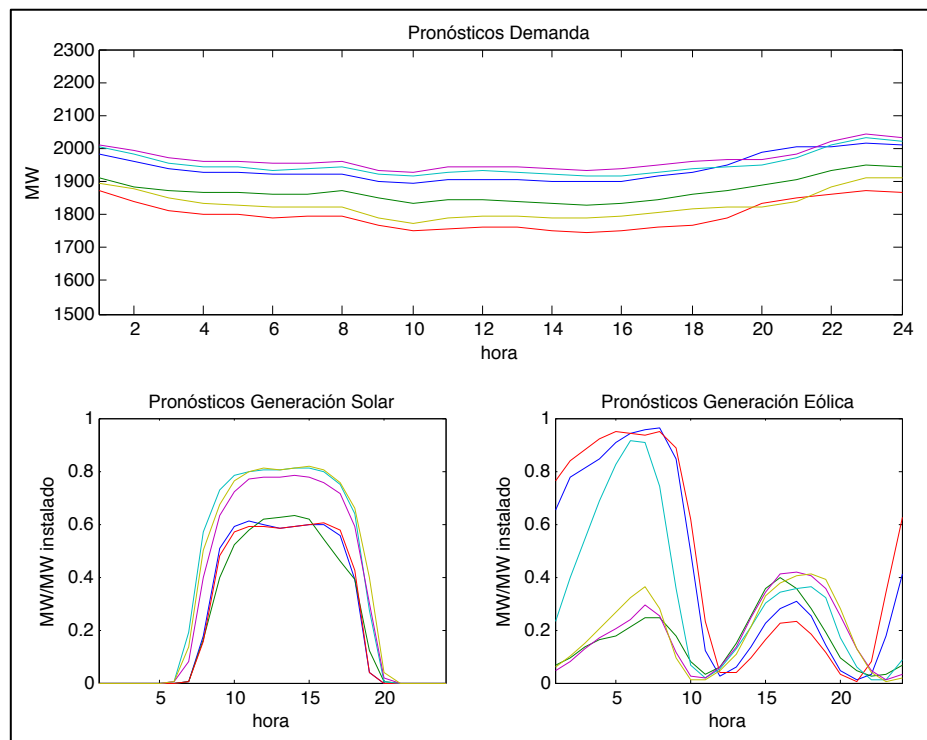


Figura 6-8: Días representativos finales (6).

Fuente: Elaboración propia.

Al analizar las figuras 6-5 y 6-9, la utilización de técnicas de clustering mejora significativamente la selección de pronósticos, ya que para éstos existe una variabilidad de los datos, entregando así una mucho mejor representación de los datos. Así, esta técnica prueba ser mejor que la de tomar pares de meses en forma arbitraria.

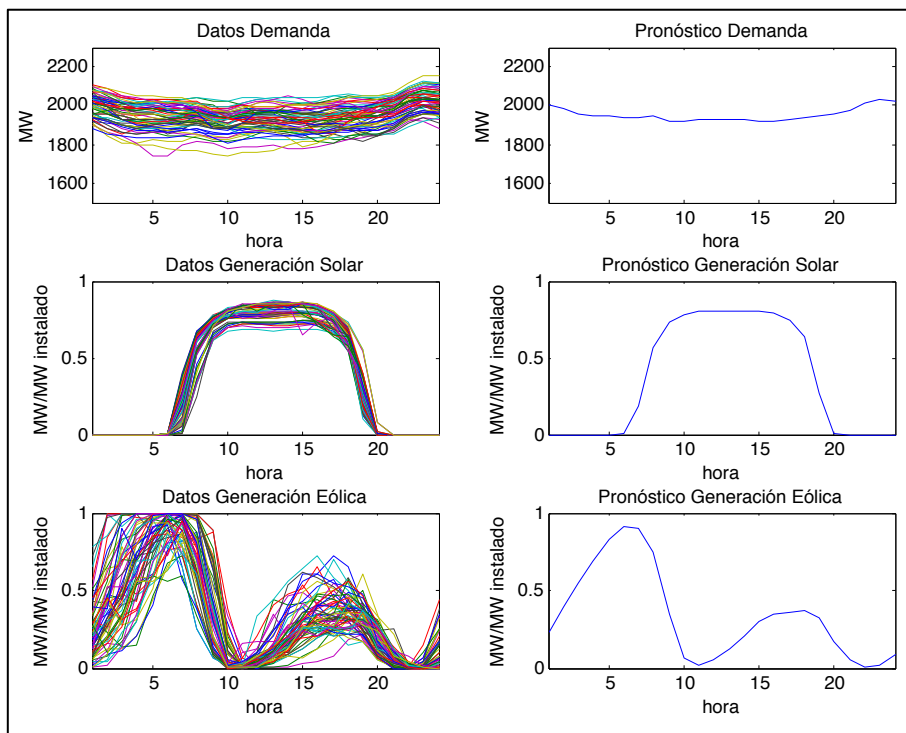


Figura 6-9: Gráficos del pronóstico N°4 y sus datos asociados usando k-means.
Fuente: Elaboración propia.

6.5. Escenarios de Monte Carlo

Una vez ya definidos los pronósticos para representar a un año (i.e. días representativos), luego es necesario generar escenarios sobre los posibles errores de predicción, para así calcular y utilizar las reservas operativas en el pre-despacho y el despacho económico. La variabilidad nace desde las variables estocásticas presentes en el sistema (e.g. demanda, generación solar y eólica, falla unidades, entre otras). Sin embargo, por simplicidad se omite la representación de fallas en las unidades u otros equipamientos, debido a su baja probabilidad de ocurrencia e impacto en las variables buscadas, lo que además requeriría una cantidad adicional importante de escenarios. Así mismo tampoco se representará la demanda en una resolución menor de 1 hora, por lo que se deberán guardar reservas para contingencias y reservas operativas para control de frecuencia. Los errores de predicción considerados dependen de:

- a) Capacidad del operador de predecir perfil horario. Esto está relacionado al

número de días representativos considerados.

- b) Capacidad del operador de predecir la demanda media (energía diaria a suministrar) y generación media eólica y solar media (energía diaria entregada por los parques fotovoltaicos y eólicos).
- c) Capacidad del operador de predecir las desviaciones horarias sobre el pronóstico. Esto último es en la práctica imposible de predecir dado que estas variaciones responden a variables aleatorias (e.g. ruido blanco) y sistemas caóticos.

Al definir un número de días representativos (6 en la etapa anterior), ya se ha entregado en forma implícita una capacidad del operador de pronosticar el perfil horario del día siguiente. Luego resta por generar un set de escenarios que además incluya lo discutido en b) y c). Para realizar esto último, se sigue una metodología similar a la usada por Hart y Jacobson (2011).

Nomenclatura

- N_j : Cantidad total de escenarios de Monte Carlo (e.g. 1000).
- $\bar{u}_{k,a}^j$ ($j \in \{1, \dots, N_j\}, k \in \{1, \dots, N_k\}, a \in \{1, \dots, N_a\}$): Valor medio del atributo a , dado el pronóstico k , en el escenario de error de pronóstico j .
- $\bar{u}_{k,a}$ ($j \in \{1, \dots, N_j\}, a \in \{1, \dots, N_a\}$): : Valor medio del atributo a en el pronóstico k (Ver Tabla 6-3).
- $\tilde{x}_k^j$ ($j \in \{1, \dots, N_j\}, k \in \{1, \dots, N_k\}$) : Variable aleatoria que distribuye normal $N(0, \sigma_a^k)$.

Luego, se define:

$$\bar{u}_{k,a}^j = \bar{u}_{k,a} + \tilde{x}_k^j \quad (6.11)$$

El valor considerado de la varianza (σ_a^k) está relacionado con la capacidad de pronóstico del operador. Una capacidad infinita de pronosticar ($\sigma_a^k = 0$), significará una cantidad mínima de reservas, simplificando y reduciendo el tamaño del problema asociado al pre-despacho estocástico (hay menor variabilidad a la cual hacer frente). Por el otro lado,

una capacidad muy reducida para pronosticar (e.g. $\sigma_a^k = 50\%$), significará un sobre dimensionamiento en la cantidad de reservas, teniendo esto un alto costo para el sistema.

Tabla 6-3: Valor medio de los centroides según atributo y cluster.

Cluster	$\bar{u}_{k,DEMANDA}$	$\bar{u}_{k,SOLAR}$	$\bar{u}_{k,EÓLICO}$
1	1966.4	0.337	0.183
2	1828.3	0.365	0.192
3	1951.2	0.364	0.337
4	1870.6	0.236	0.162
5	1939.2	0.243	0.433
6	1797.6	0.242	0.461

Fuente: Elaboración propia.

La capacidad de pronóstico dependerá de las herramientas disponibles por el operador, como la existencia de equipos de medición, la capacidad de modelación, la experiencia adquirida, entre otros. Esto dificulta su modelación en la evaluación económica, dado que la capacidad de pronóstico variará en el tiempo, y es además desconocida por terceros que no participan activamente en la operación real del sistema. Hart & Jacobson (2011) consideran un 25% para los perfiles eólicos, sin embargo aplicar el mismo valor en el contexto chileno no tiene relevancia, ya que este dependerá de la localización geográfica de las centrales generadores y de la capacidad del operador como se mencionó anteriormente. Es por esto que se utilizarán valores conservadores para σ_a^k , es decir, asumiendo que el operador será capaz de mejorar sus herramientas actuales rápidamente, con el objetivo de no sobre cuantificar las necesidades de reserva, y así evitar lo mismo para el potencial beneficio del HPS.

La forma en que se calcula σ_a^k , es mediante primero analizar la desviación estándar del valor medio de los objetos en cada clúster. De acuerdo a esto, la demanda tendría una varianza de alrededor de un 2,5%, la generación solar entre un 10-20%, y la generación eólica entre un 20-30%. Ver Tabla 6-4.

Tabla 6-4: Desviación estándar del valor medio de los datos según atributo y cluster.

Cluster	$\sigma_{DEMANDA}^k$	σ_{SOLAR}^k	$\sigma_{EÓLICO}^k$
1	46.4	0.033	0.060
2	46.7	0.030	0.064
3	52.6	0.029	0.063
4	66.2	0.046	0.071
5	36.9	0.031	0.069
6	49.5	0.043	0.082

Fuente: Elaboración propia.

A partir de estos valores se reconoce una capacidad de pronóstico de un 2,5% para la demanda, un 5% para la generación solar, y un 10% para la generación eólica. Se aceptan valores inferiores debido a que la varianza de los datos (Tabla 4) está influenciada por la cantidad reducida de clústeres considerados. Así los valores de desviaciones estándar a usar (σ_a^k) serán los presentados en la Tabla 6-5.

Tabla 6-5: Desviación estándar para el valor medio de los datos según capacidad de predicción aceptada.

Cluster	$\sigma_{DEMANDA}^k$	σ_{SOLAR}^k	$\sigma_{EÓLICO}^k$
1	49.16	0.0169	0.0183
2	45.71	0.0183	0.0192
3	48.78	0.0182	0.0337
4	46.77	0.0118	0.0162
5	48.48	0.0122	0.0433
6	49.16	0.0169	0.0183

Fuente: Elaboración propia.

Luego, para entregar a los perfiles un error de predicción horario (i.e. desviaciones horarias producto de variaciones aleatorias), se utiliza un modelo de auto-regresión en conjunto con restricciones que aseguren un perfil factible (e.g. generación solar nula durante la noche y madrugada).

Sea,

$v_{k,a,g}^j$ ($j \in \{1, \dots, N_j\}, k \in \{1, \dots, N_k\}, a \in \{1, \dots, N_a\}, g \in \{1, \dots, N_g\}$): Valor del escenario de error de pronóstico j para el día representativo k , del atributo a , en el periodo g .

$\alpha_{k,a,g}$ ($k \in \{1, \dots, N_k\}, a \in \{1, \dots, N_a\}, g \in \{1, \dots, N_g\}$): Relación (ratio) entre el valor medio y perfil horario, definido como:

$$\alpha_{k,a,g} = \frac{u_{k,a,g}}{\bar{u}_{k,a}} \quad (6.12)$$

$\tilde{y}_{k,a}$ ($k \in \{1, \dots, N_k\}, g \in \{1, \dots, N_g\}$): Ruido gaussiano representado como $N(0, \sigma_{ERROR,a}^k)$.

El modelo de autorregresión usado es el siguiente:

$$v_{k,a,g}^i = \beta_{k,a} [v_{k,a,g-1}^i - \bar{u}_{k,a}^i \alpha_{k,a,g-1}] + \bar{u}_{k,a}^i \alpha_{k,a,g} + \tilde{y}_{k,a} \quad (6.13)$$

Los valores de $\beta_{k,a}$ y $\sigma_{ERROR,a}^k$ son obtenidos al utilizar los datos disponibles y ajustarlos al modelo de auto-regresión mediante el método de minimización de errores cuadráticos, los cuales se muestran en las tablas 6-6 y 6-7.

Tabla 6-6: Parámetros ($\beta_{k,a}$) estimados para el modelo de autorregresión.

Cluster	$\beta_{k,DEMANDA}$	$\beta_{k,SOLAR}$	$\beta_{k,EÓLICO}$
1	0.841	0.448	0.771
2	0.866	0.465	0.794
3	0.827	0.322	0.674
4	0.654	0.530	0.789
5	0.840	0.487	0.647
6	0.874	0.560	0.708

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6-7: Parámetros ($\sigma_{ERROR,a}^k$) estimados para el modelo de autorregresión.

Cluster	$\sigma_{ERROR,DEMANDA}^k$	$\sigma_{ERROR,SOLAR}^k$	$\sigma_{ERROR,EÓLICO}^k$
1	17.562	0.049	0.080
2	22.023	0.040	0.073
3	15.876	0.034	0.093
4	40.274	0.074	0.086
5	15.193	0.030	0.113
6	16.687	0.030	0.104

Fuente: Elaboración propia.

Con los cálculos anteriormente realizados, se procede a generar 1000 escenarios de Monte Carlo ($v_{k,a,g}^i$), los cuales están creados sobre los errores de pronóstico ($\bar{u}_{k,a}^i$), y que luego son alterados (i.e. el ruido gaussiano es agregado) mediante el modelo de autorregresión antes presentado. Estos escenarios pasarán en adelante a representar la realidad considerada en el sistema para cada día representativo o pronóstico. Nótese que algunos escenarios se pierden según esta metodología (e.g. muy baja demanda). Sin embargo si se desea incluir estos escenarios, la forma correcta sería añadir más días representativos, no así agregarlo como un error de pronóstico, ya que influiría fuertemente en los requerimientos de reserva en el sistema. Sin embargo hacer esto último significará una carga adicional importante al modelo, lo que no se compensa con la mejoría en la representación del sistema ya que son escenarios de muy baja probabilidad. Los escenarios de error de pronóstico son presentados en el Anexo 2.

6.5.1. Escenarios Pre-despacho

Al utilizar un modelo de pre-despacho estocástico, se requiere la representación de la incertidumbre en un set más reducido de escenarios, ya que incluir los 1000 escenarios en el pre-despacho no resulta factible ni eficiente producto de la gran escala que adquiere el modelo. Los escenarios a seleccionar para el pre-despacho deben cumplir dos requerimientos:

1. Habilitar el cálculo óptimo de reservas para el seguimiento de la demanda, esto significa incluir escenarios extremos. Sin embargo la dificultad está en asignar probabilidad de ocurrencia a los escenarios, ya que estas influirán en la cantidad de reservas a guardar (o qué unidades proveerán las reservas).
2. Correcta representación de los costos operacionales. Los escenarios deben representar en la forma más fidedigna posible la curva de costos operacionales, a modo de tomar buenas decisiones en el proceso de pre-despacho.

Sin embargo, dado que se tienen 1000 escenarios, y que se quiere reducir a un set de no

más de 10 escenarios (capacidad disponible de incluirlos en el pre-despacho), el proceso de selección se hace especialmente difícil. Utilizar la técnica de k-means en este caso no es suficiente, dado que todos los clústeres quedan muy cercanos. Otra opción es tomar 8 muestras aleatorias y 2 casos extremos (mayor demanda neta y menor demanda neta). Esto permitiría dimensionar correctamente las reservas, pero no así los costos operacionales, ya que es muy dudoso que las 8 muestras logren representar en su conjunto los costos operacionales (podrían estar todas bien juntas por ejemplo), y luego resultaría muy difícil (y arbitrario) asignar probabilidades a los escenarios. Es por esto que se desarrolla un algoritmo de clusterización, en la forma de una heurística, para lograr encontrar un equilibrio entre los dos objetivos antes mencionados. Así se busca encontrar 8 clústeres mediante este método, y se añaden 2 casos extremos de manera de poder dimensionar correctamente las reservas.

6.5.2. Algoritmo de clusterización: pre-despacho

El concepto fundamental detrás del algoritmo se desarrolla a partir de lo presentado por Sumaili et al (2011). Dado que el objetivo de esta tesis no es el desarrollo de métodos de clusterización, los objetivos de optimalidad han sido puestos en segundo lugar, y más bien se intenta dar una solución (no óptima necesariamente) al problema antes explicado. El proceso de clusterización propuesto tiene el carácter de iterativo. El proceso comienza identificando un clúster, y una vez que este es seleccionado, es retirado del conjunto total de objetos. Este proceso continua hasta que no quedan más muestras que agrupar. El objetivo es tratar que pocos clústeres contengan la mayor cantidad de muestras del proceso. El criterio con el cual se decide si las muestras pertenecen o no a un clúster es mediante la definición de una tolerancia. En este caso se define la tolerancia admisible $\bar{d}$, como la máxima diferencia de demanda neta promedio entre un escenario y otro. La razón de por qué se escoge esta tolerancia, es debido a que la función de costos operacionales tiene una estrecha relación con la energía a suministrar en un día, y así entonces con la demanda neta promedio (demanda - generación renovable) a suministrar por las fuentes convencionales. Dado que los

perfiles eólicos y solar están definidos por MW instalado, se calcula una demanda neta, que será dependiente de la capacidad de generación solar instalada (S) y generación eólica instalada (E).

Nomenclatura

M_{tot} : Conjunto de todos los escenarios de Monte Carlo E_j ($j \in \{1, \dots, N_j\}$).

M_{left} : Conjunto de todos los escenarios de Monte Carlo E_j que quedan por agrupar en el proceso, $M_{left} \subseteq M_{tot}$.

E_j ($j \in \{1, \dots, N_j\}$): Escenarios de Monte Carlo a clusterizar, correspondientes a un pronóstico k determinado ($E_j = v_{k,a,g}^j$).

E_s ($s \in \{1, \dots, N_s\}$): Escenarios de Monte Carlo seleccionados mediante el proceso de clusterización propuesto.

N_s : Número de clusters buscados (e.g. 8).

$\bar{d}_{S,E}^j$ ($j \in \{1, \dots, N_j\}, k \in \{1, \dots, N_k\}, S \in \{0,500,1000\}, E \in \{0,250,500\}$): Demanda neta promedio del escenario de Monte Carlo E_j .

Así,

$$\bar{d}_{S,E}^i = \frac{\sum_{g=1}^{24} (v_{k,a=\text{Demanda},g}^i - v_{k,a=\text{Gen. Solar},g}^i \cdot S - v_{k,a=\text{Gen. Eólica},g}^i \cdot E)}{24} \quad (6.14)$$

Luego, un escenario $E_j \in M_{left}$ podrá agruparse con un escenario $E_s \in M_{left}$ sólo si se cumple la tolerancia antes definida, es decir:

$$|\bar{d}_{S,E}^j - \bar{d}_{S,E}^s| \leq \bar{d} \quad (6.15)$$

Este criterio se debe cumplir para diferentes valores de E y S simultáneamente. En este caso dado que se desconoce la capacidad instalada, se utilizarán las siguientes combinaciones.

Tabla 6-8: Combinaciones utilizadas para calcular tolerancias.

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
S	1000	500	1000	0	0
E	500	250	0	500	0

Fuente: Elaboración propia.

La combinación C_1 permitirá una adecuada representación de los costos operacionales antes la mayor inclusión considerada de energía solar fotovoltaica y eólica, mientras que la combinación C_1 buscará una adecuada representación en caso que no hayan proyectos construidos. El resto de las combinaciones C_2, C_3 , y C_4 asegurarán una adecuada representación para combinaciones intermedias. El esquema general de funcionamiento del algoritmo se muestra a continuación en la figura 6-10.

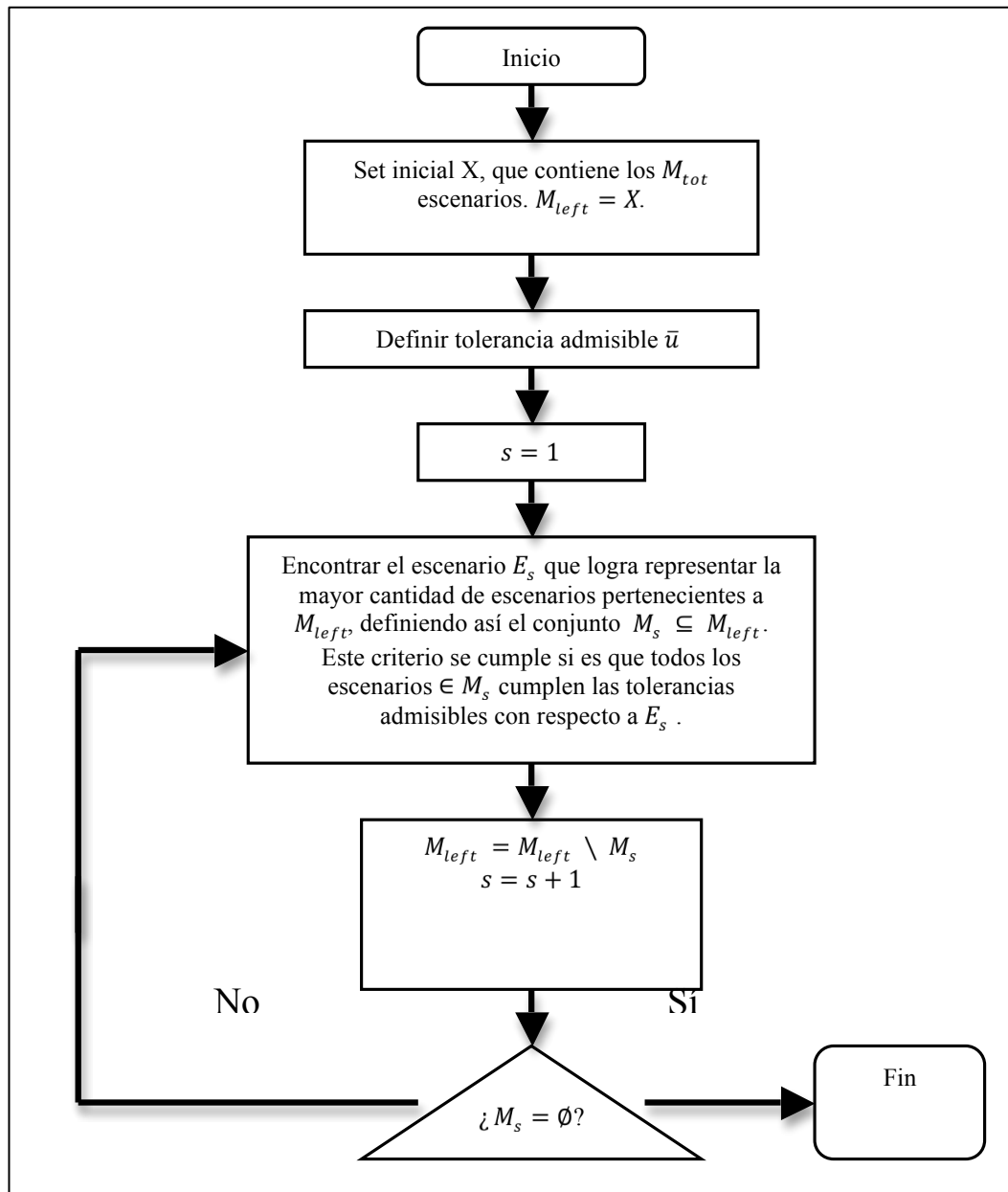


Figura 6-10: Proceso clusterización.
Fuente: Elaboración propia.

Este proceso se aplicó para los escenarios de Monte Carlo antes creados, para cada pronóstico por separado, y utilizando una tolerancia $\bar{d} = 35\text{MW}$. Así los 8 escenarios seleccionados para cada pronóstico lograron agrupar la cantidad de muestras mostrada en la tabla 6-9.

Tabla 6-9: Cantidad de muestras agrupadas por cada escenario.

Escenario pre-despacho	Pronóstico	k =1	k=2	k=3	k=4	k=5	k=6
E_1		277	248	271	217	308	299
E_2		206	165	206	145	189	177
E_3		145	154	123	124	162	150
E_4		68	64	89	65	65	84
E_5		62	60	55	64	61	83
E_6		51	48	39	33	53	35
E_7		28	39	33	31	25	30
E_8		21	25	22	27	20	23
Total		858	803	838	706	883	881

Fuente: Elaboración propia.

Luego de obtenidos los 8 escenarios mediante este método, se agregan 2 escenarios con valores extremos:

- 1 escenario que contiene la mayor demanda, menor generación solar y menor generación eólica
- 1 escenario que contiene la menor demanda, mayor generación solar y mayor generación eólica.

A los escenarios extremos se les asignarán un 5% de probabilidad a cada uno, a modo de asegurar un cálculo conservador para la cantidad de reservas de seguimiento de demanda en el pre-despacho. El resto de los escenarios tendrán probabilidades de acuerdo a la cantidad de muestras que representan dentro del total agrupadas, y multiplicadas por un factor de 90% (para así asegurar que la suma de probabilidades sea igual a 1).

Tabla 6-10: Probabilidad de los escenarios seleccionados para cada pronóstico.

Escenario pre-despacho	Pronóstico	k=1	k=2	k=3	k=4	k=5	k=6
E_1		0.29	0.28	0.29	0.28	0.31	0.31
E_2		0.22	0.18	0.22	0.18	0.19	0.18
E_3		0.15	0.17	0.13	0.16	0.17	0.15
E_4		0.07	0.07	0.10	0.08	0.07	0.09
E_5		0.07	0.07	0.06	0.08	0.06	0.08
E_6		0.05	0.05	0.04	0.04	0.05	0.04
E_7		0.03	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03
E_8		0.02	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02
E_9		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
E_{10}		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Total		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Fuente: Elaboración propia.

En el Anexo 2 se pueden encontrar los gráficos en relación a los datos de cada cluster, los pronóstico de éstos (centroides), los escenarios de Monte Carlo asociados para realizar el despacho económico, y los 10 escenario seleccionados para realizar el pre-despacho.

6.6. Cálculo de Reservas Operativas

6.6.1. Reservas Secundarias

Para calcular un requerimiento de reservas secundarias, se hace uso de un enfoque probabilístico, en el cual se estudian las fluctuaciones de la demanda y generación intermitente en periodos de 10 minutos sobre el promedio horario. El enfoque utilizado parte de lo propuesto por De Vos & Morbee & Driesen & Belmans (2013), en el cual se calcula la diferencia entre los datos en resolución de 10 minutos y los datos en resolución horaria. Luego con estas diferencias se construye una curva de probabilidad para la cual se definen percentiles (e.g. 0.05% y 99,5%) con lo que se obtendrán los requerimientos de reservas.

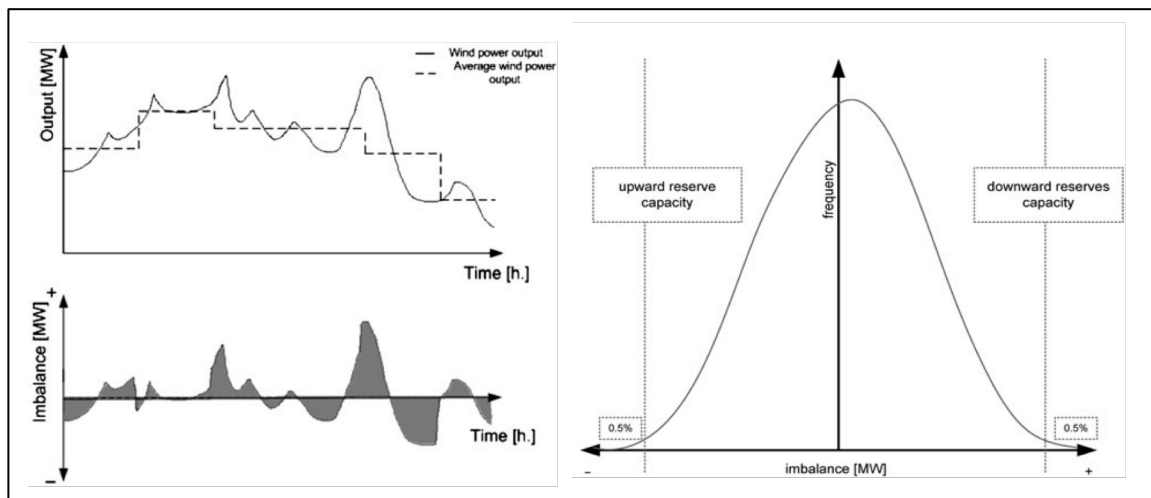


Figura 6-11: Cálculo de desviaciones y definición de percentiles.

Fuente: De Vos et al. (2013).

Sin embargo, dado que el comportamiento del perfil solar y eólico son dependientes de la hora del día, se calculan requerimientos horarios, lo que significará una mejor aproximación en el cálculo de reservas. Para el cálculo no se consideró necesario una diferenciación de este requerimiento según la estacionalidad, es decir, se utilizarán todos los datos disponibles para construir la curva de probabilidad. Para realizar el cálculo se dispone de datos en resolución de 10 minutos para la generación solar y la generación eólica. En cambio para la demanda, sólo hay datos en resolución horaria, con lo que luego se procede a realizar una interpolación para obtener esta en la resolución buscada. Esto podría significar una subestimación en la cantidad total necesaria. Luego, los valores de estas series se comparan con el promedio horario respectivo de cada una de estas.

Dado que se tienen 366 (días) de datos de demanda horaria para cada hora, y cada hora tiene 6 periodos de 10 minutos, luego se pueden calcular 2196 desviaciones para cada hora ($dD_i^{(hora=h)}$), con lo que se construirá un histograma y se construirá una curva de probabilidad acumulada. Así, para cada hora, se toman los 366 datos de demanda horaria promedio ($\bar{D}^{(hora=h)}$) y se comparan con la demanda de resolución de 10 minutos ($D_i^{(hora=h)}$, $i=1..6$). Así,

$$dD_i^{(hora=h)} = D_i^{(hora=h)} - \bar{D}^{(hora=h)} \quad (6.16)$$

El mismo procedimiento se realiza para la generación solar y la generación eólica. A continuación, a modo de ejemplo, en las figuras 6-12 y 6-13 se muestran los histogramas y curvas de probabilidad acumulada de las variaciones en la hora $h=12$.

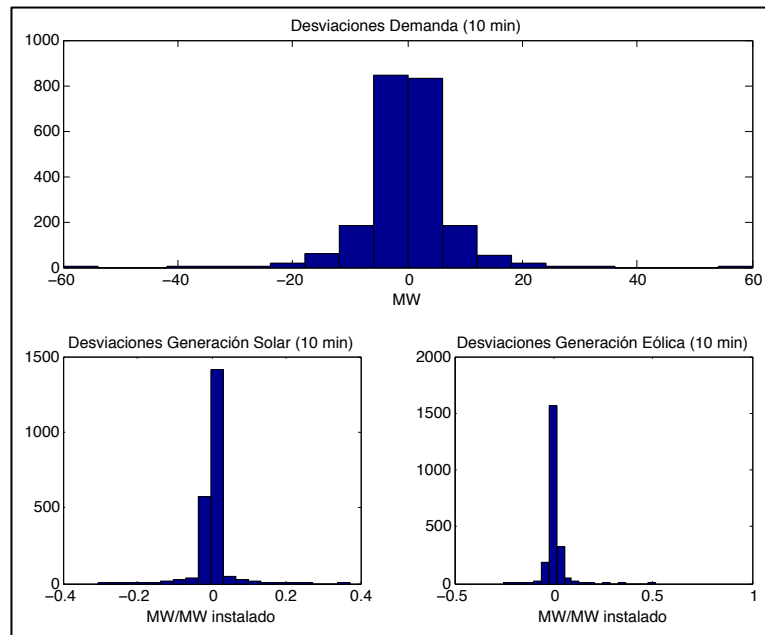


Figura 6-12: Histograma de desviaciones (en 10 minutos) de la demanda, generación solar y generación eólica calculadas para la hora 12 del día. Fuente: Elaboración propia.

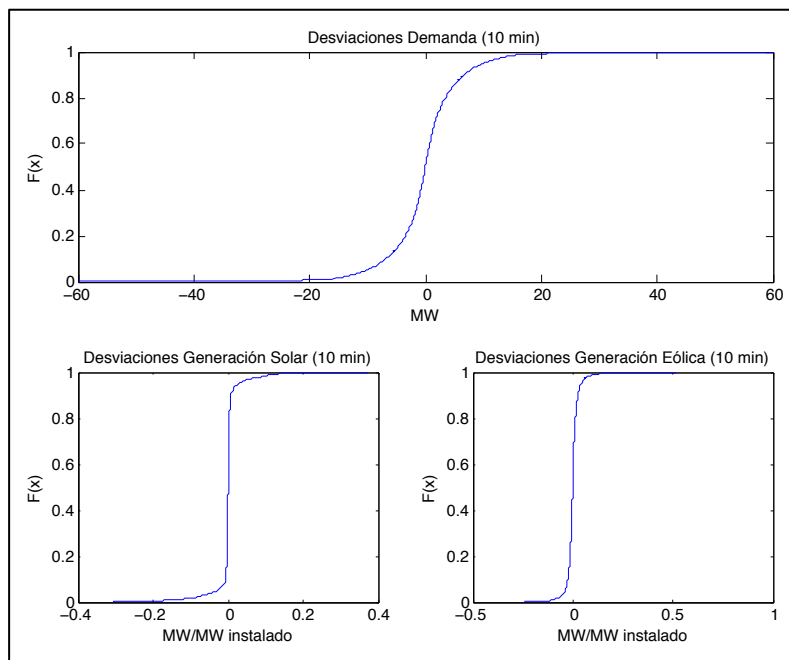


Figura 6-13: Curvas de probabilidad acumulada de las desviaciones (en 10 minutos) en la hora 12 del día. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, con estas curvas ya construidas, se define un percentil 99% tal que la probabilidad 0,5% y la probabilidad 99,5% definirán los requerimientos de reserva de subida y bajada para la demanda, y en forma inversa para la generación intermitente. En nuestro caso sólo usaremos requerimientos de reservas de subida. Los requerimientos se calculan para cada variable en forma independiente y en cada hora. Los resultados se muestran en la Tabla 6-11 a continuación.

Tabla 6-11: Desviación de la demanda, generación solar y generación eólica correspondientes al percentil 0,05%.

Reserva\Hora	1	2	3	4	5	6
$dD_h^{0.95\%}$	29.92	32.42	24.04	17.975	16.50	19.71
$dGS_h^{0.05\%}$	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00
$dGE_h^{0.05\%}$	-0.27	-0.27	-0.27	-0.26	-0.30	-0.24
Reserva\Hora	7	8	9	10	11	12
$dD_h^{0.95\%}$	21.875	25.88	34.42	24.00	20.50	21.75
$dGS_h^{0.05\%}$	-0.27	-0.31	-0.23	-0.19	-0.15	-0.18
$dGE_h^{0.05\%}$	-0.26	-0.27	-0.29	-0.32	-0.24	-0.14
Reserva\Hora	13	14	15	16	17	18
$dD_h^{0.95\%}$	22.29	20.00	21.54	27.29	25.63	24.79
$dGS_h^{0.05\%}$	-0.21	-0.19	-0.21	-0.26	-0.25	-0.25
$dGE_h^{0.05\%}$	-0.19	-0.17	-0.16	-0.14	-0.17	-0.18
Reserva\Hora	19	20	21	22	23	24
$dD_h^{0.95\%}$	33.63	31.17	29.46	35.63	21.04	20.46
$dGS_h^{0.05\%}$	-0.28	-0.10	0.00	0.00	0.00	0.00
$dGE_h^{0.05\%}$	-0.17	-0.16	-0.10	-0.14	-0.26	-0.26

Fuente: Elaboración propia.

Con estos cálculos ya realizados, se define un requerimiento horario de reservas de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Reserva_requerida}_h = |dD_h^{0.05\%} + dGS_h^{0.05\%} * S + dGE_h^{0.05\%} * E| \quad (6.17)$$

En donde,

S: Capacidad solar instalada.

E: Capacidad eólica instalada.

$dD_h^{0.05\%}$: desviación demanda (MW) (10 min) correspondiente al percentil 0.05%.

$dGS_h^{0.05\%}$: desviación factor solar (10 min) correspondiente al percentil 0.05%.

$dGE_h^{0.05\%}$: desviación factor eólico (10 min) correspondiente al percentil 0.05%.

Este requerimiento asume independencia de las variables. Se entienda que esto puede significar en un sobredimensionamiento de la cantidad de reservas. Sin embargo, dado que el operador es averso al riesgo, se mantienen estos requerimientos.

6.6.2. Reservas Primarias

El sistema necesita mayor cantidad de reservas primarias de acuerdo a la capacidad instalada en generación intermitente y las condiciones de variabilidad de la demanda. Por otro lado la disponibilidad de este tipo de reservas dependerá fuertemente del tipo de instalaciones presentes en el parque generador. En el caso del SING, existe una baja disponibilidad, contabilizándose alrededor de 216 MW como la máxima capacidad disponible al año 2012 (CDEC-SING, 2012). En la actualidad (2014) los requerimientos de reserva primaria oscilan en torno a los 70MW (ver tabla 6-12). Sin embargo, sin bien existen 146MW restantes en reservas, aquello significaría mantener todas las unidades del sistema encendidas (incluyendo las diésel), lo que sería sumamente ineficiente y costoso para el sistema, aumentaría la contaminación ambiental, y afectaría completamente el despacho de las unidades.

Tabla 6-12: Reservas mínimas requeridas.

Reservas mínimas requeridas [MW]	
R. primaria	70
R. en giro (para toma de carga)	50
R. operativa*	50
R. CSF para contingencia**	159

Fuente: Informe Programación de la Generación Diaria SING 19-07-2014.

Nótese que las reservas para contingencia resultan en una exigencia bastante fácil de cumplir dada la cantidad de unidades diésel y turbinas a gas que pueden aportar energía en el corto plazo como reservas de partida rápida. Ver tabla 6-13.

El impacto que tiene un requerimiento de 70MW como reserva primaria ya afecta el sistema en forma importante, dado que para que alguna unidad esté aportando reservas, deberá guardar parte importante de su capacidad (e.g. 7% para unidades a carbón, 10-20% para unidades de ciclo combinado). Esta situación se intensifica cuando las unidades a carbón están otorgando reservas, dado que estas deben ser despachadas con un máximo bajo el 93% de su capacidad (si una central tuviese 150MW como capacidad, se estarían guardando 10,5MW) para otorgar una cantidad reducida de reserva primaria (e.g. 3-4 MW). Esto podría significar una subutilización de un recurso económico (carbón) para hacer frente a la variabilidad del sistema. Esto último ha sido el mayor incentivo para los dueños a centrales a carbón a invertir en instalaciones de baterías de Litio (BEES) y así reemplazar las reservas exigidas a la central.

Tabla 6-13: Reservas de Partida Rápida en el SING

Unidad	Reserva de Partida Rápida en menos de 30 minutos. [MW]	Reserva de Partida Rápida en menos de 15 minutos. [MW]
CUMMINS	1	1
DEUTZ	2	2
GMAR	8	8
M1AR	3	3
M2AR	3	3
MAIQ	6	-
MIQ	3	-
MIMB	28.64	-
MSIQ	6	-
SUIQ	4	4
TG1	17	-
TG2	17	-
TG3	28	-
TGIQ	19	-
TGTAR	19	19
ZOFRI_1-6	1	1
ZOFRI_2-5	5	5
ZOFRI_7-12	4.8	4.8
Total	175	51

Fuente: CDEC-SING 2012.

El cálculo sobre la cantidad de reservas primarias requeridas necesita un análisis más detallado y profundo. Para este análisis se requiere utilizar software especializado para analizar la estabilidad del sistema, los eventos en el orden de milisegundos y segundos, y manejar un conocimiento técnico sobre el sistema. Asimismo, no es el objeto de esta tesis detallar ni realizar cálculos para cuantificar estas reservas, dado que además producto de la interconexión SING-SIC (que se espera que esté en servicio el año 2016), el despacho económico va a sufrir ajustes importantes, sobre todo en cuanto al tratamiento de las reservas primarias. Al existir una interconexión, sería posible entregar las reservas primarias desde cualquier unidad conectada al sistema, lo que probablemente resultará en que éstas sean provista por alguna unidad hidroeléctrica presente en el centro-sur del país, liberando así la capacidad de las unidades a carbón y gas del norte, con el fin de minimizar los costos operacionales y el uso de combustible más costoso. Por estas razones, para las simulaciones de esta tesis se mantendrá fuera del análisis el requerimiento de reservas primarias.

7. RESULTADOS: OPERACIÓN ECONÓMICA

7.1. Introducción

En el capítulo 4 se explicó en detalle acerca de la modelación matemática a utilizar como programa de pre-despacho y despacho económico. Las condiciones presentes en el parque generador pueden hacer variar en forma importante la operación económica, tal como lo es la inclusión de generación renovable intermitente, el almacenamiento de energía, y la presencia de contratos take or pay, entre otros. Así mismo, el programa de pre-despacho y el de despacho económico tienen una estrecha relación con la regulación vigente, que podrá sufrir cambios de acuerdo a los esquemas de regulación u operación propuestos en el capítulo 5.

Un primer objetivo es evaluar el impacto de la generación intermitente y el almacenamiento de energía en la operación del SING, y un segundo objetivo es evaluar los diferentes esquemas propuestos (A.1, B.1 y B.2) bajo diferentes condiciones del sistema, para lo cual se calcularán y compararán diferentes métricas del sistema: costos operacionales del sistema, impacto económico sobre la central de HPS (e.g. arbitraje energía, remuneración en mercado spot, y perfil de generación), factores de planta y provisión de servicios complementarios de las centrales existentes, entre otros.

Para poder realizar las evaluaciones antes mencionadas, y lograr así los objetivos propuestos, en el capítulo 6 se desarrolla una metodología para la simulación de la operación económica, la cual está basada en la utilización de la técnica de Monte Carlo en conjunto con técnicas de clusterización y procesos de autorregresión (para simular los errores de pronóstico). El capítulo a continuación se estructura de la siguiente forma:

1. Presentación de los ajustes necesarios en los modelos matemáticos de pre-despacho y despacho económico. Se explicarán en detalle las restricciones adicionales (en caso de ser necesarias) para lograr simular cada esquema de operación de la unidad de HPS.

2. Definición de las métricas a utilizar (e.g. costos operacionales, arbitraje energía, factores de planta, entre otros) para evaluar el sistema en cada simulación a realizar. Se explicita el método de cálculo utilizado.
3. Presentación de resultados. Se simula el sistema según diferentes escenarios (análisis de sensibilidad). El análisis de sensibilidad estará enfocado a simular distintas condiciones, tales como la capacidad de generación instalada de energía solar y eólica, disponibilidad de la central de HPS y sus esquemas de operación, la presencia de contratos take or pay, entre otras.
4. Análisis de los resultados y conclusiones.

7.2. Modelación de los esquemas propuestos

La modelación matemática del programa de pre-despacho y despacho económica es ajustada con el propósito de simular diferentes esquemas para la operación del HPS:

- **Esquema operación A.1:** La central de HPS es operada por el operador del sistema (CDEC), entregando flexibilidad y optimizando la operación del sistema (beneficio social).
- **Esquema operación B.1:** Se considera un acople entre la central de HPS y una central de energía solar (generador virtual). Para esto se considera que el operador dará un uso óptimo de la central de HPS, pero con una restricción adicional: la generación neta del generador virtual deberá ser constante en el día, para lo cual la energía solar es siempre despachada (costo marginal 0) y la central de HPS se utiliza para asegurar que el generador virtual (HPS + Solar) entregue una potencia constante al sistema.
- **Esquema operación B.2:** Se considera un acople entre la central de HPS y una central de energía solar (generador virtual). Para esto se considera que la central de HPS indica al operador del sistema su disponibilidad

(horaria) para la generación, y cantidad total de energía diaria. La central de HPS controla el consumo de energía en forma independiente (para lo cual establece un contrato de compra de energía con la central solar). Para el despacho de la central de HPS por parte del operador, la central indica un costo variable. En esta simulación se considera un costo variable igual a 0.

El esquema de regulación A.1 no requiere cambios adicionales a los modelos de pre-despacho y despacho económico que fueron presentados en el Capítulo 3. Sin embargo los esquemas B.1 y B.2 sí lo requerirán para incluir el acople de la central de HPS con un generador solar. Estas restricciones se aseguran tanto en el pre-despacho como en el despacho económico.

7.2.1. Modelación esquema operación B.1

Se propone la restricción 7.1, la cual asegura una componente mínima de generación constante en el perfil de generación. El perfil final de generación sufrirá variaciones dado que se optimizará el uso de la central de HPS bajo esta condición. Esta restricción supone generar en todo momento al menos un 80% de la generación solar promedio en cada escenario ($\frac{\sum_{t \in T} P_{gst}}{24}$).

$$P_{gst} + P_{est} - C_{est} \geq \frac{\sum_{t \in T} P_{gst}}{24} \cdot 80\% \quad (7.1)$$

$g = \text{Solar_Virtual1}, e = \text{HPS_Virtual1}, s \in \Omega, t \in T$

7.2.2. Modelación esquema operación B.2

Para incluir el esquema de operación B.2, se definen dos restricciones que limitarán el uso de la central de HPS y que se presentan a continuación:

$$\sum_{t=1}^{24} P_{est} \geq 30,18\% \cdot P_e^+ \cdot 24 \quad (7.2)$$

$$e = \text{HPS_Virtual1}, s \in \Omega$$

$$m_{est} < 1 + (30\% - F_{S_{st}}) \quad (7.3)$$

$$g = \text{Solar_Virtual1}, e = \text{HPS_Virtual1}, s \in \Omega, t \in T$$

La restricción 7.2 asegurará un uso mínimo de la central de HPS, lo que es equivalente a una señal de disponibilidad de energía de costo variable 0. Nótese que se relaja la cantidad total de energía a utilizar (es decir se considera la desigualdad $\geq$), para así hacer uso óptimo de la central. La restricción 7.3 supondrá que la central estará en modo $m_{est} = 0$ (i.e. modo consumo) si es que el factor de generación solar ($F_{S_{st}}$) es sobre un 30%, definiendo así los periodos mínimos de consumo impuestos por el generador virtual. El consumo (Ca_{est}) se optimiza de forma de buscar el mayor beneficio social dadas las restricciones anteriores. Esto permitirá usar el consumo para también corregir los desbalances del sistema producto de la generación solar, eólica y demanda.

7.3. Métricas usadas en la evaluación

Para evaluar el desempeño en la inclusión de la central de HPS se utilizarán 7 métricas: costos operacionales del sistema, costos marginales, arbitraje energía (en caso que aplique, generación de energía según tecnología,), factor planta según tecnología, provisión de reservas secundarias según tecnología, y el perfil de generación según tecnología. A continuación se define cómo es calculada cada métrica:

1. **Costos Operacionales:** Se obtienen el costo operacional desde la función objetivo del programa de despacho económico. Dado que se realizan 6 programas de pre-despacho (cada uno con una probabilidad ya asignada) y 1000 programas de despacho para cada pre-despacho (cada uno con probabilidad 1/1000), se construye un gráfico usando los 6000 resultados de costos

operacionales. Los costos ($Costos_Operacionales^{s,u}$) son ordenados en forma ascendente y graficados con su probabilidad ($\pi_s\pi_u$) o bien dicho representatividad del año. El objetivo de esta métrica es evaluar como varía el beneficio social dependiendo de las condiciones de despacho y capacidad instalada.

π_s : Probabilidad/Representatividad del programa de despacho económico s .

π_u : Representatividad del programa de pre-despacho u para un año de operación.

2. **Costos Marginales:** Se calcula el promedio horario de los costos marginales ($\overline{Cmg}_h$) según los costos marginales calculados en todos los escenarios de despacho económico utilizados ($Cmg_h^{s,u}$) haciendo uso de su representatividad asignada ($\pi_s\pi_u$) y de la metodología presentada en el Capítulo 5. El costo marginal indicará la disponibilidad de generación económica en las horas del día, y se buscará analizar su cambio dependiendo de la capacidad instalada.

$$\overline{Cmg}_h = \sum_{u=1}^6 \sum_{s=1}^{1000} \pi_s \pi_u Cmg_h^{s,u} \quad (7.4)$$

3. **Arbitraje de Energía:** De acuerdo a las generación (Pa_{est}^u) y consumo de la central de HPS (Ca_{est}^u), y los costos marginales calculados en todos los escenarios de despacho económico utilizados ($Cmg_h^{s,u}$), se calcula el arbitraje de energía para cada escenario de despacho económico. Al igual que los costos operacionales, estos se ordenan en un gráfico. El objetivo de esta métrica es evaluar si es que una central de HPS beneficios producto del desplazamiento de carga, y si es que este beneficio es el suficiente como para financiar la inversión.

$$Arbitaje^{s,u} = \sum_{t=1}^{24} Cmg_h^{s,u} (Pa_{est}^u - Ca_{est}^u) \quad e = \text{HPS} \quad (7.5)$$

4. **Generación de Energía:** En cada escenario de despacho económico se calcula la energía diaria generada por cada tecnología ($Generación_T^{s,u}$), que luego es multiplicada por su representatividad ($\pi_s \pi_u$), para así calcular la generación diaria promedio según tecnología $\overline{Generación}_T$. La generación de energía indicará el uso del combustible en el sistema, lo cual será clave para analizar el impacto de la generación intermitente y el almacenamiento de energía (i.e. qué tecnología se ve beneficiada).

$$\overline{Generación}_T = \sum_{u=1}^6 \sum_{s=1}^{1000} \pi_s \pi_u Generación_T^{s,u} \quad (7.6)$$

5. **Factor de Planta:** Una vez calculada la generación media según tecnología ($\overline{Generación}_T$), esta es dividida en la capacidad total disponible para así obtener el factor de planta (FP_T). El factor de planta indica el uso que se tiene de una central con respecto a su uso máximo teórico. Este indicador es clave para calcular el costo nivelizado de las tecnologías (e.g. mayor factor de planta conlleva a un menor costo nivelizado), y que luego es reflejado en el precio de los contratos.

$$FP_T = \frac{\overline{Generación}_T}{Capacidad_T \cdot 24} \quad (7.8)$$

6. **Provisión de Reservas:** Se calcula la provisión total de reservas en MWh que aporta cada tecnología en cada escenario de despacho económico (provisión diaria). Luego se calcula la provisión media ($\overline{Reservas}_T$) según la representatividad de cada programa de despacho. Se busca establecer cómo el almacenamiento de energía puede ayudar a esta provisión de reservas cuando su utilización es co-optimizada para también desplazar bloques de demanda.

$$\overline{\text{Reservas}}_T = \sum_{u=1}^6 \sum_{s=1}^{1000} \pi_s \pi_u \text{Reservas}_T^{s,u} \quad (7.9)$$

7. **Perfil de Generación:** El perfil medio de generación es calculado según la generación horaria de cada tecnología ($G_T^{h,s,u}$) en cada escenario de despacho económico, y luego ponderado según la representatividad del escenario, para calcular la generación media horaria ($\bar{G}_T^h$). Luego se presenta un gráfico con la generación de cada tecnología según la hora del día. El perfil de generación es clave para establecer la utilización de las centrales en cada hora del día, así como para analizar el perfil de consumo y generación de una unidad de HPS.

$$\bar{G}_T^h = \sum_{u=1}^6 \sum_{s=1}^{1000} \pi_s \pi_u G_T^{h,s,u} \quad (7.10)$$

7.4. Simulación

7.4.1. Escenarios

Los resultados son obtenidos para condiciones de operación entregadas según el parque generador (ver Anexo 1), representación de la demanda y generación intermitente, así como también el requerimiento de reservas secundarias (calculadas en Capítulo 6), y costos de combustible. Se considera un costo del carbón de US\$85/tonelada, y un costo del GNL de US\$14/MBtu. Se asume que la provisión de reserva primaria está resuelta por otras tecnologías (e.g. interconexión), sin embargo existe un escenario analizado (A.3) en que ésta es provista por el sistema, para así analizar cómo se afecta el despacho de una unidad de HPS. La representación de la interconexión no va más allá de esto, es decir no se consideran flujos de bloques de energía entre ambos sistemas, a modo de sensibilizar la operación del SING bajo sus condiciones actuales, y para así también entender cómo la interconexión podría afectar a la operación. Los tiempos mínimos de encendido y apagado son tan extensos, en el contexto de una despacho de 24 horas, que los efectos de los costos de partida y detención son menores en los resultados del problema, por lo cual estos últimos no se consideran.

En total se realizan 7 simulaciones, de las cuales 3 tienen el objetivo de analizar el impacto de la generación intermitente y el almacenamiento de energía en el sistema, y 4 tienen como propósito analizar diferentes esquemas de operación y condiciones del sistema. Estos 7 escenarios de simulación corresponden a: S.1, S.2, A.1, A.2, A.3, B.1 y B.2. Así mismo, son presentados a continuación:

Tabla 7-1: Escenarios de simulación S.1, S.2 y A.1.

Escenario	HPS (MW)	Solar-FV (MW)	Eólico (MW)	GNL	Reserva Primaria
S.1	0	0	0	Cv: US\$14/MBtu 100% Disponibilidad	0
S.2	0	867,5	250	Cv: US\$14/MBtu 100% Disponibilidad	0
A.1	300	867,5	250	Cv: US\$14/MBtu 100% Disponibilidad	0

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7-2: Escenarios de simulación A.2, A.3, B.1 y B.2

Escenario	Capacidad Instalada (MW) HPS, Solar-FV, Eólico	Esquema Operación HPS	GNL	Reserva Primaria
A.2	300; 867,5; 250	A.1	Cv: US\$14/MBtu 100% Disponibilidad f.p. mínimo: 30%	0
A.3	300; 867,5; 250	A.1	Cv: US\$14/MBtu 100% Disponibilidad	100 MW
B.1	300; 867,5; 250	B.1	Cv: US\$14/MBtu 100% Disponibilidad	0
B.2	300; 867,5; 250	B.2	Cv: US\$14/MBtu 100% Disponibilidad	0

Fuente: Elaboración propia.

El escenario S.1 tiene como función simular la operación del sistema sin la inclusión de generación renovable intermitente, siendo esto un caso base para la operación. Por otro lado, el escenario S.2 ya considera una inclusión importante de generación solar (867,5

MW) y eólica (250 MW). Los montos de inclusión corresponden a 450 MW solar fotovoltaico y 160 MW eólicos adicionales a los proyectos ya en construcción y operación al año 2016 (CNE, 2014). Por otro lado, el escenario A.1 incluye la entrada del almacenamiento de energía HPS (300 MW), bajo un esquema de operación óptimo (esquema A.1). Con estos tres escenarios se intenta entender el impacto que pueden tener estas tecnologías en la operación económica, con énfasis en el impacto sobre las unidades ya existentes.

En cuanto a los escenarios A.2, A.3, B.1 y B.2, estos están basados en evaluar distintos esquemas de operación para la entrada en operación del HPS de 300 MW de capacidad, el cual estaría asociado a un parque solar fotovoltaico de 450 MW (DC). Este dimensionamiento correspondería a un tamaño similar al del proyecto Espejo de Tarapacá desarrollado por Valhalla Energía. El escenario B.1 y B.2 buscan evaluar el impacto que puede tener añadir restricciones que simulen a un generador virtual (HPS + solar). Los escenarios A.2 y A.3 se basan en el esquema de operación A.1, pero con cambios en las condiciones del sistema. El escenario A.2 corresponde a una sensibilidad con respecto a la presencia de contratos take or pay, los cuales están representados mediante la inclusión de una restricción adicional al modelo, la cual asegura un factor de planta diario mínimo de un 30% de la capacidad total instalada en base a GNL, sin importar cuál de las centrales utiliza este gas. Dado que se contemplan 3 modos posibles de operación de estas centrales (ciclo combinado completo [CC], medio ciclo combinado [CC/2], y turbina en ciclo abierto [CA]), y que en el modelo sólo se permite a uno de estos modos estar operativo, para efecto de definir el factor de planta se considera como capacidad máxima el máximo entre estos tres modos.

$$\sum_{t=1}^{24} P_{gst} \geq 30\% \cdot 24 * \max (P_g^+)$$

$$g \in \{GNL_CC, GNL_CC/2, GNL_CA\}, s \in \Omega$$
(7.11)

Por último, el escenario A.3 busca sensibilizar la operación del sistema ante el requerimiento de reservas primarias, y cómo estas podrían afectar la operación del HPS.

7.4.2. Unidades Generadoras

La información utilizada sobre las unidades generadoras se puede encontrar en el Anexo 1. Sin embargo, a continuación se presentan las unidades consideradas en base a carbón, gas natural, y diésel, con sus capacidades máximas y mínimas. Para las centrales diésel, estas fueron agrupadas, de manera de reducir el tamaño del modelo de pre-despacho y despacho económico, ya que no es relevante representar estas centrales más en detalle.

Tabla 7-3: Centrales consideradas en base a gas natural.

CCSALTA	MIN	MAX
TG1+TG2	115.0	416.0
TG1+TV*0.5	185.0	321.4
TG1+TG2+TV	365.0	642.8
CTM3		
TG	100.0	156.3
TG+TV	160.0	250.8
U16		
TG	76.0	280.0
TG+TV	178.0	400.0
CC1		
TG1+TG2	96.0	254.5
TG1+TV*0.5	250.1	321.1
TG1+TG2+TV	310.0	395.9
CC2		
TG1+TG2	95.0	247.8
TG1+TV*0.5	155.0	189.1
TG1+TG2+TV	310.0	384.7
Kelar		
TG1+TG2	125.4	332.3
TG1+TV*0.5	326.6	419.4
TG1+TG2+TV	404.8	517.0

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7-4: Centrales consideradas a diésel (izquierda) y a carbón (derecha).

			MIN	MAX	
			CTA	100	168.8
			ANG1	150	272.4
			ANG2	150	272.6
			CTTAR	100	158.0
TGTAR	MIN	MAX	CTM1	90	165.9
UNION2*	12.561	118.001	CTM2	90	175.0
DIQUIQUE	24.998	43.01	U12	50	85.3
TG1	10	24.698	U13	50	85.5
TG2	10	24.931	U14	75	136.4
TG3	10	37.5	U15	75	132.4
UNION1*	6.506	52.581	CTH1	100	170.1
U10	15	37.5	NT01	65	136.3
U11	15	37.5	NT02	65	141.0

Fuente: Elaboración propia.

7.5. Resultados S.1, S.2, y A.1

7.5.1. Escenario S.1

Los costos operacionales tienen un valor medio diario de US\$2.470.682, lo que en un plazo anual es equivalente a un costo de US\$901.798.930. Estos costos no incluyen planes de mantenimiento, ni costos de partida o detención de unidades. Así mismo, sólo refleja la operación óptima para suministrar la energía y reservas secundarias requeridas (no así las primarias). Ver figura 7-1.

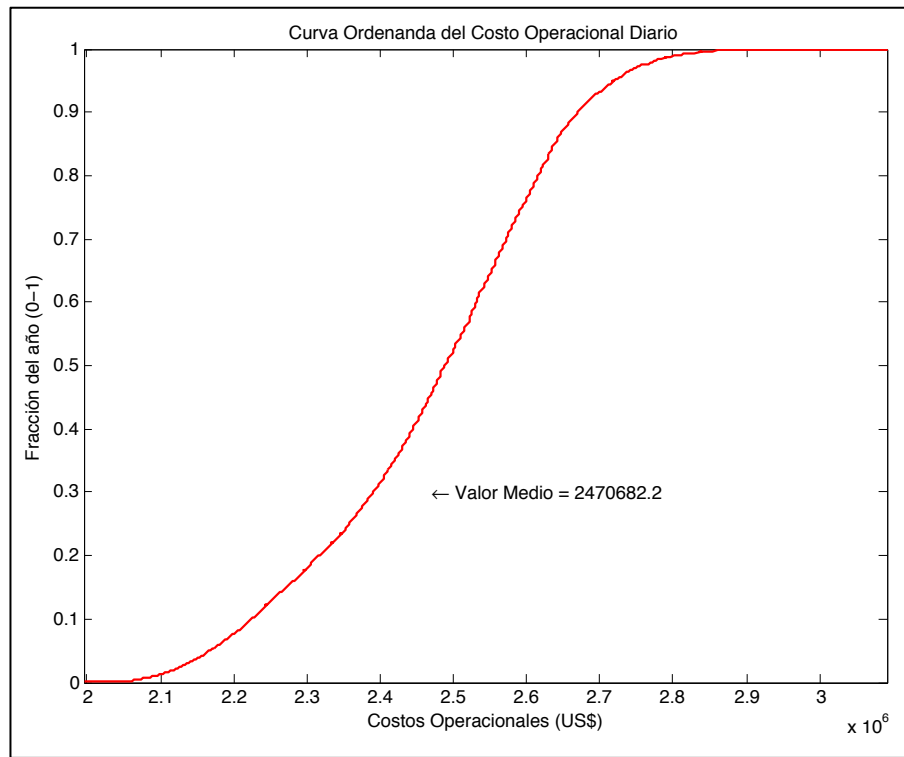


Figura 7-1: Curva ordenada de Costo Operacional Diario.
Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los costos marginales promedio, estos varían entre US\$64/MWh y US\$91/MWh dependiendo de la hora del día. Se identifican costos marginales mayores en horarios en que la demanda crece (noche y madrugada) lo que explica el uso de unidades diésel y turbina de gas en ciclo abierto en casos muy acotados. Ver Figura 7-2.

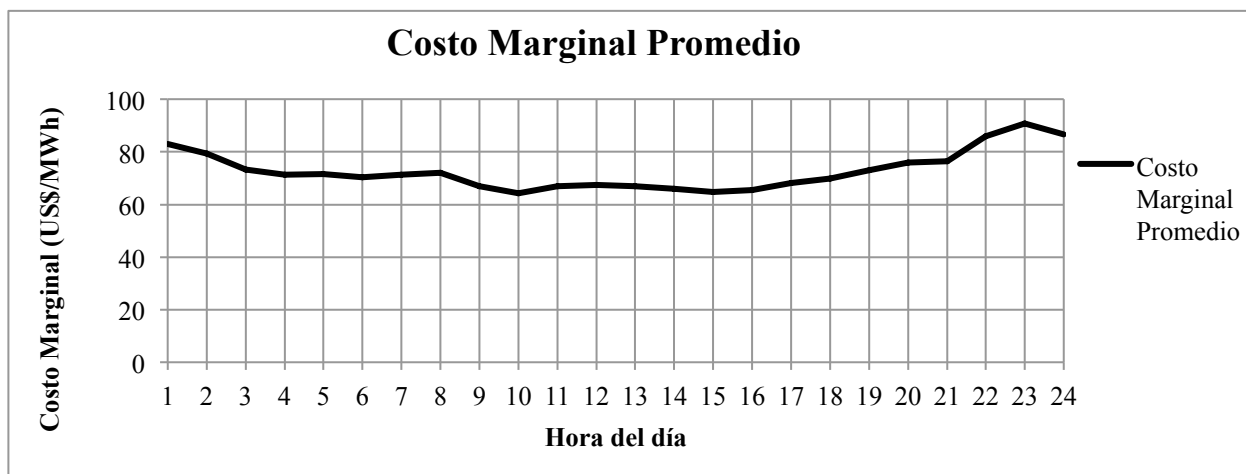


Figura 7-2: Costo marginal promedio horario.
Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía corresponde mayoritariamente a la generación en base a carbón (86%) seguida de la generación en base a GNL con un 14%. Esta generación en base a GNL es considerando que existe una completa disponibilidad para el uso de este recurso, pero sin la existencia de contratos take or pay, los cuales podrían llegar a aumentar su utilización. La cantidad total de generación equivale a un promedio diario de 72.525 MWh, lo cual está de acuerdo al supuesto en relación a la tasa de crecimiento de la demanda (Ver Anexo Datos). Ver Figura 7-3.

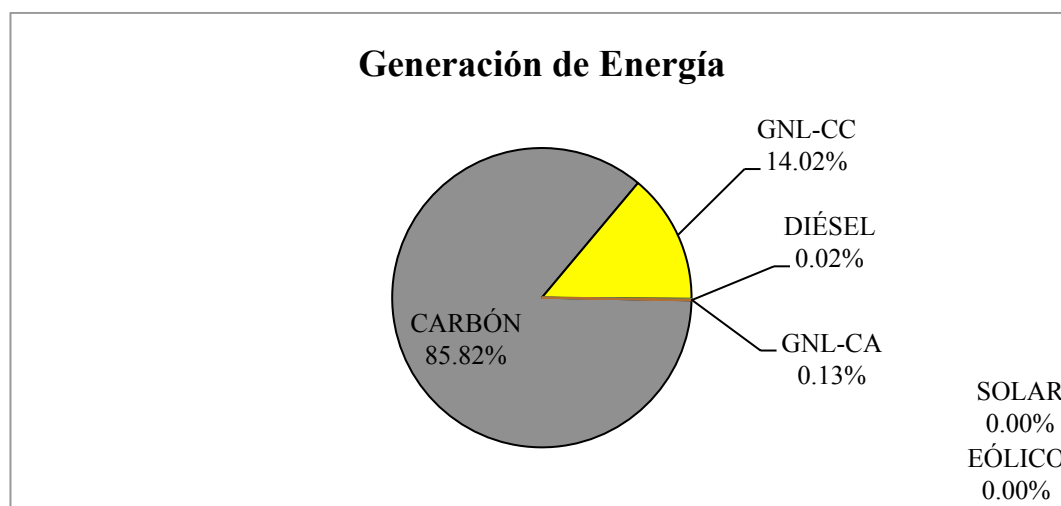


Figura 7-3: Generación de Energía.
Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en cuanto a los factores de planta de las centrales, se hace uso completo del recurso en base a carbón, dado su menor costo de generación, y se hace uso parcial de la capacidad instalada en base a GNL, con un factor de planta del 16,3%, utilizado las centrales en el modo de ciclo combinado.

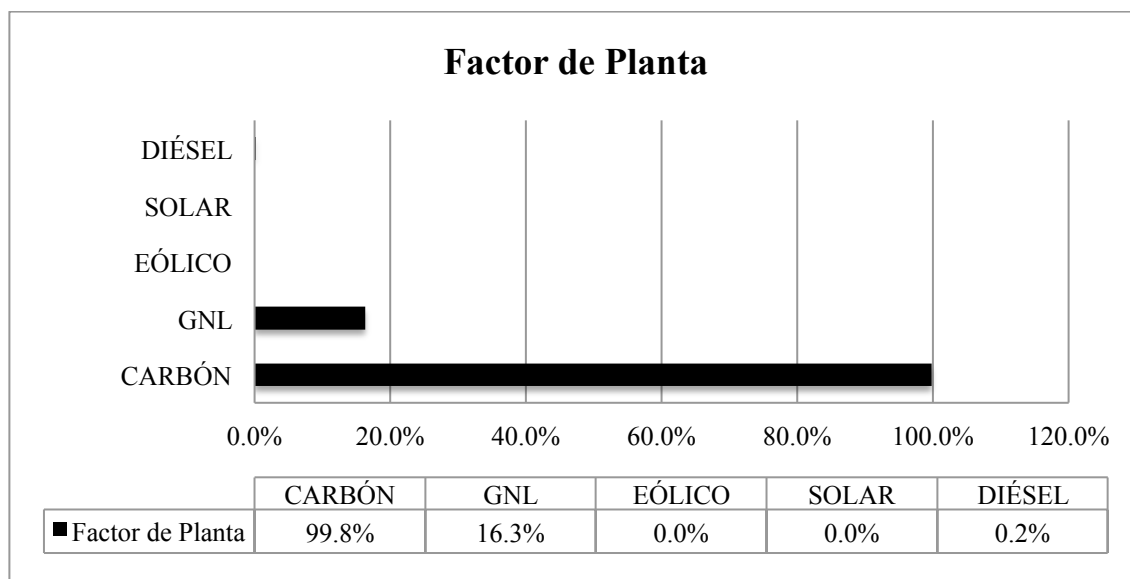


Figura 7-4: Factor de Planta.
Fuente: Elaboración propia.

La provisión de reservas es otorgada mayoritariamente por las centrales de ciclo combinado, las cuales por operar bajo su máxima capacidad, permiten realizar el control de frecuencia, sin tener que disminuir el factor de planta de las centrales a carbón, que proporcionan un combustible más económico. El total de reserva secundaria diaria promedio corresponde a 883.68 MWh, equivalente a una provisión horaria promedio de 36,8 MW.

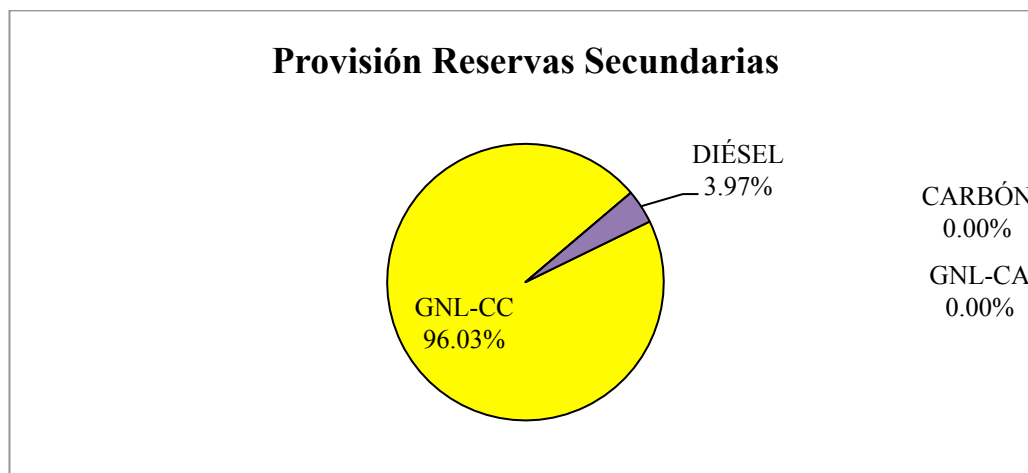


Figura 7-5: Provisión de Reservas Secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

El perfil de generación promedio es bastante estable, en donde la generación a carbón se mantiene casi constante y a su máxima capacidad, mientras que la generación en base a GNL cubre la diferencia restante con respecto a la demanda. Ver Figura 7-6.

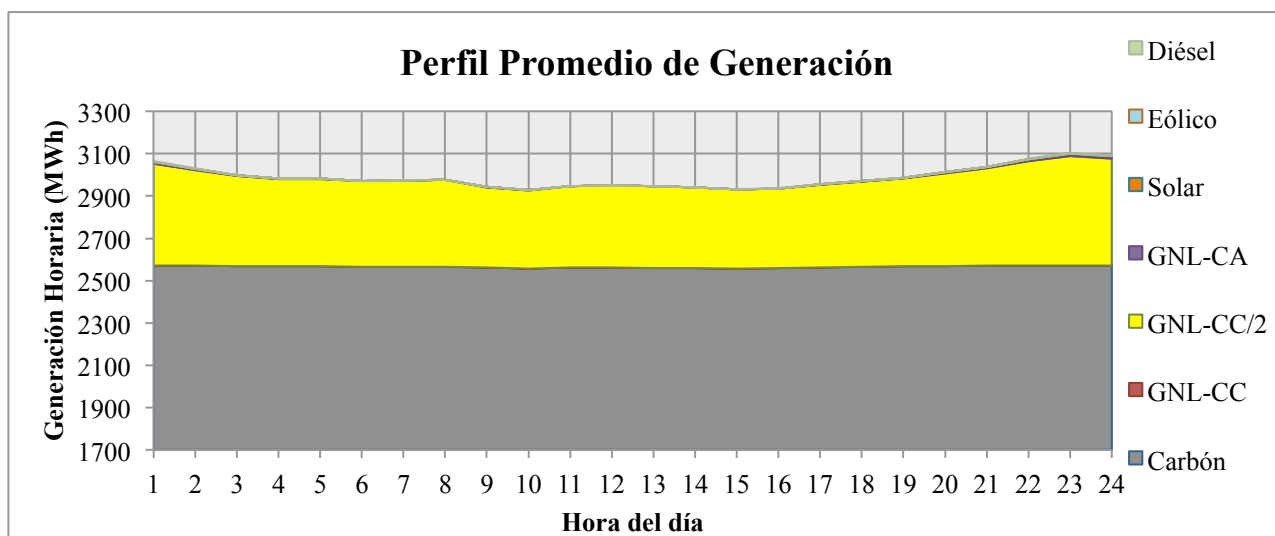


Figura 7-6: Perfil promedio de generación horaria.
Fuente: Elaboración propia.

7.5.2. Escenario S.2

Los costos operacionales tienen un valor medio diario de US\$2.153.612, lo que en un plazo anual es equivalente a un costo de US\$786.068.380. Estos costos no incluyen planes de mantenimiento, ni costos de partida o detención de unidades. Así mismo, sólo refleja la operación óptima para suministrar la energía y reservas requeridas. (Ver Figura 7-7). Los costos calculados resultan ser un 12,8% menores que en el caso anterior, producto del reemplazo de combustibles por generación renovable. Nótese que este costo es sólo operacional, y no incluye el costo de inversión de las tecnologías ni tampoco los costos de mantenimiento, entre otros.

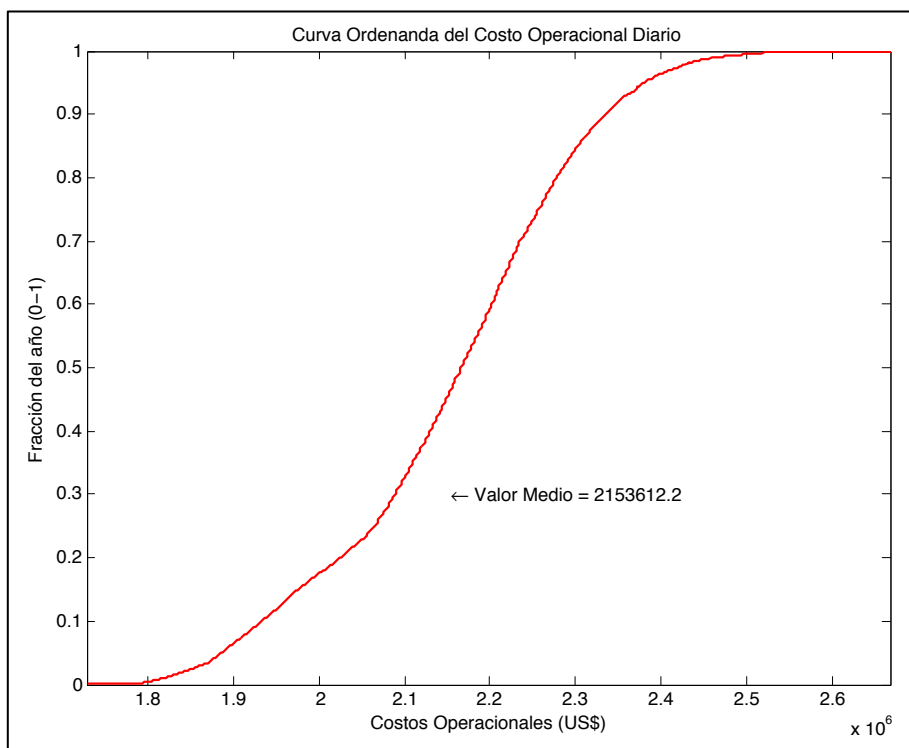


Figura 7-7: Curva ordenada de Costo Operacional Diario.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los costos marginales promedio, estos varían entre US\$36/MWh y US\$102/MWh dependiendo de la hora del día. Los menores costos están en los momentos de mayor presencia de la generación solar, en donde existe capacidad disponible en base a carbón para ser utilizada. En cambio, los mayores costos se

encuentran en los periodos de mayor demanda e inexistencia de la generación solar (20:00 hrs. - 02:00 hrs.), en donde se utiliza toda la capacidad a carbón disponible, parte de la capacidad de los ciclos combinados, el uso acotado de turbinas en ciclo abierto (debido a sus menores tiempos de encendido mínimo), y centrales diésel para hacer de respaldo a la generación solar. Ver Figura 7-8 y 7-12.

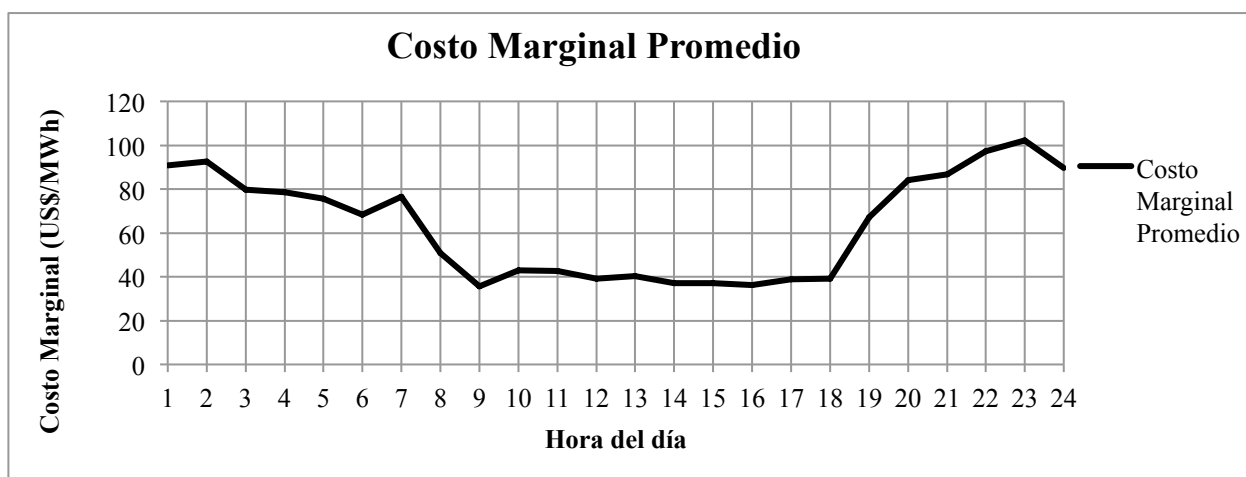


Figura 7-8: Costo marginal promedio horario.

Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía corresponde mayoritariamente a la generación en base a carbón (78,61%) seguida de la generación en base a GNL con un 10,09% y luego por la solar (8,74%) y eólica (2,45%). Es interesante notar el cambio de generación provocado por la mayor generación renovable intermitente, que influye en primer lugar en la menor generación en base carbón (-7,21%) seguida por la en base a GNL (-4,06%). Ver Figura 7- 9.

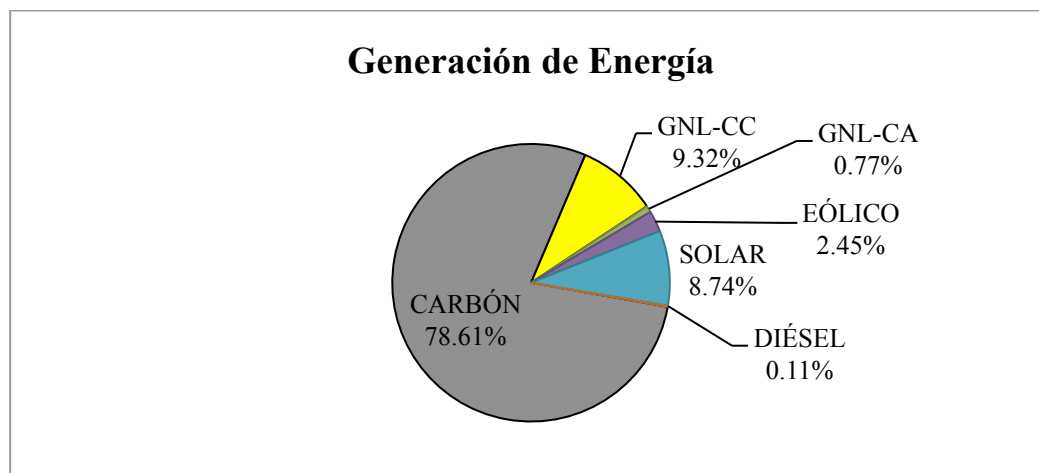


Figura 7-9: Generación de Energía.
Fuente: Elaboración propia.

Debido a la menor generación en base al carbón y el GNL, los factores de planta de estas tecnologías disminuyen, en un -8,7% para la tecnología en base a carbón, y un -4,7% para la tecnología basada en GNL. Sin embargo, el menor uso del GNL está basado mayormente en la generación en modo ciclo combinado, dado que la generación usando turbinas en ciclo abierto sube un 0,64%. Así mismo, aumenta también la generación diésel (+0,6%) al funcionar como unidad de punta. El factor de planta de la tecnología solar corresponde a un 30% y el de la generación eólica a un 29,2%, factores que están de acuerdo al supuesto realizado (ver Anexo 1). La generación solar se basa en centrales que permiten el seguimiento de la radiación en 1 eje, razón que explica su alto factor de planta. Se asumen los factores de planta anteriores con el propósito de representar los perfiles intermitentes, y teniendo en cuenta que resultaría poco atractivo invertir en centrales con factores de planta menores a estos. Un menor factor de planta solar o eólico es equivalente en el modelo a considerar una menor capacidad instalada.

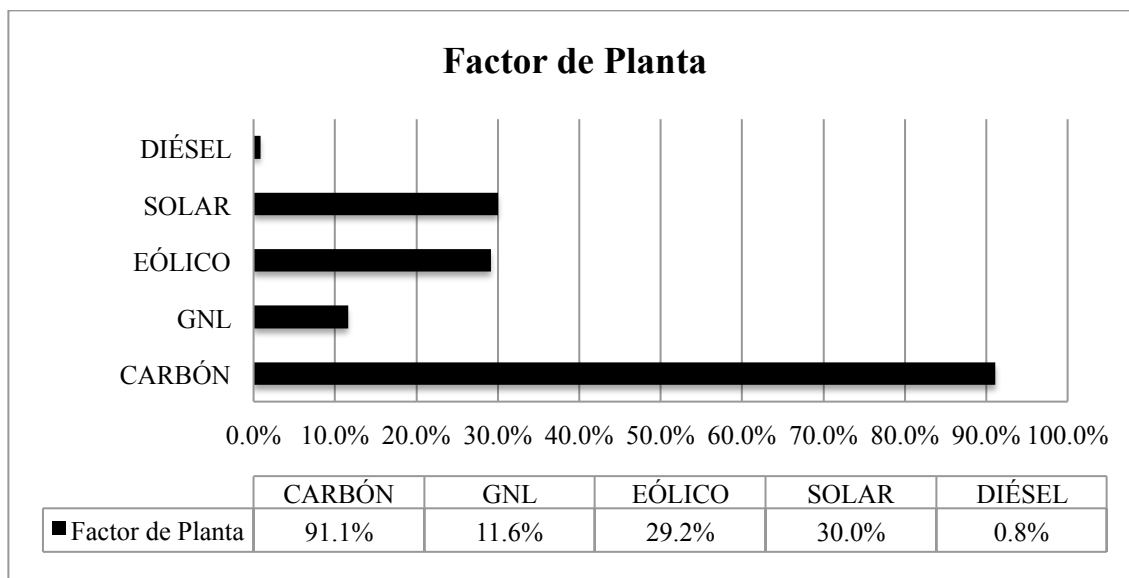


Figura 7-10: Factor de Planta.

Fuente: Elaboración propia.

La provisión de reservas es otorgada mayoritariamente por las centrales de ciclo combinado (47,92%), las cuales por operar bajo su máxima capacidad, permiten realizar el control de frecuencia, las centrales en base a carbón (34,98%) que ven su capacidad liberada en los periodos de mayor generación solar, la tecnologías diésel (10,43%) y turbina a gas en ciclo abierto (6,66%) que permiten liberar generación más económica del ciclo combinado. El total de reserva secundaria asciende a un total diario de 4850MWh, equivalente en cantidad a una provisión constante de 202MW, y casi 5 veces más que en el caso anterior (884MWh). Esta reserva tiene como objetivo el control de frecuencia secundario ante la mayor presencia de generación intermitente.

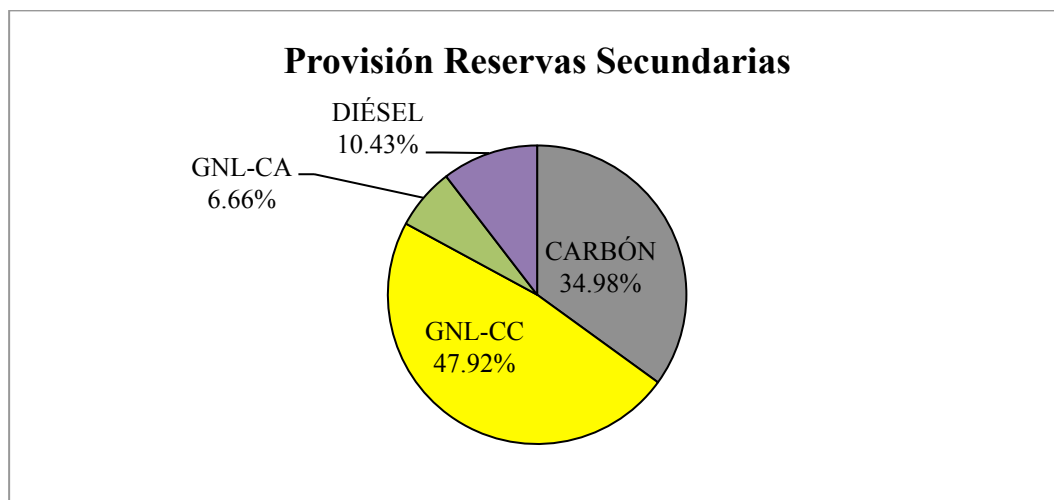


Figura 7-11: Provisión de Reservas Secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

El perfil de generación se vuelve más dinámico, producto de la generación eólica y solar intermitente en el día. La inclusión de la generación solar obliga a una subutilización de las centrales a carbón durante el día (07:00 hrs. - 19:00 hrs.), así como también una inyección de energía más cara (turbina gas en ciclo abierto) durante la noche y madrugada (19:00 hrs. - 02:00 hrs.). Además, debido al mínimo técnico y tiempo de encendido mínimo de los ciclos combinados (mayores o igual a 1 día), este tipo de generación sigue inyectando en los periodos de mayor generación solar, disminuyendo aún más la generación en base a carbón. Este efecto podría ser incluso mayor ante la inclusión de contratos take or pay, en los cuales se obligara el uso de una cantidad mayor de gas.

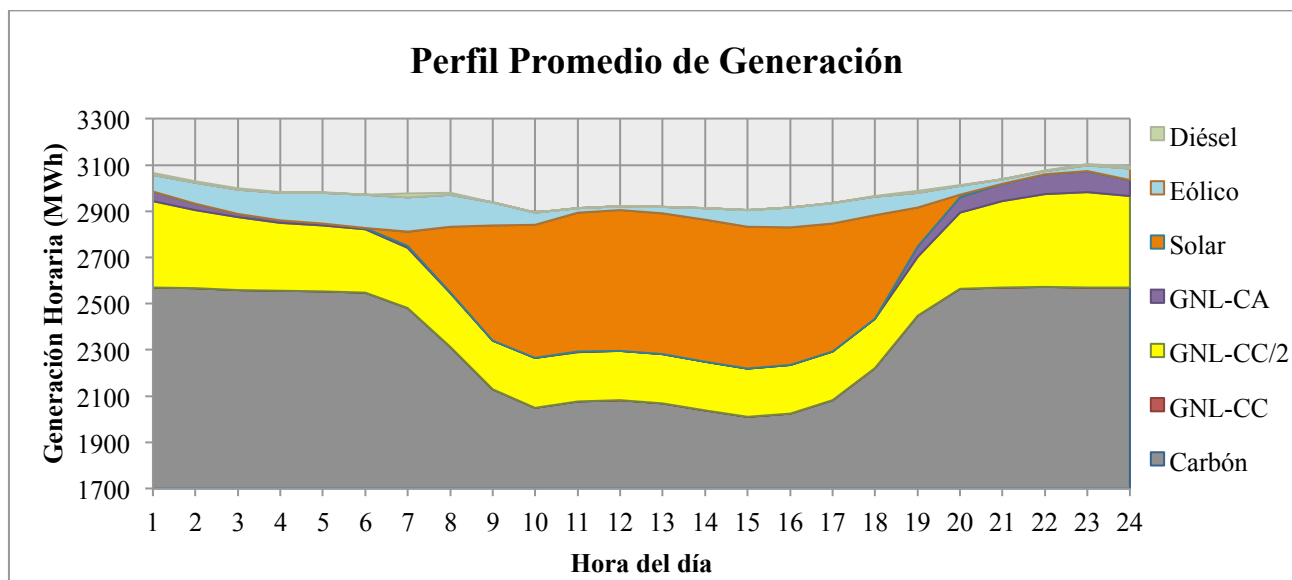


Figura 7-12: Perfil promedio de generación horaria.
Fuente: Elaboración propia.

7.5.3. Escenario A.1

Los costos operacionales tienen un valor medio diario de US\$2.072.966, lo que en un plazo anual es equivalente a un costo de US\$ 770.625.595. Estos costos no incluyen planes de mantenimiento, ni costos de partida o detención de unidades. El costo calculado corresponde a una reducción de un 3,74% con respecto al caso S.2. (Ver Figura 7-13). Así mismo, también se grafica el arbitraje diario de energía para la central de HPS (300 MW), con un valor promedio diario de US\$68.306, correspondiente a un valor anual total de US\$ 24.931.690. Este arbitraje es calculado de acuerdo al costo marginal de la energía.

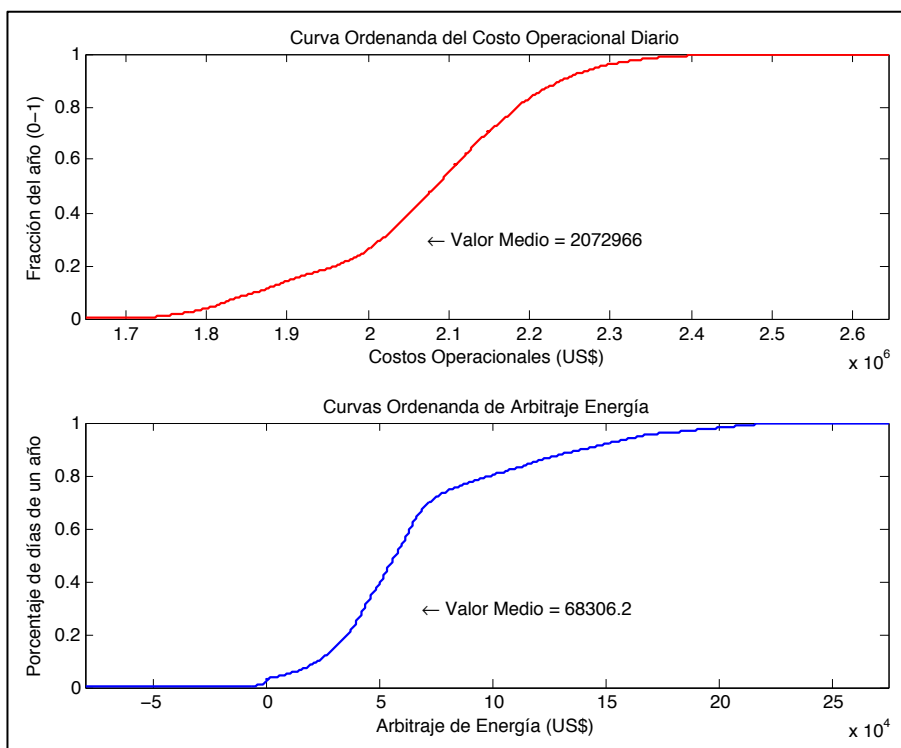


Figura 7-13: Curva ordenada de Costo Operacional Diario.
Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los costos marginales promedio, estos varían entre US\$42/MWh y US\$104/MWh dependiendo de la hora del día. El costo marginal promedio resulta tener una menor varianza, producto de la operación de la unidad de HPS, que sustituye la generación de mayor costo. Ver Figura 7-14.

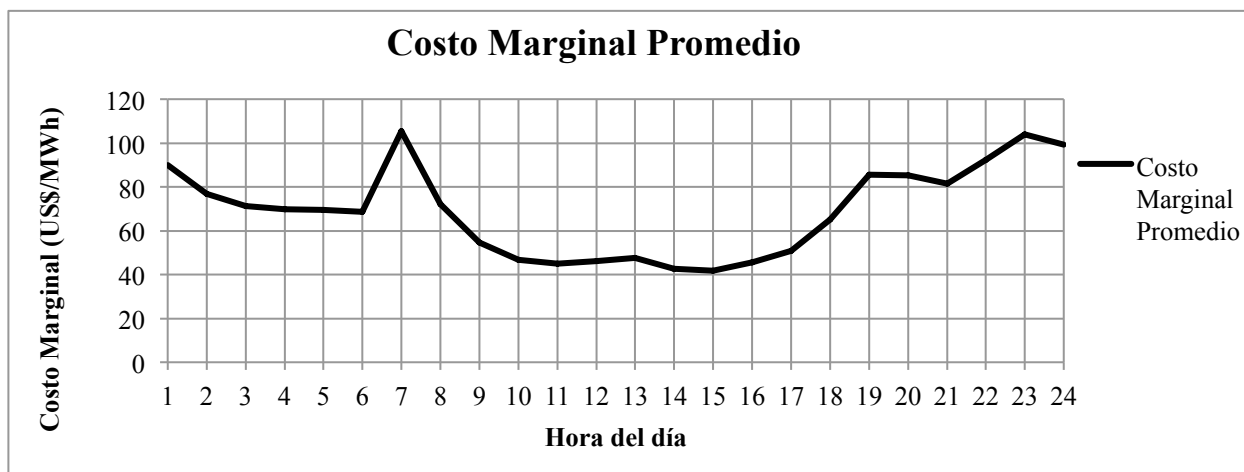


Figura 7-14: Costo marginal promedio horario.
Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía corresponde mayoritariamente a la generación en base a carbón (82,53%) seguida de la generación en base a GNL con un 6,32% y luego por la solar (8,67%) y eólica (2,43%). Ver Figura 7-15. La generación total de energía diaria promedio tiene un mayor valor igual a 72,891 MWh comparados a los 72,301 MWh del caso anterior. La diferencia de generación es de 590 MWh producto de la pérdida de energía en el proceso de conversión por la central de HPS, la cual se supuso con una eficiencia de un 80%, y la diferencia en las unidades encendidas, las cuales tienen diferentes auto-consumos. La central de HPS consume un total promedio de 2,364 MWh y genera un total promedio de 1,891 MWh promedio (2,59% del total). Se logra una mayor generación en base a carbón (+3,92%) y una menor generación en base a GNL (-3,77%) y diésel (-0,03%).

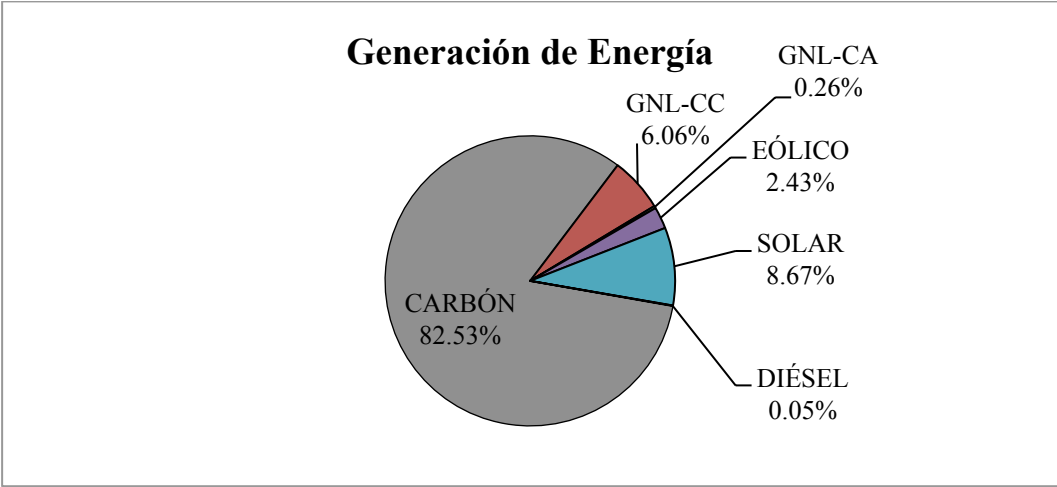


Figura 7-15: Generación de Energía.
Fuente: Elaboración propia.

Debido a la mayor generación en base a carbón, esta aumenta su factor de planta a un 96,4% (+5,3% en relación al caso anterior), mientras que la generación en base a GNL y diésel lo ven reducido. La central de HPS logra un factor de planta de un 26,3% (Generación HPS/ Capacidad HPS) dado que también suministra reservas secundarias en los momentos en que no hay presencia del recurso solar.

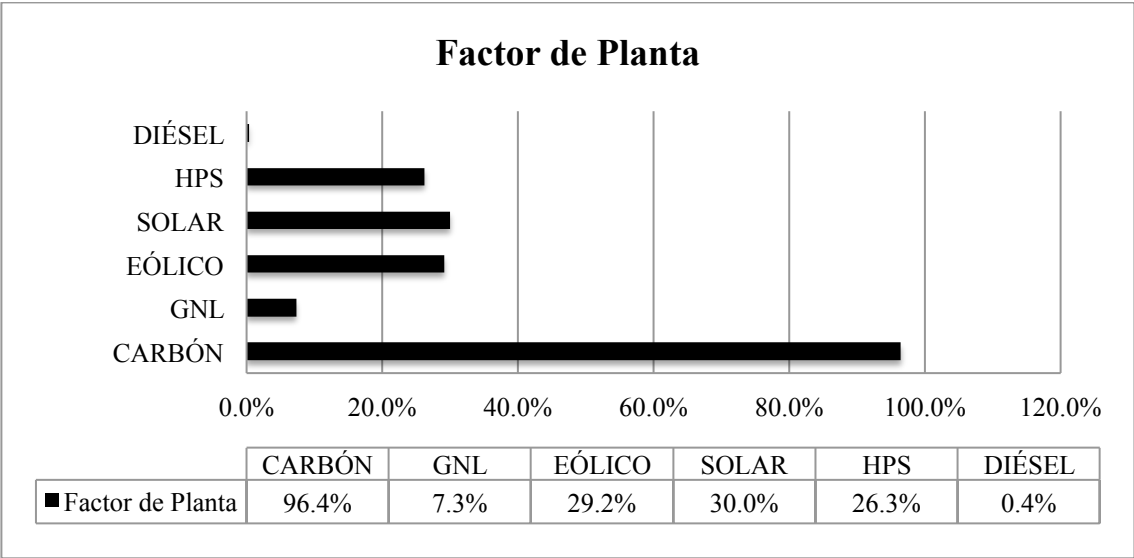


Figura 7-16: Factor de Planta.
Fuente: Elaboración propia.

A diferencia del caso anterior, la provisión de reservas es otorgada mayoritariamente por la central de HPS (43,74%), seguida por las centrales de ciclo combinado (30%), luego por las centrales en base a carbón (20,45%) y generación con tecnología diésel (5,06%), y finalmente gas en ciclo abierto (0,73%). La central de HPS libera capacidad de las centrales de carbón y ciclo combinado, las cuales pueden luego inyectar más energía al sistema.

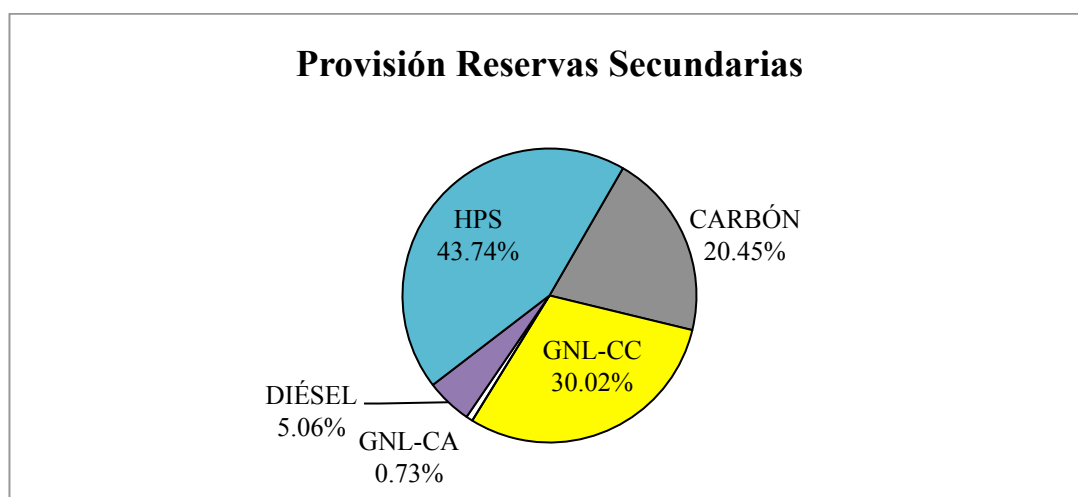


Figura 7-17: Provisión de Reservas Secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

El perfil de generación cambia, al tener mayor generación en base a carbón durante los períodos de mayor radiación solar (07:00 hrs. - 19:00 hrs.), energía que es almacenada con la unidad de HPS para luego ser utilizada en la noche y madrugada, reemplazando el uso de turbinas a gas en ciclo abierto, centrales diésel, y parte de la generación de las centrales de ciclo combinado. El perfil neto de generación se vuelve más constante, debido al consumo de la unidad de HPS (ver Figura 7-18).

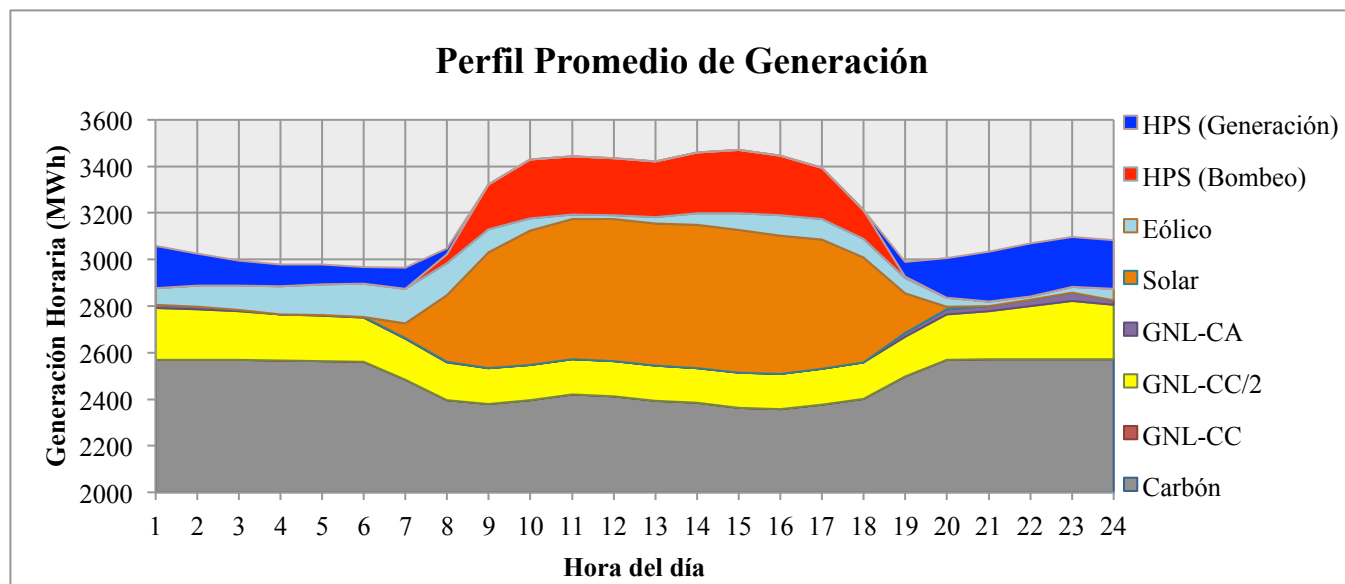


Figura 7-18: Perfil promedio de generación horaria.
Fuente: Elaboración propia.

7.6. Análisis Escenarios S.1, S.2 y A.1

A través de los escenarios S.1, S.2 y A.1, es posible identificar el impacto operacional que tienen la intermitencia de la generación renovable, así como también el del almacenamiento de energía. A continuación se presenta la tabla 7-5 en donde se resumen los resultados más relevantes.

Los costos operacionales disminuyen (-12,8%) con la inclusión de energía renovable en el escenario S.2 con respecto al escenario S.1, producto que el costo variable de esta tecnología es nulo (recurso solar y eólico). La reducción de costos equivale a un valor diario promedio de US\$317.070. Si estos costos son divididos en la generación renovable diaria promedio (8.001 MWh), luego por cada MWh inyectado de esta energía se evitan US\$39,62. Este costo es bastante bajo, producto que si bien se reduce el uso del gas natural, también se reduce el uso del carbón y se utiliza más generación de alto costo (diésel y turbinas en ciclo abierto). Esto implica que la generación intermitente reemplaza a un combustible virtual igual o más económico que el carbón.

Tabla 7-5: Resumen de resultados de los escenarios S.1, S.2 y A.1.

Métrica\Escenario	S.1	S.2	A.1
Solar/Eólico/HPS (MW)	0 / 0 / 0	867,5 / 250 / 0	867,5 / 250 / 300
Costo Diario			
Operacional	US\$2.470.682	US\$2.153.612	US\$2.072.966
Promedio		(-12,8%)	(-16,01%)
Costo Marginal	US\$64/MWh -	US\$36/MWh -	US\$42/MWh -
Promedio	US\$91/MWh Perfil Semi-constante	US\$102/MWh Menores costos 9:00- 18:00 hrs	US\$104/MWh Menores costos 9:00- 18:00 hrs.
Generación y Factor	Gen.: 85,82%	Gen.: 78,61%	Gen.: 82,53%
Planta Carbón	f.p.: 99,8%	f.p.: 91,2%	f.p.: 96,4%
Generación y Factor de Planta GNL-CC	Gen: 14,02%	Gen: 9,32%	Gen: 6,06%
	f.p: 16,3%	f.p: 11,6%	f.p: 7,3%
Generación			
GNL-CA + Diésel	0,15%	0,88%	0,31%
Factor Planta HPS y			f.p.: 26,3%
Arbitraje Energía	-	-	US\$68.306
Provisión de Reservas			
Secundarias	96% GNL-CC	48% GNL-CC	44% HPS
		35% Carbón	30% GNL-CC
	3,97% Diésel	10% Diésel	30% Carbón
		7% GNL-CA	5% Diésel
			1% GNL-CA

Fuente: Elaboración propia.

Además, existe un impacto importante sobre el sistema, no considerado directamente en los costos operacionales. El mayor efecto es la reducción del factor de planta de las centrales base a carbón y gas natural. El menor factor de planta de las centrales a carbón se verá reflejado en un alza del costo nivelizado de esta tecnología, lo que debería luego ser traducido al valor de los contratos (y así al costo total del sistema). Sin embargo, este costo no es reflejado en la operación. Si se tomase como referencia los valores presentados en la Tabla 7-6, la disminución del factor de planta del carbón en el escenario S.2 (-8,6%), genera un incremento aproximado de US\$3/MWh en el costo

levelizado de esta tecnología sólo por concepto de financiar la inversión en una menor cantidad de energía.

Tabla 7-6: Variación del LCOE según factor de planta.

Parámetro	Valor	Menor Factor de Planta	Δ LCOE carbón (inversión)
Años	25		
Tasa descuento	10%	1%	32,10 $\rightarrow \Delta = 0,35$
Factor de planta	90%	2%	32,47 $\rightarrow \Delta = 0,72$
Inversión US\$/kW	2321	3%	32,85 $\rightarrow \Delta = 1,10$
Mantenimiento	37,8	4%	33,23 $\rightarrow \Delta = 1,48$
US\$/kW-año		5%	33,62 $\rightarrow \Delta = 1,87$
Costo anual	293,5	6%	34,02 $\rightarrow \Delta = 2,27$
Potencia Firme	90%	7%	34,43 $\rightarrow \Delta = 2,68$
Pago Capacidad	81	8%	34,85 $\rightarrow \Delta = 3,10$
(US\$90/kW)		9%	35,28 $\rightarrow \Delta = 3,52$
LCOE según	31,75	10%	35,72 $\rightarrow \Delta = 3,97$
inversión US\$/MWh			

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, este mayor costo, que si bien es reducido por cada MWh generado, sí es relevante en su conjunto, por ser la generación a carbón la más importante en el sistema. Si se tiene en cuenta la generación diaria promedio del carbón en el escenario S.2, correspondiente a 56.223 MWh, esto significa un mayor costo (indirecto) diario promedio de US\$168.669, reduciendo los beneficios totales de la energía renovable. Si estos mayores costos fuesen atribuidos a la cantidad total de generación (diaria promedio) renovable intermitente (8.001 MWh), supondría un costo indirecto adicional de desarrollo de US\$21,08/MWh para la generación ERNC. Este costo podría ser aún mayor, dada la mayor cantidad necesaria de reservas secundarias, los mayores costos de mantención a causa del encendido y apagado de las unidades térmicas, y la existencia de tecnologías adicionales que puedan ayudar a la capacidad de pronóstico y manejo de la intermitencia. La conveniencia económica para el sistema de incluir centrales renovable intermitentes dependerá si su costo levelizado lograr ser lo suficientemente menor al de

la generación disponible, a modo que no signifique mayores precios de la energía en el sistema.

Por otro lado, es interesante notar el impacto que tiene esta tecnología en el costo marginal del sistema, en donde se entiende más claro que la viabilidad de estos proyectos en el SING no puede estar asociada a la venta de energía en el mercado spot, ya que a mayor generación solar, menores precios de la energía existirán en estas horas.

Por otro lado, al incluir la central de almacenamiento de HPS, genera una disminución de los costos operacionales del sistema de un 3,74% con respecto al escenario S.2. Adicionalmente, provoca un impacto positivo en la operación del sistema, dado que aumenta el factor de planta de las centrales existentes a carbón, en un +5,3%, anulando en forma importante el efecto antes considerado de la generación intermitente sobre el costo nivelizado de la tecnología en base a carbón. Así también es interesante notar, que hay un menor uso de las centrales punta del sistema (diésel y turbinas a gas en ciclo combinado), que es reemplazado con el agua almacenada usando generación en base a carbón. La matriz total del sistema resulta tener una emisión levemente mayor de CO₂ dado que se ocupa más energía del carbón y menos del GNL. Sin embargo, los beneficios operacionales son amplios, dado que la central de HPS se ocupa de las reservas secundarias, así como también del impacto de la generación intermitente en el sistema. Para que sea atractivo realizar el desplazamiento de energía, la diferencia de costos variables entre la generación a carbón y ciclo combinado debe ser la suficiente para hacerse cargo de las pérdidas (dada la eficiencia de conversión), ya que en caso contrario no tiene sentido económico reemplazar el GNL con la energía almacenada. Finalmente, la introducción de la central de HPS altera los costos marginales, eliminando en parte el arbitraje de energía, ya que desplaza a las unidades más caras de generación. Se logra ver que el modelo de negocios basado en el arbitraje de energía en el mercado spot no resulta lo suficientemente atractivo. Se calcula un arbitraje promedio anual cercano a los US\$25 millones, que sería insuficiente para financiar la inversión de una central de 300MW, la cual necesitaría financiar una anualidad cercana a los US\$52,7 millones (si se considera un costo de inversión de \$2000/kW y tasa de descuento del 10% (WACC), entre otros). Sin embargo, si se valuaran las reservas

secundarias en US\$35,77/MWh, entonces la central de HPS lograría recuperar su inversión. Es por esto, que se hace necesario evaluar otros modelos de negocio (e.g. generador virtual), así como también valorizar correctamente la provisión de reservas secundarias.

Es importante mencionar también que el mercado de arbitraje de energía tiene un mejor desempeño como un oligopolio o bien un monopolio, dado que una mayor cantidad de capacidad de almacenamiento interfiere en el desempeño de todas las unidades de almacenamiento, reduciendo sus ingresos al modificar los costos marginales y la utilización de cada central. Más aún, si este mercado estuviese saturado, las unidades de almacenamiento serán escogidas según su eficiencia de conversión, ante lo cual una mínima diferencia de las unidades podría resultar en una competitividad completamente distinta.

7.7. Resultados Escenarios A.2, A.3, B.1 y B.2

7.7.1. Escenario A.2

Los costos operacionales tienen un valor medio diario de US\$2.416.929, lo que en un plazo anual es equivalente a un costo de US\$ 882.179.085 (ver figura 7-19). Estos costos no incluyen planes de mantenimiento, ni costos de partida o detención de unidades. El costo calculado corresponde a un incremento importante en los costos operacionales, dado que se utiliza más gas del necesario, afectando incluso la generación base a carbón (ver Figura 21 y 22). La central de HPS ve su arbitraje reducido casi completamente, dado que su utilización resulta muy acotada, y ya no es utilizada para desplazar volúmenes de energía relevantes.

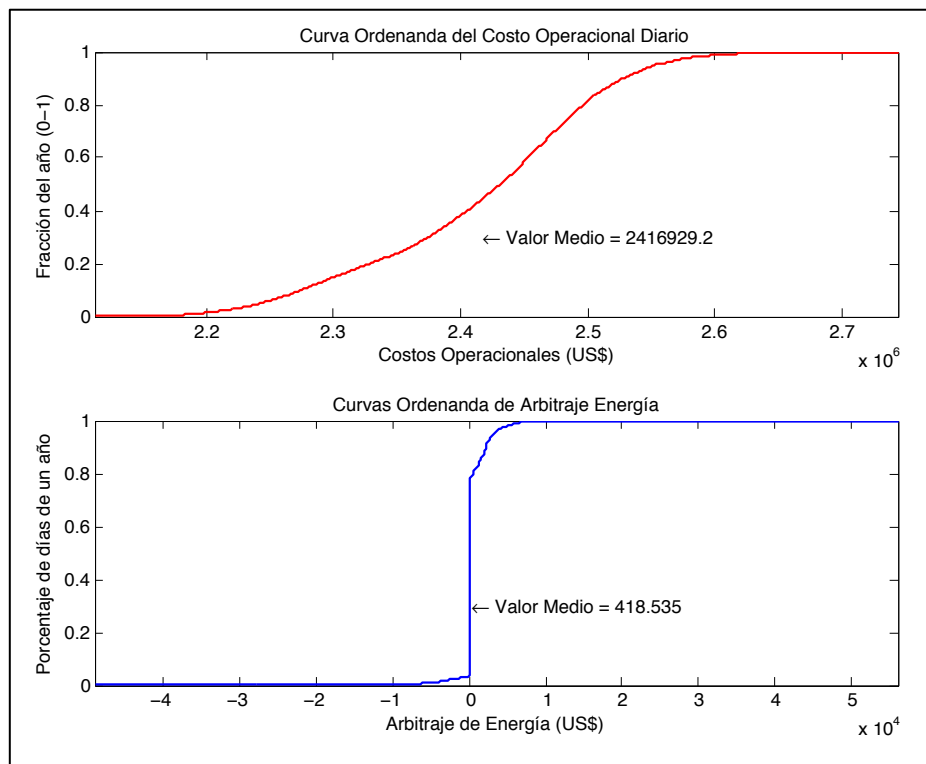


Figura 7-19: Curva ordenada de costo operacional diario.
Fuente: Elaboración propia.

En el escenario presentado, se observa una muy baja variabilidad de los costos marginales promedio, que rondan entre US\$39/MWh y US\$46/MWh. Las unidades que marginan son las unidades a carbón (ya que no se utiliza toda su capacidad) dado el despacho del gas a costo marginal 0. Si el gas se valuase a su costo (US\$14/MBtu) luego los costos marginales estarían cercanos a los US\$90MWh. Ver Figura 7-20.



Figura 7-20: Costo marginal promedio horario.
Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía corresponde mayoritariamente a la generación en base a carbón (62,21%) seguida de la generación en base a GNL con un 26,46% y luego por la solar (8,85%) y eólica (2,48%). Ver Figura 7-21. La generación total de energía diaria promedio tiene un valor igual a 71,394MWh. Dado que se fuerza un factor de planta mínimo de las centrales en base a GNL (simulando un escenario de contratos take or pay, en el cual si no se utiliza el gas, este se pierde), la generación en base a carbón se ve desplazada por la generación en base a GNL.

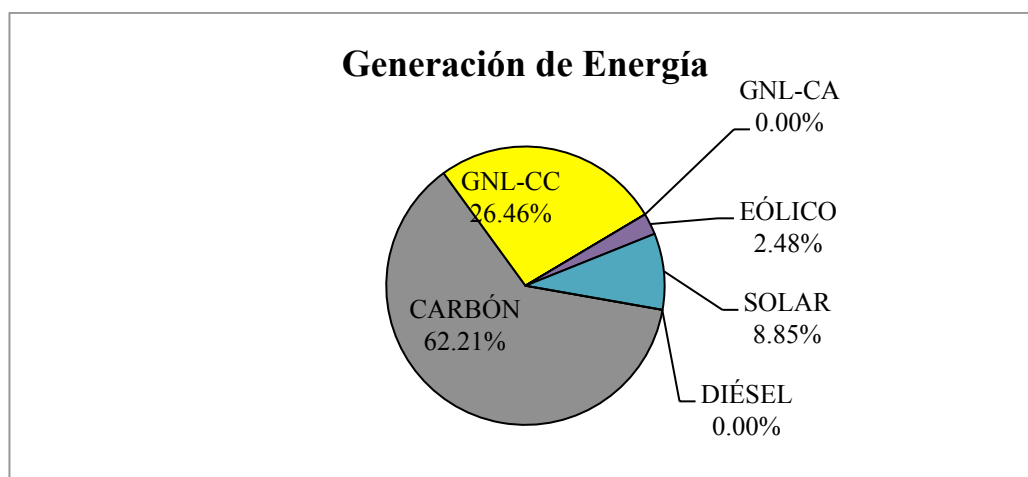


Figura 7-21: Generación de energía.
Fuente: Elaboración propia.

Debido a lo anterior, el factor de planta de las centrales en base a carbón baja a un 71,2%, mientras que el del GNL queda justo en 30%. En este escenario la central de HPS no se utiliza para arbitraje de energía, dado que se utiliza el gas disponible para corregir las diferencias de demanda y generación intermitente. La central de HPS alcanza un factor de planta de un 0,6%, que reemplaza al diésel en su totalidad, actuando como unidad punta.

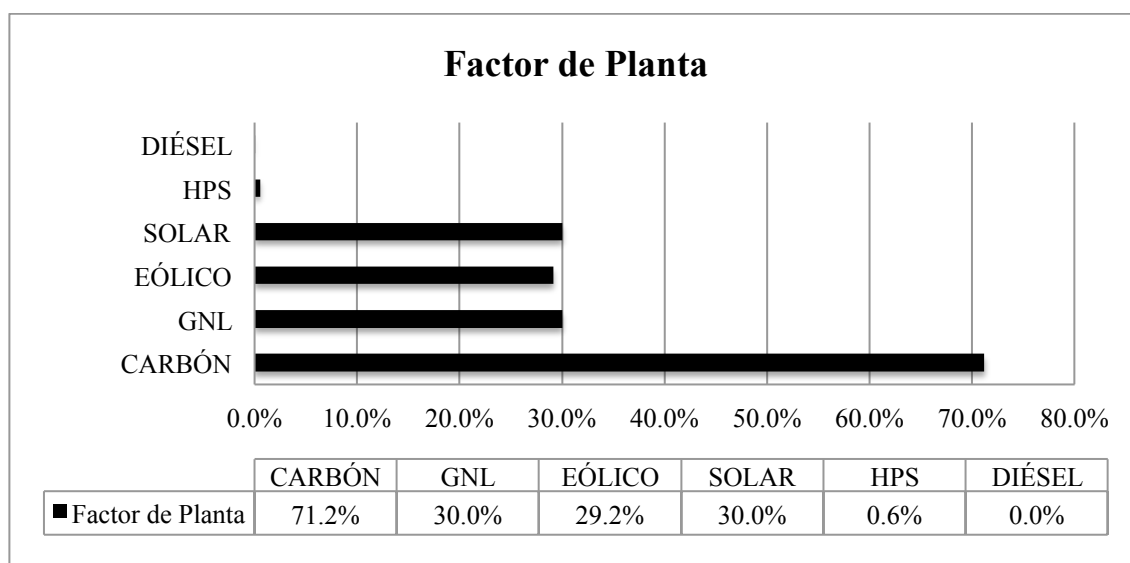


Figura 7-22: Factor de planta.
Fuente: Elaboración propia.

A diferencia del caso anterior, la provisión de reservas es otorgada mayoritariamente por las centrales de ciclo combinado (49,07%), seguida por la central de HPS (47,15%), y las centrales en base a carbón (3,78%). La central de HPS se utiliza mayormente para proveer reservas en este escenario. Ver figura 7-23.

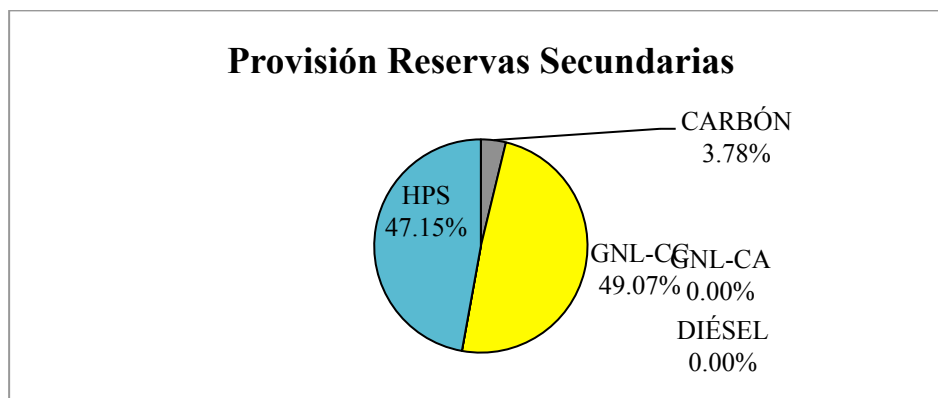


Figura 7-23: Provisión de reservas secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, el perfil de generación sufre un cambio importante, dado que la generación de la unidad de HPS es inexistente, así como también la utilización de las turbinas a gas en ciclo abierto y la generación diésel. Se utiliza el gas mayormente en la noche y madrugada, para luego llevar estas centrales a su mínimo y permitir una mayor generación en base a carbón durante el día. La utilización de las centrales a carbón se ve fuertemente impactada dado el factor de planta mínimo considerado en las centrales gas, en donde hay unidades que simplemente no se encienden.

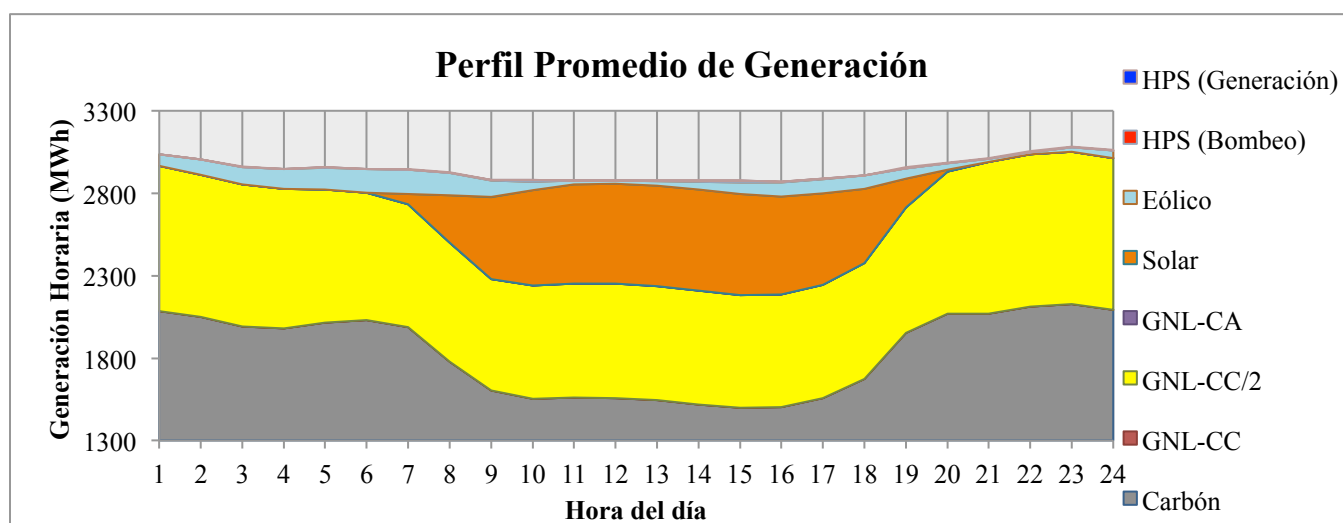


Figura 7-24: Perfil promedio de generación horaria.
Fuente: Elaboración propia.

7.7.2. Escenario A.3

Los costos operacionales alcanzan un valor medio diario de US\$2.097.059, lo que en un plazo anual es equivalente a un costo de US\$765.426.535. Este costo representa un incremento de un 1,16% con respecto al escenario sin necesidad de reservas primarias (A.1). Ver figura 7-25. La central de HPS ve su arbitraje aumentado a un valor diario promedio de US\$99.805, producto de la mayor diferencia de en los costos marginales.

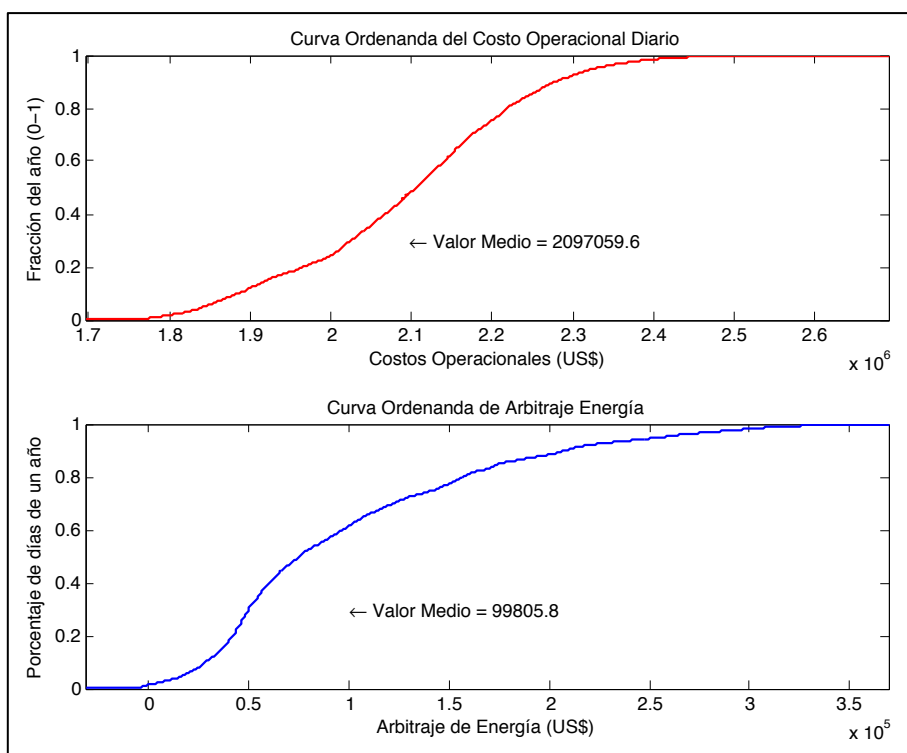


Figura 7-25: Curva ordenada de costo operacional diario.

Fuente: Elaboración propia.

En el escenario presentado, los costos marginales promedio rondan entre los US\$43/MWh y US\$128/MWh. Estos costos son mayores que a los presentados en el escenario A.1. Ver Figura 7-26.



Figura 7-26: Costo marginal promedio horario.
Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía corresponde mayoritariamente a la generación en base a carbón (81,61%) seguida de la generación en base a GNL (7,26%) y luego por la solar (8,66%) y eólica (2,42%). Ver Figura 7-27. La generación total de energía diaria promedio tiene un valor igual a 72,942MWh. La mayor generación se explica por el mayor uso de la unidad de HPS, así como también el mayor número de unidades encendidas (que añaden un autoconsumo) para proveer la reservas primarias. La generación a carbón disminuye, mientras que la generación en base a gas natural aumenta.

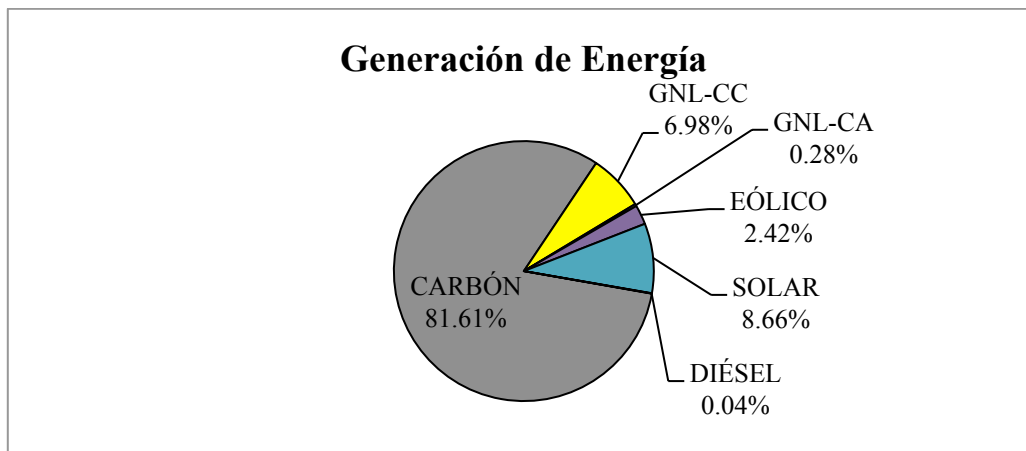


Figura 7-27: Generación de energía.
Fuente: Elaboración propia.

Dada la necesidad adicional de proveer reservas, los factores de planta de las unidades se ven afectados, en donde la generación a carbón lo disminuye en un -1% con respecto al escenario A.1, mientras la generación en base a GNL lo sube en 1,1%, la unidad de HPS lo aumenta en un 2,2% y la generación diésel lo disminuye un 0,1%.

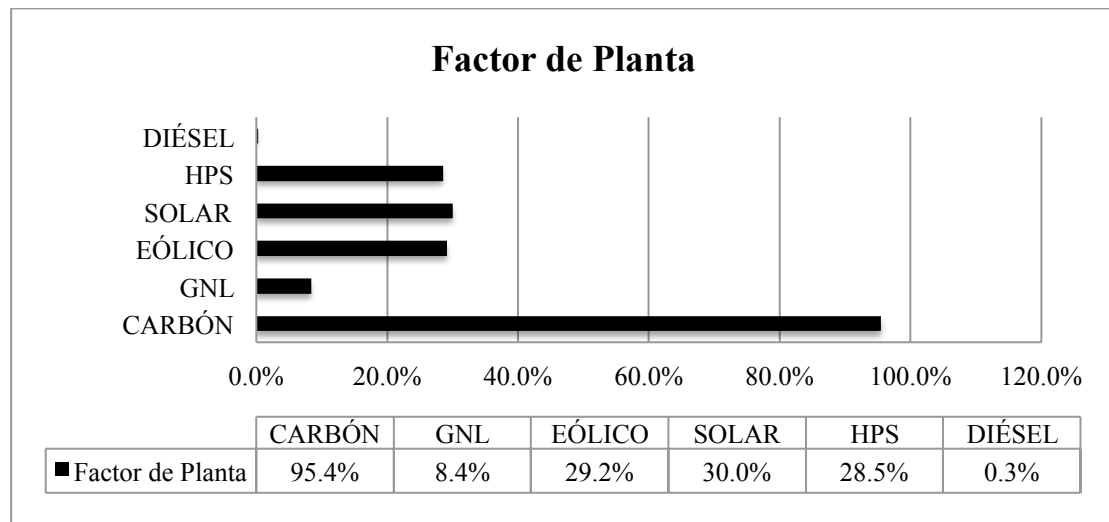


Figura 7-28: Factor de planta.
Fuente: Elaboración propia.

En este escenario la mayor cantidad de reserva secundaria proviene de la unidad de HPS (79,95%) y las unidades de ciclo combinado (12,72%). La provisión por parte de las unidades a carbón desaparece, y las unidades en base a diésel la aumentan levemente.

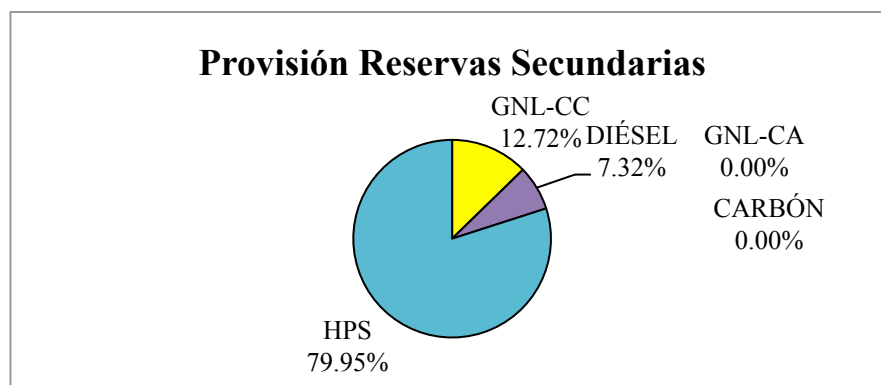


Figura 7-29: Provisión de reservas secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

Dado que en este escenario se impuso un requerimiento horario de 100MW de reserva primaria, estas son suplidas de acuerdo a la figura 7-30, en donde la unidad de HPS contribuye con un 27%, las unidades a carbón con el 59%, las unidades en base al GNL con un 13% y las unidades diésel con un 1%.

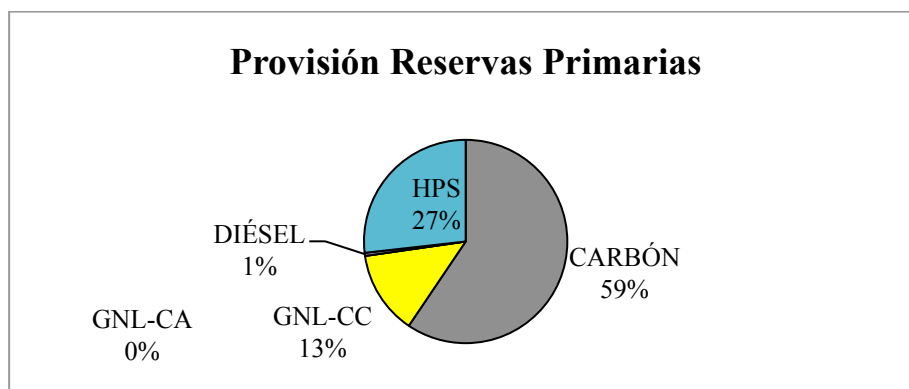


Figura 7-30: Provisión de reservas secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, el perfil de generación se mantiene bastante parecido al escenario A.1, en donde la diferencia está marcada por un mayor uso del GNL en ciclo combinado, y un perfil de consumo más constante para el HPS dado que provee reserva primaria en modo de bombeo.

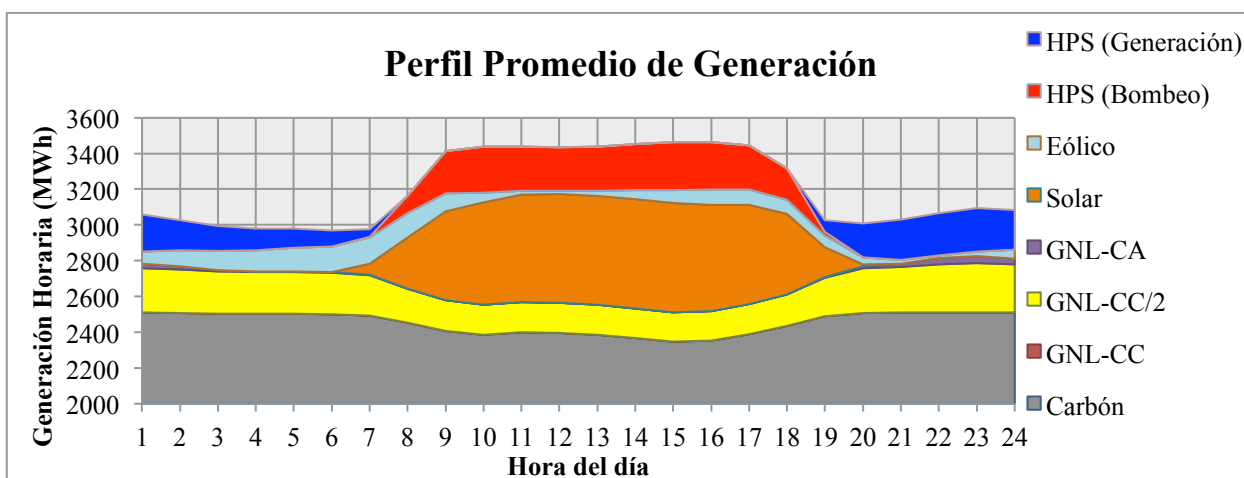


Figura 7-31: Perfil promedio de generación horaria.
Fuente: Elaboración propia.

7.7.3. Escenario B.1

Los costos operacionales alcanzan un valor medio diario de US\$2.090.011. Este costo representa un incremento de un 0,82% con respecto al escenario A.1. (Ver Figura 7-32). La central de HPS ve su arbitraje reducido a un valor diario promedio de US\$56.262, lo cual es un 17,6% menos que en el caso A.1. Esto responde a que los costos marginales son afectados levemente, y que la central de HPS no genera necesariamente en los periodos de mayor costo marginal, sino que busca otorgar un perfil constante.

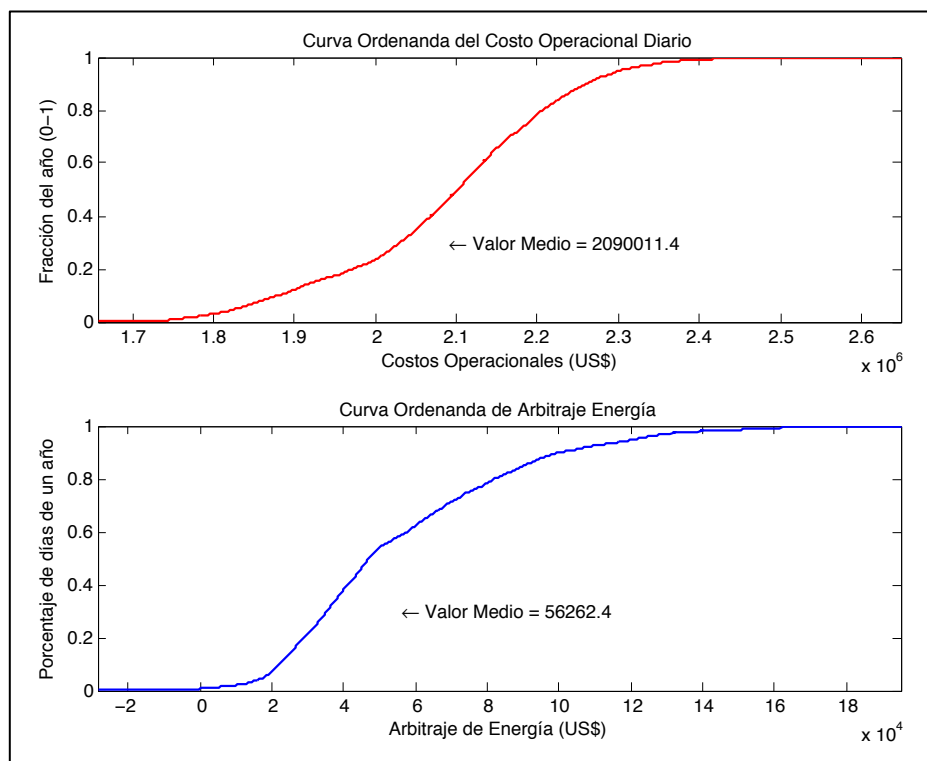


Figura 7-32: Curva ordenada de costo operacional diario.

Fuente: Elaboración propia.

En el escenario presentado, los costos marginales promedio rondan entre los US\$37/MWh y US\$101/MWh. La diferencia se ve levemente reducida con respecto al escenario A.1, dado el mayor uso de la central de HPS. Ver Figura 7-33.



Figura 7-33: Costo marginal promedio horario.
Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía corresponde mayoritariamente a la generación en base a carbón (81,8%) seguida de la generación en base a GNL (7,04%) y luego por la solar (8,68%) y eólica (2,43%). Se observa una leve diferencia en la utilización de la generación a carbón con respecto al escenario A.1, en donde esta se ve reducida en un 0,66% y la generación en base a GNL aumentada en un 0,98%. Ver Figura 7-34.

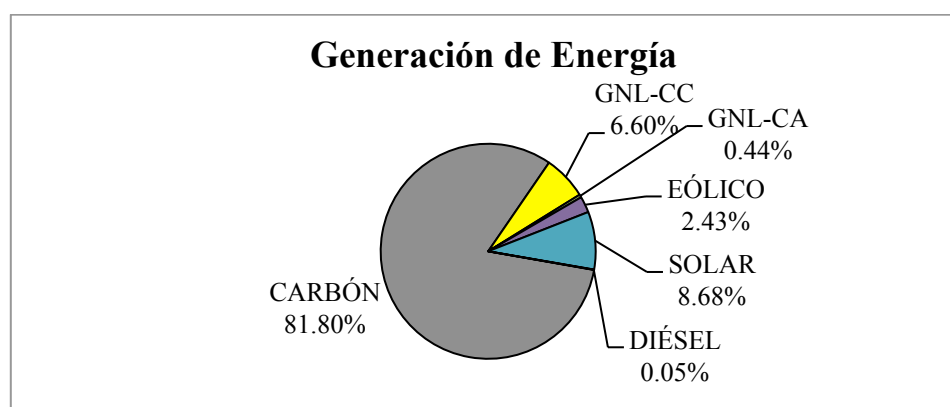


Figura 7-34: Generación de energía.
Fuente: Elaboración propia.

Producto de la restricción añadida, la unidad de HPS disminuye su factor de planta en un 5,3% con respecto al escenario A.1, mientras que la tecnología a carbón los disminuye un 1%, y la tecnología de GNL lo aumenta un 0,9%.

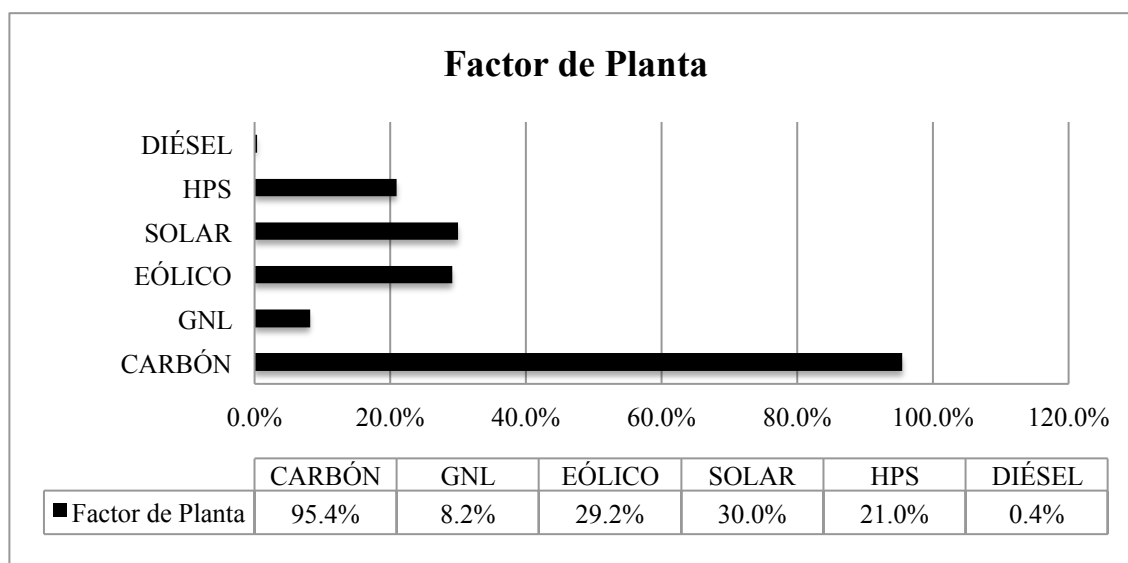


Figura 7-35: Factor de planta.

La provisión de reservas se mantiene similar que para el escenario A.1 en donde la unidad de HPS otorga un 47,1% de las reservas, los ciclos combinados un 26,6%, las unidades a carbón un 20%, las unidades a diésel un 5,8% y las turbinas a gas en ciclo abierto un 0,5%.

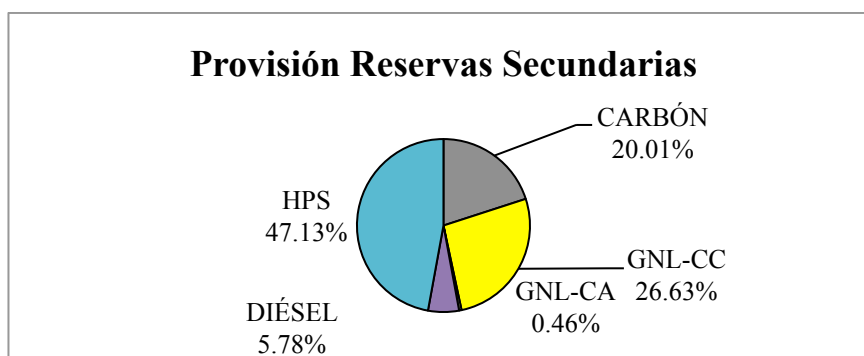


Figura 7-36: Provisión de reservas secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, el perfil del uso de la unidad de HPS se ve afectado, en donde se observa una generación más constante, y un menor uso de esta central, ya que uno de los objetivos de la central en este esquema es asegurar un perfil mínimo constante entre la capacidad de HPS y 450MW de generación solar. Producto de esto no se logra aprovechar todo el potencial de la central de HPS para utilizar el combustible económico del sistema (carbón).

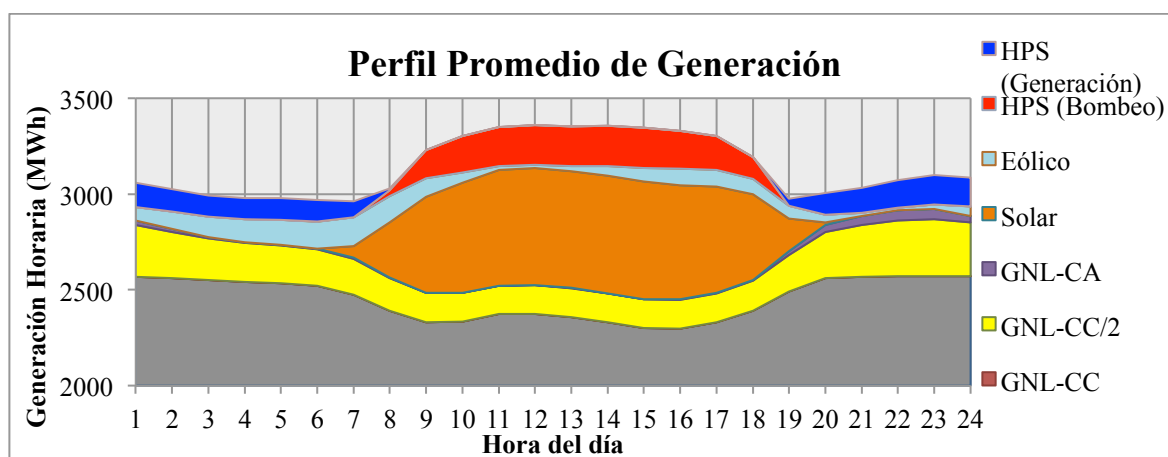


Figura 7-37: Perfil promedio de generación horaria.
Fuente: Elaboración propia.

7.7.4. Escenario B.2

Los costos operacionales alcanzan un valor medio diario de US\$2.077.311, lo que es un 0,21% de incremento con respecto al escenario A.1. Ver Figura 7-38. La central de HPS ve su arbitraje reducido levemente a un valor diario promedio de US\$54.736, lo cual es un 19,9% menor que en el escenario A.1.

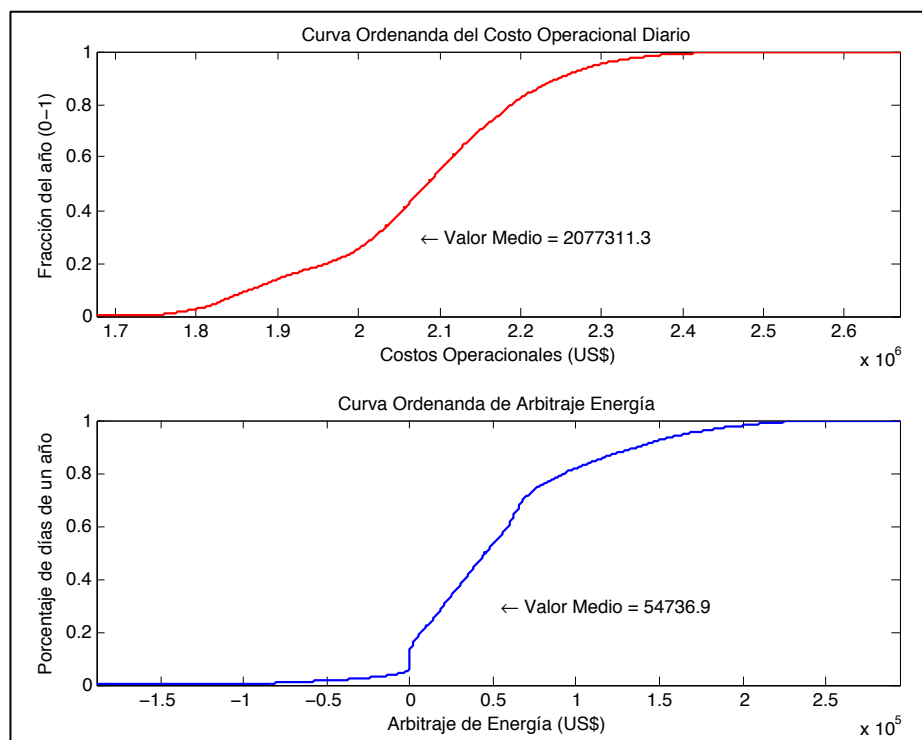


Figura 7-38: Curva ordenada de costo operacional diario.
Fuente: Elaboración propia.

En el escenario presentado, los costos marginales promedio rondan entre los US\$47/MWh y US\$104/MWh. Se observan costos mayores en las horas de menor generación del HPS (7:00-8:00hrs) dado que se utiliza esta central para consumir energía, teniendo que hacer uso de centrales más caras para cubrir el déficit. Esto explica también el menor arbitraje recibido. Ver Figura 7-39.



Figura 7-39: Costo marginal promedio horario.
Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía corresponde mayoritariamente a la generación en base a carbón (82,62%) seguida de la generación en base a GNL (6,22%) y luego por la solar (8,66%) y eólica (2,42%). Ver Figura 7-40. La generación total de energía diaria promedio tiene un mayor valor igual a 71,989MWh comparados a los 72.891MWh del escenario A.1. Con respecto al caso A.1, hay una leve diferencia, en donde el carbón se utiliza un 0,9% más, el GNL un 0,1% menos, y el diésel un 0,3% más.

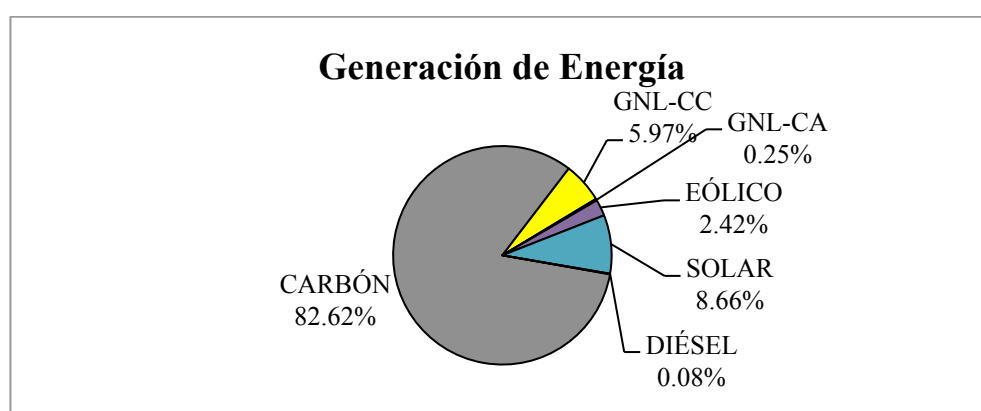


Figura 7-40: Generación de energía.
Fuente: Elaboración propia.

Producto de la restricción añadida, la unidad de HPS aumenta su factor de planta en un 5,1% con respecto al escenario A.1, la tecnología a carbón y diésel lo aumentan en un 0,3% y 0,2% respectivamente, y la tecnología en base a GNL lo disminuye un 0,1%.

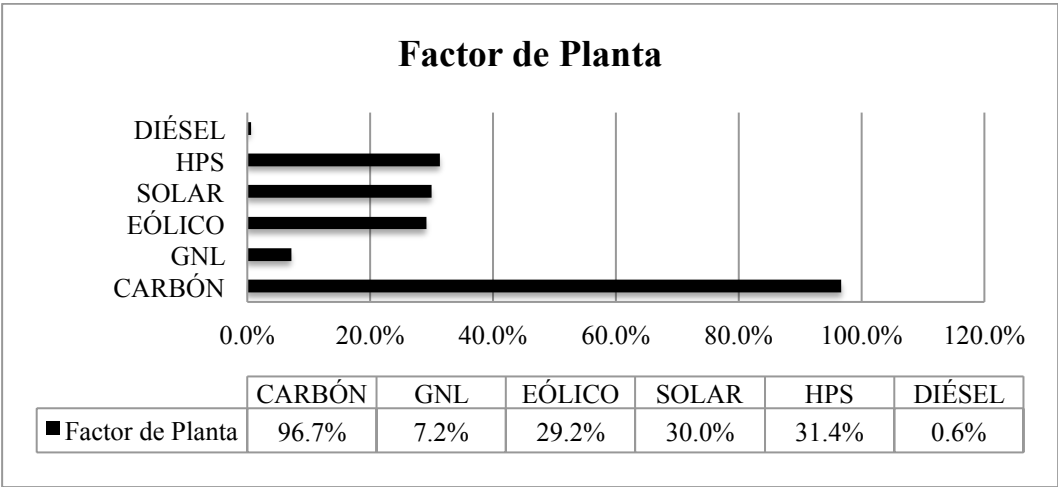


Figura 7-41: Factor de planta.
Fuente: Elaboración propia.

En comparación con el escenario A.1, la unidad de HPS reduce su provisión de reservas en 2,18%, las unidades a carbón en 3,52%, mientras que las unidades de ciclo combinado la aumentan en 2,2%, las unidades diésel en 2,89% y las turbinas en ciclo abierto en 0,61%.

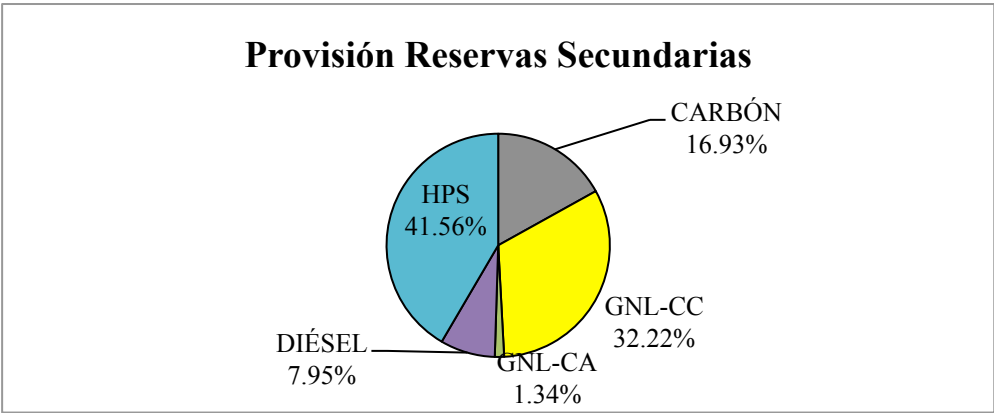


Figura 7-42: Provisión de Reservas Secundarias.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, el perfil de generación se mantiene muy similar al del escenario A.1, sin cambios importantes que destacar.

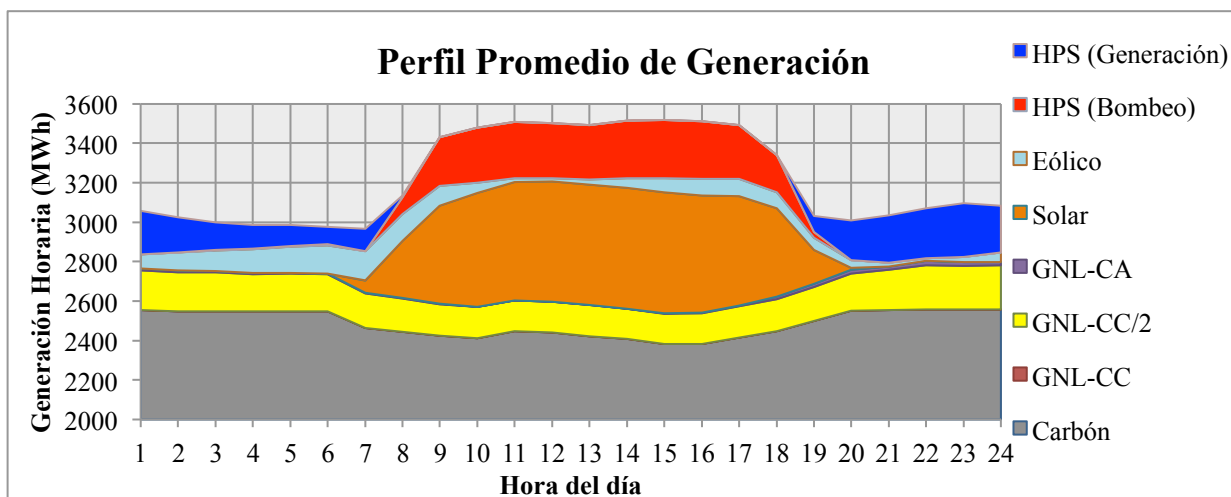


Figura 7-43: Perfil promedio de generación horaria.
Fuente: Elaboración propia.

7.8. Análisis Escenarios A.2, A.3, B.1 y B.2

La simulación de los escenarios A.1, A.2 y A.3 identifica condiciones del sistema que pueden interferir en el uso de la unidad de HPS. Se presenta la tabla 7-7 que resume los resultados asociados a estos escenarios.

El escenario A.2 da cuenta de la situación delicada con respecto a los contratos take or pay en el sistema, en donde forzar una mayor utilización del GNL (en la práctica las unidades generadoras informan energía disponible a un costo variable 0), puede modificar de manera importante el despacho de las unidades, alejando al sistema de su óptimo. Es por esto que debe tenerse especial cuidado en la cantidad de GNL contratado por el sistema, y que no supere montos mayores al 10-15% de la capacidad instalada al 2018. Ante un panorama de menor crecimiento económico, la demanda eléctrica también se verá afectada, necesitando aún menos este recurso que es más caro que el carbón. En este escenario la unidad de HPS fue desplazada, dejando su utilización sólo

para la provisión de reservas, y así mismo gran parte de la generación a carbón, que supuso tener al menos un par de unidades apagadas en todo momento.

Tabla 7-7: Resumen resultados A.1, A.2 y A.3.

Métrica\Escenario	A.1	A.2	A.3
Esquema Operación	A.1	A.1	A.1
Sensibilidad	Caso Base	f.p. (GNL) $\geq$ 30%	RP=100 MW
Costo Operacional	US\$2.072.966	US\$2.416.929	US\$2.097.059
Diario Promedio		(+16,6%)	(+1,16%)
	US\$42/MWh -		
Costo Marginal	US\$104/MWh	US\$39/MWh -	US\$43/MWh -
Promedio	Menores costos 9:00-18:00 hrs.	US\$46/MWh	US\$128/MWh
Generación y Factor Planta Carbón	Gen.: 82,53% f.p.: 96,4%	Gen.: 62,21% f.p.: 71,2%	Gen.: 81,61% f.p.: 95,4%
Generación y Factor de Planta GNL-CC	Gen: 6,06% f.p: 7,3%	Gen: 26,46% f.p: 30%	Gen: 6,98% f.p: 8,4%
Generación GNL-CA + Diésel	0,31%	0,00%	0,32%
Factor Planta HPS y Arbitraje Energía	f.p.: 26,3% US\$68.306	f.p.: 0,6% US\$418,5	f.p.: 28,5% US\$99.805
	44% HPS		
Reserva Secundarias	30% GNL-CC 30% Carbón 5% Diésel 1% GNL-CA	49% GNL-CC 47% HPS 4% Carbón	80% HPS 13% GNL-CC 7% Diésel
Reserva Primaria	-	-	59% Carbón 27% HPS 13% GNL-CC 1% Diésel

Fuente: Elaboración propia.

El escenario A.3 da cuenta de lo limitado que es la disponibilidad de reserva primaria económica en el SING. La unidad de HPS provee con un 27% del requerimiento impuesto de 100MW, lo que permite liberar capacidad de unidades más económicas. Sin embargo es interesante notar que la restricción añadida en cuanto a las reservas primarias sólo significó un 1,16% de incremento en los costos operacionales, en parte gracias a que la unidad de HPS suministra parte de estas reservas. Las unidades a carbón se configuran por otorgar este tipo de reservas en los períodos de mayor radiación, mientras que en la noche esta es otorgada principalmente por las unidades en base a GNL. Quedan dudas sobre si es factible contar con una programación variable en cuanto al suministro de reserva primaria horaria, ya que significa alterar los parámetros de las máquinas para cada hora.

En cuanto al escenario B.1 y B.2, estos tienen como propósito evaluar el cambio operacional según la inclusión de esquemas de operación para la central de HPS. Los resultados resumidos se presentan en la Tabla 7-8 a continuación, así como los del escenario A.1 para tener una base de comparación.

Ambos esquemas son más restrictivos que el A.1, por lo que siempre tendrán un costo mayor o igual al escenario sin restricciones (A.1), sin embargo el objetivo es analizar cuál esquema resulta más conveniente para la operación. Para el esquema B.1 de operación, se obtiene un menor factor de planta de la central de HPS, así como también un perfil de generación más constante del generador virtual (ver figura 7-44). Los resultados indican también que el arbitraje de energía es afectado en forma considerable, así como también se utiliza menos carbón y más GNL (resultando en un mayor costo de operación). Por otro lado, el escenario B.2 tiene resultados positivos, dado que el añadir la restricción planteada no supuso mayores diferencias en la operación del sistema, utilizando así los recursos económicos del sistema, y pudiendo explotar todo el potencial de la central de HPS. Así mismo, este tipo de esquema de operación permite competir de mejor manera ante escenarios como el A.2, ya que se evitaría sacar del despacho a la unidad de HPS ante la sobre oferta del GNL en el sistema.

Tabla 7-8: Resumen resultados A.1, B.1 y B.2.

Métrica\Escenario	A.1	B.1	B.2
Esquema Operación	A.1	B.1	B.2
Costo Operacional			
Diario Promedio	US\$2.072.966	US\$2.090.011 (+0,82%)	US\$2.077.311 (+0,21%)
Costo Marginal	US\$42/MWh -		
Promedio	US\$104/MWh Menores costos 9:00- 18:00 hrs.	US\$37/MWh - US\$101/MWh	US\$47/MWh - US\$104/MWh
Generación y Factor	Gen.: 82,53%	Gen.: 81,8%	Gen.: 82,62%
Planta Carbón	f.p.: 96,4%	f.p.: 95,4%	f.p.: 96,7%
Generación y Factor	Gen: 6,06%	Gen: 7,04%	Gen: 5,97%
de Planta GNL-CC	f.p: 7,3%	f.p: 8,2%	f.p: 7,2%
Generación			
GNL-CA + Diésel	0,31%	0,51%	0,33%
Factor Planta HPS y	f.p.: 26,3%	f.p.: 21%	f.p.: 31,4%
Arbitraje Energía	US\$68.306	US\$56.262	US\$54.736
	44% HPS	47% HPS	42% HPS
Reserva	30% GNL-CC	27% GNL-CC	32% GNL-CC
Secundarias	20% Carbón	20% Carbón	17% Carbón
	5% Diésel	6% Diésel	8% Diésel
	1% GNL-CA	0,5% GNL-CA	1% GNL-CA

Fuente: Elaboración propia.

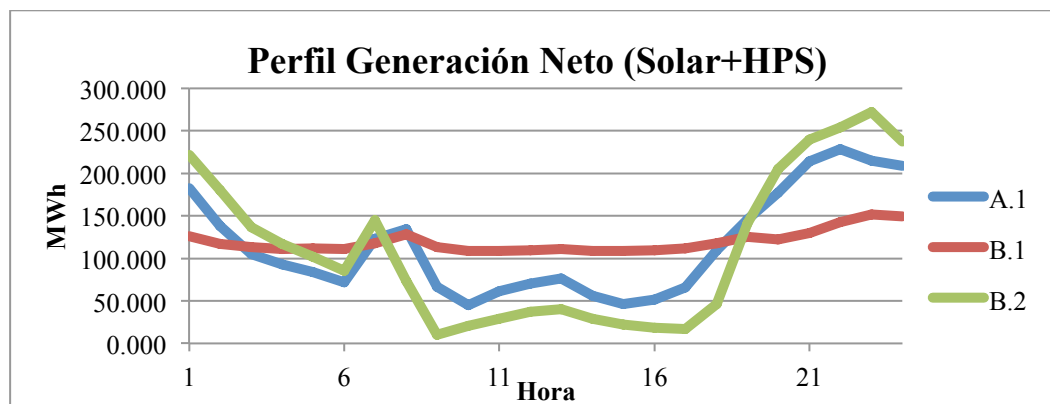


Figura 7-44: Perfil de generación neto del generador virtual (Solar 450MW y HPS 300MW). Fuente: Elaboración propia.

De los resultados anteriores se puede concluir que tanto para el caso B.1 y B.2, la central de HPS provee beneficios operativos al sistema (respecto al escenario S.2), y que no hay mayores diferencias en la operación entre un esquema en el cual el operador maneja la central completamente, a un esquema en el cual la central de HPS participa en las decisiones de consumo de energía (B.2). En un esquema como el B.2, se observa que el perfil de generación neto no es constante, teniendo así que acceder al mercado spot para hacer cumplir su contrato de venta de energía. Sin embargo, esto sería positivo para el desarrollador de HPS, ya que las horas en que tendría un déficit (8:00-18:00 hrs.) tienen menor costo marginal asociado que las horas en que existe un excedente en la generación (18:00-3:00 hrs.), logrando así una ganancia adicional en el mercado spot. Se observa también que esta operación va de acuerdo también con lo que el operador buscaría (A.1), que es trasladar bloques de energía desde los periodos en que hay mayor oferta a los periodos en que hay menor oferta. Los mejores resultados de arbitraje son conseguidos si es que el operador se hace cargo.

Por otro lado, se identificó que la central de HPS permite un mejor uso de los recursos de menor costo (carbón) a expensas de utilizar menos combustible de alto costo (i.e. GNL y diésel). Dada la presencia de los contratos take or pay en la industria del gas natural, toma especial cuidado el tratamiento que se tenga a este combustible en el despacho, y la cantidad de combustible contratado, ya que es una competencia directa al almacenamiento de energía porque que se hace su mayor uso en los periodos de mayor demanda y menor oferta, así como también puede desplazar unidades a carbón debido a los tiempos mínimos de operación. La combinación entre la eficiencia de la unidad de HPS y la diferencia de precio entre los combustibles utilizados, es un factor clave en el beneficio que la unidad de HPS puede otorgar al sistema. Una menor eficiencia, así como una menor diferencia de precios, resta valor al sistema de almacenamiento. Sin embargo, el beneficio que puede otorgar la combinación de unidades renovables intermitentes y unidades de almacenamiento de energía en el largo plazo tiene un gran potencial, dado que puede actuar como generación base al hacerse cargo de la intermitencia de la generación renovable. Esta combinación, de ser rentable, supone una

mayor viabilidad en la integración a gran escala de este tipo de tecnología, ya que se acopla de mejor forma al mercado de contratos y soluciona los problemas operacionales antes mencionados. El permitir que generadores entren al mercado de la generación con la venta de energía al mercado spot a costo marginal cercano a 0, puede resultar en una falla de mercado dado que dificulta la inserción de tecnologías como las unidades a carbón y GNL. Esto último sucede cuando se altera el perfil de generación de las unidades basales, reduciendo su factor de planta, y produciendo así un mayor costo de desarrollo (y competitividad) de estas tecnologías, que en un mercado como el chileno que está basado en la competencia por los contratos, resulta en un conflicto evidente entre los generadores. Es necesario estudiar las condiciones de despacho económico para los generadores intermitentes, así como también la compensación a los generadores basales por los costos adicionales para solucionar la intermitencia de la generación renovable.

7.9. Interconexión SIC-SING

La futura interconexión entre el SING y el SIC significa un cambio importante en el despacho para ambos sistemas. Sin embargo, este impacto es más relevante para el SING, dado que es un sistema con una demanda máxima cercana a los 2200MW (2014), mientras que el SIC tiene una demanda máxima cercana a los 7000MW (2014). La interconexión proveerá la posibilidad de realizar el control de frecuencia primario en ambos sistemas, siendo esperable que sea realizado en el SIC por unidades hidráulicas, dada su mejor capacidad para realizar este control y así liberando la capacidad de unidades a carbón y ciclo combinado en el SING. Así mismo, se requerirán mayores reservas secundarias para lograr mantener el flujo de potencia en la línea que interconecta los sistemas dentro de los rangos definidos para la operación, y que respete la capacidad máxima de la línea de transmisión. Por otro lado, habrá un flujo de potencia entre ambos sistemas, que en el caso de una operación centralizada buscará minimizar la suma de costos operacionales en ambos sistemas. Este flujo dependerá de los recursos

disponibles en ambos sistemas en cada hora del día, como por ejemplo el agua almacenada en el SIC o la capacidad inutilizada de carbón en el SING. Así mismo dependerá de la demanda a suministrar en ambos sistemas, en donde es esperable que un sistema apoye al otro en los momentos de mayor demanda.

Esta capacidad de respaldo podrá resultar clave para optimizar el uso de la capacidad basal de ambos sistemas ante una mayor integración de energía renovable intermitente. Tal como se explicó anteriormente, una mayor integración de energía solar en el SING significa un menor factor de planta para generación a carbón, al disminuir su generación durante las hora de mayor radiación solar, pudiendo ser esta energía almacenada por unidades de HPS para luego reemplazar combustible más caro durante la noche. De la misma forma, la interconexión presenta una capacidad de utilizar esta generación a carbón al poder descargarla desde el SING al SIC durante las horas de mayor radiación solar. Esto último es esperable dado que el SIC presenta su mayor demanda entre las 9:00 hrs. y 21:00 hrs, y en la actualidad el SIC posee menos recursos de generación económica que el SING, por lo que la generación a carbón será más económica que el combustible utilizado.

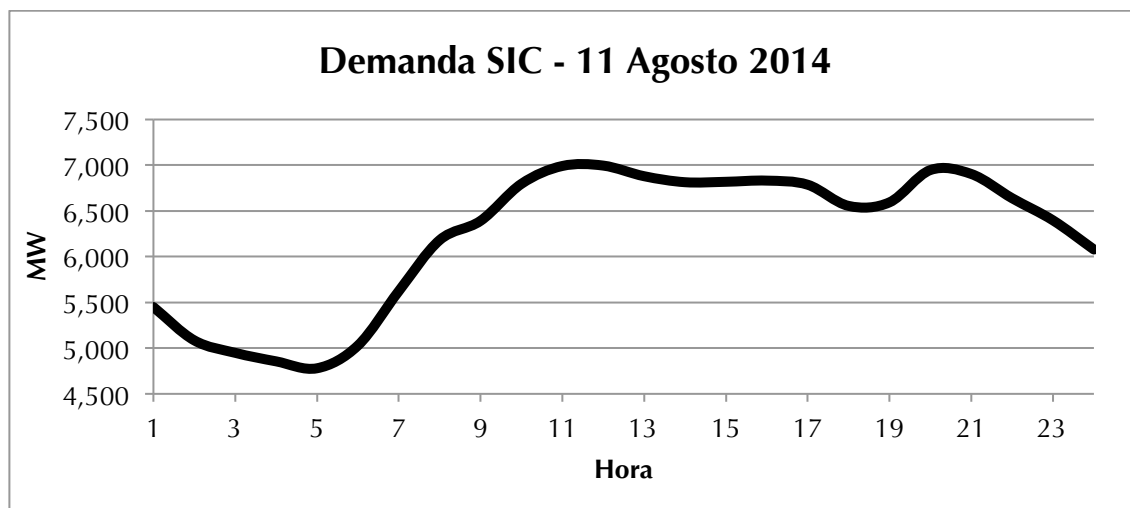


Figura 7-45: Perfil de consumo horario en el SIC.

Fuente: Elaboración propia. Datos CDEC-SIC.

Así mismo, dado que gran parte de la capacidad del SIC es basada en centrales de embalse, es posible utilizar esta generación hidráulica para cubrir el peak de demanda durante la noche, cuando la sobreoferta de generación a carbón del SING ya no esté disponible. Sin embargo, la factibilidad de realizar lo anterior dependerá de la flexibilidad de las unidades de ciclo combinado y carbón en el SIC para disminuir su generación durante los periodos de inyección de energía desde el SING al SIC, como también de la capacidad máxima de esta interconexión y de llevar esta energía hacia los lugares de mayor consumo aguas abajo en el SIC. La disponibilidad del recurso hídrico en el SIC también será relevante, ya que podría suceder que debido a una mayor disponibilidad (i.e. hidrología húmeda) el flujo se invierta, fluyendo esta desde el SIC al SING y reemplazando generación de GNL y carbón. Es posible concluir que la interconexión podría significar una pérdida del valor potencial del sistema de HPS, por lo que toma relevancia realizar su modelación en investigaciones futuras.

8. PLANIFICACIÓN DEL SING A LARGO PLAZO

8.1. Introducción

Como fue demostrado en el capítulo 7, la intermitencia de la generación renovable significa un requerimiento mayor de reservas operacionales, una mayor utilización de unidades caras de respaldo (e.g. diésel y gas en ciclo abierto), y un menor factor de planta para las unidades base (encareciendo así su inversión). En forma adicional a estos efectos, se encuentra la menor eficiencia de las unidades térmicas por operar bajo su capacidad nominal durante los periodos de mayor generación renovable, lo cual significará un mayor uso de combustible (y mayores costos). También se podrá requerir una mayor frecuencia de encendido y apagado de las unidades. Por otro lado, la generación térmica emite polución (local y global) por el consumo de combustible asociado, que tendrá costos para la sociedad, y que deberán ser incluidos a la hora de tomar decisiones de largo plazo. Por estas razones, es necesario incluir estos efectos en un programa de optimización de largo plazo, ya que la dinámica de estas decisiones hacen imposible su cálculo en forma intuitiva.

En este capítulo se aborda el problema de planificación de largo plazo de los sistemas eléctricos, y dónde se toma como caso de estudio el SING. Lo novedoso de esta investigación está en la inclusión de programas de pre-despacho y despacho económico en un programa de largo plazo. Esto permite evaluar correctamente los beneficios y costos de las tecnologías renovables como la generación solar fotovoltaica y generación eólica, así como tecnologías de almacenamiento de energía (e.g. HPS). Así, la representación de la operación económica con mayor grado de detalle permitirá tomar mejores decisiones de inversión en el sistema para suplir la demanda al largo plazo. Este mayor grado de detalle significa un avance importante en relación a los modelos existentes y las técnicas convencionales.

Para construir el modelo, se hace uso de las técnicas antes discutidas en los capítulos 4 y 6 acerca de la modelación del unit commitment estocástico y las técnicas de clustering (e.g. k-means). Esto permitirá una adecuada representación de la estocasticidad de la

demanda y generación intermitente en un set limitado de escenarios de pre-despacho y despacho económico, que hará posible su inclusión en el programa de largo plazo. Este capítulo comienza con la definición del modelo matemático desarrollado en esta tesis, en su forma más conceptual, las variables involucradas, los supuestos realizados, y las limitaciones del modelo. Luego, se presenta el modelo matemático propiamente tal. Finalmente este modelo es ejecutado bajo distintos escenarios de sensibilidad, cuyos resultados son presentados y analizados, para entregar objetivos más claros a la regulación chilena y evaluar la conveniencia (o no) de tecnologías de generación renovable y almacenamiento de energía.

8.2. Modelo de Planificación

El modelo, que se propone en esta tesis, busca el set de inversiones óptimo para la expansión de la generación en un horizonte de largo plazo. Este modelo se denominará como MOPRA (Modelo de Planificación y Operación incluyendo Renovables y Almacenamiento de energía). La mecánica de este modelo busca minimizar las inversiones y costos operacionales para suplir la demanda en un horizonte de largo plazo. El proceso de optimización se formula como un modelo estático, el cual calcula las inversiones requeridas y el uso óptimo de la energía (e.g. carbón, solar, eólica y gas) para un determinado año (e.g. 2030). Usando este proceso estático, se facilita el análisis debido al tiempo de ejecución más reducido. La planificación de largo plazo establece objetivos a los reguladores, de modo de que el sistema se acerque a este plan de expansión óptimo. También es posible evaluar la competitividad de tecnologías según costos de inversión, y evaluar mecanismos de subsidio o respaldo como la ley 20/25 de inclusión de energía renovable no convencional. Modelos similares están en proceso de desarrollo, tal como el modelo IMRES (De Sisternes, MIT, 2013), que ha sido utilizado en un reporte reciente de nivel internacional (IEA, 2014), ya que permite evaluar correctamente la generación intermitente y el almacenamiento de energía. El modelo MOPRA, a diferencia de IMRES, analiza un sistema de menor tamaño (SING). Esto permite al modelo MOPRA un mayor grado de detalle en los aspectos operacionales

(e.g. eficiencia de unidades térmicas según su nivel de generación) y la estocasticidad del sistema (e.g. inclusión de pre-despacho estocástico). Así mismo, MOPRA permite la posibilidad de definir como decisiones de inversión la generación renovable y almacenamiento de energía.

Las decisiones de inversión son realizadas según costos de inversión (US\$/MW) para las distintas tecnologías contempladas: unidades a carbón, ciclos combinados, generación solar fotovoltaica, parques eólicos, y centrales de almacenamiento de energía (HPS). Los costos de inversión se comparan con el costo operacional medio, obtenido desde la función objetivo de programas de operación económica de corto plazo.

Las fuentes de incertidumbre consideradas en los programas de pre-despacho, y los escenarios de despacho económico, está relacionado a variaciones de la demanda, generación eólica y generación solar. El modelo opera como se ilustra en la figura 8-1 a continuación:

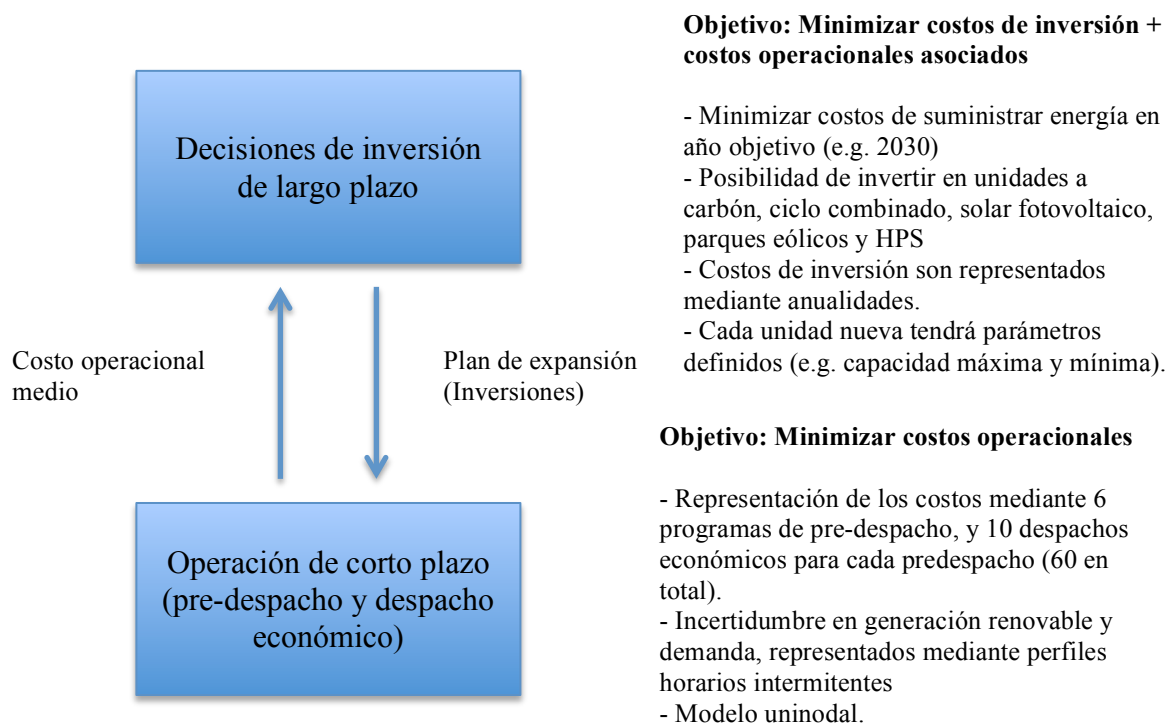


Figura 8-1: Decisiones del modelo de planificación.

Fuente: Elaboración propia

Decisiones y planificación de largo plazo

- Decisiones de inversión en unidades térmicas y almacenamiento de energía. Estas variables se formulan como variables binarias $\{1,0\}$. Para el caso de estudio del SING, se considera la posibilidad de invertir en 5 nuevas centrales para cada tecnología térmica (carbón y GNL), y 6 unidades para la tecnología de almacenamiento de energía (HPS). Esto entrega una capacidad máxima para instalar de 4750MW para centrales en carbón, 4750MW de centrales de ciclo combinado en gas natural, y 6300 MW en unidades de HPS. Esta capacidad adicional es suficiente para permitir la entrada de generación sin límites al SING.
- Decisiones de inversión en unidades solar fotovoltaico y generación eólica. Estas variables son continuas, no negativas y sin una cota superior. Así mismo, la capacidad adicional a instalar no afectará el perfil de generación, ya que este es entregado en MWh/MW instalado. Esto quiere decir que se asume una perfecta correlación entre la generación de los parques renovables. Por otro lado, una mayor capacidad solar y eólica significará un mayor requerimiento de reservas secundarias.

Operación de corto plazo

- Se ejecutan 6 programas de pre-despacho estocástico para diferentes días representativos del año objetivo (2030). La función objetivo del programa de pre-despacho busca minimizar los costos de operación sobre 10 escenarios de error de pronóstico, de manera que se ejecuta un despacho económico para cada uno de estos. Así, en total se ejecutan 60 programas de despacho, en que cada uno tendrá un peso distinto en la función objetivo dependiendo de su probabilidad de ocurrencia, y los cuales están asociados a decisiones de pre-despacho. La selección de los días representativos y los escenarios de error de pronóstico son los mismos calculados y explicados en el capítulo 6.

Decisiones de corto plazo

- Encendido de unidades de lentas para cada día representativo (pre-despacho) y decisiones de encendido de unidades rápidas para cada escenario de despacho económico. Esta variable son binarias $\{1,0\}$.
- Generación de cada unidad (MW) para cada escenario de despacho económico (60). Así también se formulan las decisiones de generación y consumo para las unidades de almacenamiento de energía.
- Provisión de reservas secundarias por cada unidad para cada día representativo.
- Variables de holgura correspondientes a la energía y reservas no suplidas. Estas tienen un alto costo en la función objetivo para evitar su incumplimiento.

Restricciones

- Balance horario entre generación y la demanda para cada escenario de despacho económico (60).
- Encendido de unidades lentas para cada día representativo (unit commitment) y que se acoplan a 10 escenarios de despacho económico.
- Provisión mínima de reservas secundarias, que dependerá de la hora del día y la capacidad de generación intermitente instalada. Esta reserva es proveída por las unidades térmicas y el almacenamiento de energía.
- Condicionamiento de la provisión de reservas secundarias en la potencia a ser despachada por las unidades.
- Tiempo mínimo de encendido y apagado para cada unidad térmica.
- Rampas máximas de subida y bajada (MW/min) de unidades térmicas.
- Perfil horario de generación solar y eólica según cada escenario de despacho económico.
- Potencia mínima y máxima de las unidades térmicas.
- Equilibrio entre consumo y generación en almacenamiento de energía (dada una eficiencia de conversión previamente definida).
- Potencia máxima del almacenamiento de energía.

Parámetros del modelo

- Costo de inversión (US\$/MW) de las tecnologías. Estos costos son introducidos al modelo en la forma de una anualidad equivalente, para así compatibilizar las inversiones de largo plazo con el horizonte acotado de evaluación (1 año).
- Costos de los combustibles (i.e. carbón, gas natural y diésel).
- Costos de la polución producida por unidades térmicas en US\$/MWh.
- Costos de encendido y apagado de unidades térmicas en US\$/MW.
- Pérdida de eficiencia en unidades térmicas por operar en su mínimo técnico (e.g. 12%)
- Parámetros de las unidades: capacidad máxima y mínima, autoconsumo, eficiencia, rampas máximas de subida y bajada, tiempo mínimo de encendido y apagado, eficiencia conversión (HPS).
- Demanda horaria del sistema para cada día representativo y escenario de error de pronóstico.
- Perfil horario de la generación intermitente (solar fotovoltaica y eólico) para cada día representativo y escenario de error de pronóstico.

El modelo se escribe como un problema equivalente de 1 etapa, siendo así entregado como un modelo completo al solver CPLEX, sin utilizar técnicas de descomposición. Se utiliza el software AMPL para la programación del problema de optimización asociado. La precisión que se podrá alcanzar será un MIPGAP entre un 1-2%, en un tiempo de ejecución entre 1-8 horas. El modelo, después del pre-procesamiento, alcanza un tamaño mayor a 40.000 variables binarias, 250.000 variables continuas, y 640.000 restricciones. Al incluir otros tipos de incertidumbre tales como el costo de los combustibles, el tiempo de ejecución supera las 24 horas, lo que dificulta el análisis. Así, se deja propuesto para futuras investigaciones la inclusión de incertidumbre en costos de combustible, falla de las unidades, y representación más detallada (y prolongada) de la operación e incertidumbre asociada a la demanda y generación intermitente. Esto se podrá incluir con la mejora de la capacidad de procesamiento y memoria de los ordenadores, así como la existencia de técnicas de optimización más avanzadas.

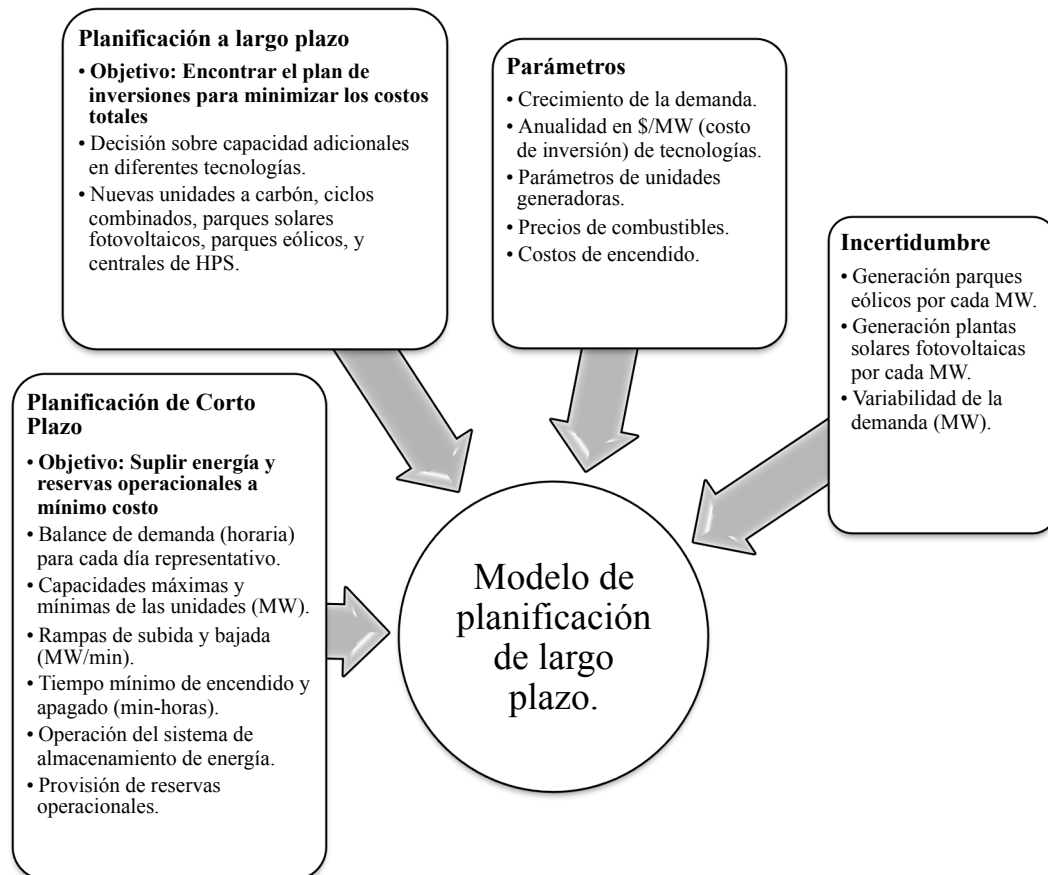


Figura 8-2: Representación del modelo de planificación.
Fuente: Elaboración propia.

Debido a la complejidad y tamaño del problema asociado, el modelo tiene alcances limitados, los cuales se enumeran a continuación:

- No se considera variaciones en los precios de combustibles.
- No se considera escenarios de falla de unidades u otros componentes.
- Sólo existe una representación acotada de la indisponibilidad de los generadores (planes de mantenimiento y fallas) al escalar la potencia máxima de las centrales en un 90%.
- No hay representación de las líneas de transmisión y la expansión de esta red.

- Los modos operacionales de las centrales de ciclo combinado están simplificados en solamente 3.
- Se considera que las centrales de ciclo combinado funcionan sólo con gas, y que además este recurso está siempre disponible.
- Se agregan centrales diésel en un total de 9 unidades, para así reducir el tamaño del problema.
- No hay consideración de los contratos take or pay, ni tampoco de la optimización en el uso y almacenamiento del gas con otros sectores productivos.
- Representación acotada de posibles interconexiones. No se exigen reservas primarias, asumiendo así que esta provisión es entregada por otros sistemas o tecnologías.
- Consideración acotada en la cantidad de unidades y tecnologías que podrían entrar al sistema. Se deja fuera del modelo a los sistemas de baterías y tecnologías de generación como la geotermia y unidades hidroeléctricas.
- Modelo de operación simplificado. No hay consideración de un despacho semanal, ni acople entre los días de operación (rolling basis horizon).

8.3. Modelación Matemática

Nomenclatura

G : Set de todos los generadores nuevos y existentes. $G = G_T \cup G_R$.

G_s : Set de todos los generadores lentos (unidades a carbón y unidades de ciclo combinado) nuevos y existentes. $G_s \subset G_T$.

G_T : Set de todos los generadores térmicos nuevos y existentes. $G_T \subset G$.

G_R : Set que agrupa a la generación solar FV y generación eólica del sistema. $G_R \subset G$.

G_N : Set de todos los nuevos generadores térmicos en que se podría invertir. $G_N \subset G$.

ES : Set de todas las unidades de almacenamiento de energías nuevas y existentes.

ES_N : Set de todas las unidades de almacenamiento de energía nuevas. $ES_N \subseteq ES$.

U : Set de todos los pre-despachos estocásticos (SUC) a ejecutar (e.g. 1..6).

Ω : Set de escenarios de error de pronóstico a evaluar en cada SUC (e.g. 1..10).

T: Set de periodos de tiempo para cada escenario de error de pronóstico (e.g. 1..24).

Variables Decisión

I_g : Inversión en generador térmico $g \in G_T$ {1 si se invierte, 0 si no se invierte}.

I_e : Inversión en unidad de almacenamiento de energía $e \in ES$ {1 si se invierte, 0 si no se invierte }.

Isolar : Inversión (MW) en capacidad adicional de generación solar fotovoltaica (≥ 0).

Ieólico : Inversión (MW) en capacidad adicional de generación eólica (≥ 0).

u_{gst}^u : Encendido del generador térmico $g \in G_T$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$ {1 si está encendido, 0 si está apagado}.

v_{gst}^u : Bandera encendido (Start-up) del generador térmico $g \in G_T$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$ {1 si se enciende en periodo t , 0 en caso contrario}.

z_{gst}^u : Bandera de apagado (shut-down) del generador térmico $g \in G_T$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$ {1 si se apaga en periodo t , 0 en caso contrario }.

P_{gst}^u : Producción (MWh) del generador $g \in G$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

w_{gt}^u : Encendido (commitment) del generador térmico $g \in G_s$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$ {1 si está encendido, 0 si está apagado}.

rs_{gt}^u : Reserva secundaria proveída por el generador térmico $g \in G_T$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

P_{est}^u : Producción (MWh) del almacenamiento de energía $e \in ES$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

C_{est}^u : Consumo (MWh) del almacenamiento de energía $e \in ES$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

m_{est}^u : Modo de utilización del almacenamiento de energía $e \in ES$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$ {1 si está generando, 0 si está consumiendo}.

E_{est}^u : Energía almacenada por almacenamiento de energía $e \in ES$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

rs_{et}^u : Reserva secundaria proveída por almacenamiento de energía $e \in ES$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

$rs_{b_{est}}^u$: Reserva rápida proveída por almacenamiento de energía $e \in ES$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$. Modo bombeo.

$rs_{g_{est}}^u$: Reserva rápida proveída por almacenamiento de energía $e \in ES$, en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$. Modo generación.

ENS_{st}^u : Energía no suministrada en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

$RSNS_{st}^u$: Reserva rápida no suministrada en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$.

Parámetros

A_g : Anualidad en US\$/MW-año de invertir en unidad generadora $g \in G_N$.

A_e : Anualidad en US\$/MW-año de invertir en almacenamiento de energía $e \in ES_N$.

A_g : Autoconsumo del generador térmico $g \in G_T$ en MW.

P_g^+ : Potencia máxima del generador térmico $g \in G_T$.

P_g^- : Potencia mínima del generador térmico $g \in G_T$.

π_s : Probabilidad de ocurrencia del escenario $s \in \Omega$.

π_u : Probabilidad de ocurrencia del día representativo $u \in U$.

D_{st}^u : Demanda en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$.

Fs_{st}^u : Generación (MWh-AC) por MW (DC) construido de un parque solar fotovoltaico, dependiente de la radiación solar en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$. Valores entre 0 y 1.

Ff_{st}^u : Generación (MWh-AC) por MW (AC) construido de parque eólico, dependiente del viento (m/seg) en escenario $s \in \Omega$, periodo $t \in T$, día representativo $u \in U$. Valores entre 0 y 1.

eff_e : Eficiencia de conversión del almacenamiento de energía $e \in ES$.

Cap_e : Capacidad máxima del almacenamiento de energía $e \in ES$.

P_e^+ : Potencia máxima del almacenamiento de energía $e \in ES$.

Cvc_g : Costo variable combustible del generador $g \in G_T$ al ser operado a capacidad nominal, en \$/MWh.

$Cvnc_g$: Costo variable no combustible del generador $g \in G_T$ en \$/MWh.

$Cstart_g$: Costo de encendido del generador $g \in G_T$ en \$/MW.

$Cdown_g$: Costo de apagado del generador $g \in G_T$ en \$/MW.

$Cpol_g$: Costo de la contaminación emitida del generador $g \in G_T$ en \$/MWh.

HR_g : Pérdida de eficiencia del generador térmico $g \in G_T$ cuando opera en su mínimo técnico (e.g. 12%).

RS_t^{req} : Total de requerimiento de reserva rápida en periodo $t \in T$.

$Cens$: Costo energía no suministrada en \$/MWh.

$Crns$: Costo reserva secundaria no suministrada en \$/MWh.

Variables Auxiliares

CIM : Costos de inversión y mantenimiento en nuevas unidades generadoras térmicas y unidades de almacenamiento de energía.

CV_s^u : Costos variables correspondiente al combustible usado por el sistema en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

$CVNC_s^u$: Costos variables no combustible de las unidades usadas por el sistema en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

$CSTART_s^u$: Costos de encendido de las unidades usadas por el sistema en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

$CDOWN_s^u$: Costos de apagado de las unidades usadas por el sistema en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

$CEFF_s^u$: Costos adicionales de las unidades térmicas usadas por el sistema debido a su operación bajo su capacidad nominal (pérdida de eficiencia) en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

$CPOL_s^u$: Costos asociados a la polución emitida por las unidades térmicas del sistema en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

$CENS_s^u$: Costos de la energía no suministrada por el sistema en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

$CRNS_s^u$: Costos de las reservas no suministrada por el sistema en el escenario $s \in \Omega$, día representativo $u \in U$.

Función Objetivo

$$\begin{aligned} \min F.O. = & \text{CIM} \\ & + \sum_{u \in U} \sum_{s \in \Omega} \pi_u \pi_s (CV_s^u + CVNC_s^u + CSTART_s^u + CDOWN_s^u + CEFF_s^u + CPOL_s^u + CENS_s^u \\ & + CRNS_s^u) \cdot 365 \end{aligned} \quad (8.1)$$

Restricciones

$$\sum_{g \in G} P_{gst}^u + \sum_{e \in ES} (P_{est}^u - C_{est}^u) + ENS_{st}^u \geq D_{st}^u + \sum_{g \in G_T} A_g u_{gst}^u \quad s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.2)$$

$$\sum_{g \in G_T} rs_{gt}^u + \sum_{e \in ES} rs_{et}^u + RSNS_{st}^u \geq RS_t^{req} \quad t \in T, s \in \Omega, u \in U \quad (8.3)$$

$$P_{gst}^u \geq P_g^- u_{gst}^u + rs_{gt}^u \quad g \in G_T, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.4)$$

$$P_{gst}^u + rs_{gt}^u \leq P_g^+ u_{gst}^u \quad g \in G_T, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.5)$$

$$u_{gst}^u = w_{gt}^u \quad g \in G_s, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.6)$$

$$P_{gst}^u \leq (P_g^+ + Isolar)Fs_{st}^u \quad g = \text{Solar}, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.7)$$

$$P_{gst}^u \leq (P_g^+ + Ieólico)Fe_{st}^u \quad g = \text{Eólico}, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.8)$$

$$rs_{best}^u + rs_{gest}^u \geq rs_{et}^u \quad e \in ES, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.9)$$

$$P_{est}^u + rs_{gest}^u \leq P_e^+ m_{est}^u \quad e \in ES, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.10)$$

$$C_{\text{est}}^u \leq P_e^+(1 - m_{\text{est}}^u) \quad e \in \text{ES}, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.11)$$

$$C_{\text{est}}^u \geq rs_b_{\text{est}}^u \quad e \in \text{ES}, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.12)$$

$$E_{\text{est}}^u = E_{\text{es},t-1}^u - P_{\text{est}}^u + C_{\text{est}}^u \text{eff}_e \quad e \in \text{ES}, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.13)$$

$$E_{\text{es}1}^u = E_{\text{es}T}^u \quad e \in \text{ES}, s \in \Omega, u \in U \quad (8.14)$$

$$u_{\text{gst}}^u \leq I_g \quad g \in G_N, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.15)$$

$$C_{\text{est}}^u + P_{\text{est}}^u + rs_{\text{et}}^u \leq I_e * M \quad g \in \text{ES}_N, s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.16)$$

$$(u_{\text{gst}}^u, v_{\text{gst}}^u, z_{\text{gst}}^u, P_{\text{gst}}^u, rs_{\text{gt}}^u) \in \mathcal{F} \quad (8.17)$$

$$(rs_{\text{et}}^u, rs_g_{\text{est}}^u, rs_b_{\text{est}}^u, P_{\text{est}}^u, C_{\text{est}}^u, E_{\text{est}}^u, m_{\text{gst}}^u) \in \mathcal{M} \quad (8.18)$$

$$I_g \in \{0,1\} \quad g \in G_N \quad (8.19)$$

$$I_e \in \{0,1\} \quad g \in \text{ES}_N \quad (8.20)$$

$$\text{ENS}_{\text{st}}^u, \text{RNS}_{\text{st}}^u \geq 0 \quad s \in \Omega, t \in T, u \in U \quad (8.21)$$

En este modelo de planificación, la función objetivo 8.1 busca minimizar la suma de los costos de inversión y mantenimiento con la suma los costos de operación medios del sistema. La formulación matemática de estos costos es presentada en detalle en la sección 8.3.1, más adelante. Los costos de inversión y mantenimiento (*CINM*) se representan a través del pago de una anualidad equivalente de acuerdo a la capacidad adicional que es añadida según tecnología. Por otro lado, los costos de operación se calculan como el promedio ponderado de los costos operativos de cada escenario de despacho económico, utilizando la probabilidad de ocurrencia $p_{u,s} = \pi_u \pi_s$ para cada escenario de pre-despacho $u \in U$ y escenario de error de pronóstico $s \in \Omega$. Los costos operacionales incluyen: costo asociado al uso de combustible (CV_s^u), costo variable no combustible ($CVNC_s^u$), costos de encendido y apagado ($CSTART_s^u$ y $CDOWN_s^u$ respectivamente) de unidades térmicas, costos por pérdida de eficiencia en unidades

térmicas ($CEFF_s^u$), costos por contaminación ($CPOL_s^u$) (local y global), y costos por energía y reservas no suministradas ($CENS_s^u$ y $CENS_s^u$ respectivamente) .

De la misma forma manera que el modelo de unit commitment estocástico presentado en el capítulo 4, en este modelo se busca el balance entre la demanda de energía y la generación (8.2), así como también la provisión de reservas secundarias (8.3) para cada uno de los escenarios de despacho económico. El requerimiento horario de reservas secundarias varía según hora y según capacidad renovable (solar y eólica) instalada. El cálculo de estas reservas es explicado la sección 6.6.1 del capítulo 6. Para este estudio no se considera el requerimiento de reservas primarias, lo cual se asume que será solucionado por otras tecnologías o bien posibles interconexiones con otros sistemas. Además, cada unidad térmica tendrá una capacidad máxima y mínimos de generación (8.4 y 8.5) que será condicionará la generación en cada unidad (P_{gst}^u) y las reservas secundarias que pueda proveer (rs_{gt}^u). La provisión de reservas secundarias significa que la unidad tendrá una menor capacidad para la generación (P_{gst}^u), así como también esta generación deberá estar sobre la suma de la capacidad mínima de la unidad y las reservas secundarias que provee. Las decisiones de pre-despacho corresponden al encendido de unidades lentas (8.6) y la provisión de reservas secundarias por cada unidad del sistema (rs_{gt}^u y rs_{et}^u). Estas decisiones se toman para cada uno de los días representativos $u \in U$. Luego, en cada escenario de pre-despacho y escenario de error de pronóstico asociado, se tendrán perfiles horarios (Fs_{st}^u y Fe_{st}^u) para la generación intermitente solar y eólica (8.7 y 8.8 respectivamente), y la demanda del sistema D_{st}^u (8.1). La operación de las unidades de almacenamiento de energía es presentada a través de las restricciones 8.9 a 8.14. La restricción 8.9 exige que las reservas secundarias comprometidas (rs_{et}^u) sean proveídas en modo generación ($rs_{g_{est}}^u$) o modo bombeo ($rs_{b_{est}}^u$). Así mismo, la capacidad para generar o consumir energía estará limitada por la cantidad de reservas comprometidas y la capacidad máxima (P_e^+) de cada unidad (8.10-8.12). Para la operación de estas unidades se exige un equilibrio para cada escenario $s \in \Omega$. Este equilibrio significa que la cantidad diaria de energía generada por esta unidad será igual a su consumo diario pero descontando las pérdidas por el proceso

de conversión involucrado (8.13 y 8.14). Además cada unidad de almacenamiento sólo podrá estar consumiendo o generando energía, lo cual estará dado por su modo de utilización (m_{est}^{uy}). La utilización de las unidades de generación térmicas nuevas del sistema es restringida de acuerdo a las decisiones de inversión I_g en 8.15. Así mismo, se restringe el uso de las unidades nuevas de almacenamiento de energía de acuerdo a las decisiones de inversión I_e en 8.16.

Con el fin de simplificar la representación matemática, las restricciones 8.17 y 8.18 definen restricciones adicionales del sistema. Estas restricciones incluyen que las unidades térmicas podrán cambiar su generación en forma acotada de acuerdo a sus rampas máximas de subida y bajada de las unidades (MW/min), tiempos mínimos de encendido y apagado. Así también estas restricciones condicionan los modos de operación de las centrales a gas natural, de modo que si una central es usada en modo de ciclo combinado entonces no podrá ser utilizada en ciclo abierto. Se incluye en estas restricciones la definición de las banderas de encendido y apagado (v_{gst}^u y z_{gst}^u) así como también la condición de no-negatividad de todas las variables involucradas, y las de variable binaria para u_{gst}^u, w_{gst}^u y m_{est}^{uy} . De igual forma las restricciones 8.19-8.21 definen la condición de variable binaria para las decisiones de inversión (I_g y I_e) y la no-negatividad de la energía y reservas no suministrada (ENS_{st}^u y RNS_{st}^u)

8.3.1. Modelación matemática de los costos

Los costos se definen como:

$$\begin{aligned}
 CIM &= \sum_{g \in G_N} I_g A_g P_g^+ + \sum_{e \in ES_N} I_e A_e P_e^+ + I_{solar} \cdot A_{solar} + I_{eólico} \cdot A_{eólico} \\
 CV_s^u &= \sum_{g \in G_T} \sum_{t \in T} C_v c_g P_{gst}^u \\
 CVNC_s^u &= \sum_{g \in G_T} \sum_{t \in T} C_v n c_g P_{gst}^u \\
 CSTART_s^u &= \sum_{g \in G_T} \sum_{t \in T} C_{start_g} P_g^+ v_{gst}^u
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
CDOWN_s^u &= \sum_{g \in G_T} \sum_{t \in T} C_{down_g} P_g^+ z_{gst}^u \\
CEFF_s^u &= \sum_{g \in G_T} \sum_{t \in T} ((Cvc_g P_g^-) / (P_g^+ - P_g^-) \cdot (\frac{1}{1 - HR_g} - 1) \cdot (P_g^+ u_{gst}^u - P_{gst}^u)) \\
CENS_s^u &= \sum_{g \in G_T} \sum_{t \in T} Cens \cdot ENS_{st}^u \\
CRNS_s^u &= \sum_{g \in G_T} \sum_{t \in T} Crns \cdot RNS_{st}^u
\end{aligned}$$

La definición de $CEFF_s^u$ supone una representación novedosa, que es propuesta en esta tesis. Esta representación corresponde a una aproximación lineal de los mayores costos al operar las unidades térmicas bajo sus capacidades nominales. La relación lineal está dada por la pendiente que corresponde al término $(Cvc_g P_g^-) / (P_g^+ - P_g^-) \cdot (\frac{1}{1 - HR_g} - 1)$, y por la variable correspondiente al término $(P_g^+ u_{gst}^u - P_{gst}^u)$. Si es que la unidad opera a capacidad nominal, este último término se hace nulo ($P_g^+ \cdot 1 - P_g^+ = 0$), de igual forma si es que la unidad no es encendida ($P_g^+ \cdot 0 - 0 = 0$). Si es que la unidad es operada a capacidad mínima, entonces el costo es máximo e igual a $(Cvc_g P_g^-) \cdot (\frac{1}{1 - HR_g} - 1)$, que corresponde justo al sobre costo producto de operar la unidad en su mínimo técnico. Por ejemplo, si la tasa de pérdida de eficiencia (Heat rate efficiency loss) HR_g fuese 12%, y la unidad tuviese un costo variable de US\$40/MWh (carbón), y con una capacidad mínima de 100MW, entonces este mayor costo sería igual $(\frac{1}{0.88} - 1) \cdot 40 \cdot 100 \text{ US\$/h} = 545,5 \text{ US\$/h}$. El término $(\frac{1}{1 - HR_g} - 1)$ corresponde al mayor consumo de combustible, en este caso igual a 13,63%.

8.3.2. Costos de inversión

Los costos de inversión y los de combustible son los parámetros más relevantes del modelo de planificación. Sin embargo, debido al progreso tecnológico así como también a posibles cambios regulatorios, se hace muy difícil predecir estos costos. Más aún hay

gran discusión sobre el valor de estos costos. De acuerdo al estudio "Escenarios Energéticos Chile 2030" los costos de la tecnología solar fotovoltaica serían de US\$2.110/kW al año 2012 y de US\$1.085/kW al año 2030. Estos costos son bastante optimistas en comparación a los presentados por la U.S. Energy Information Administration (EIA, 2014), que los valúa en US\$3.275/kW para la puesta en marcha de proyectos solares fotovoltaicos al 2019.

Tabla 8-1: Costos de inversión en tecnologías.

Tecnología	Escenarios Energéticos Chile 2030 (2012)	U.S. Energy Information Administration (2013)
Carbón	US\$2078/kW	US\$2934/kW
Solar Fotovoltaico	US\$2110/kW	US\$3873/kW
Eólico	US\$1945/kW	US\$2213/kW
Gas Natural - CC convencional	US\$893/kW	US\$917/kW

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo esto en consideración, se deberá realizar un análisis de sensibilidad en cuanto a los costos de inversión de la generación solar fotovoltaica, para así analizar qué condiciones las hacen competitivas. Como escenarios de sensibilidad se utilizará un rango entre 1.085-3.873 US\$/kW. Lo mismo ocurre para las central de HPS, dado que el rango estudiado en el capítulo 1 no permite utilizar un sólo costo, y sumando a esto esta la inexistencia de este tipo de proyectos en Chile. El rango de sensibilidad para la tecnología de HPS será de 1500-2100 US\$/kW. Para el resto de las tecnologías se consideran costos fijos, que son presentados en la tabla 8-2.

Los costos de mantenimiento son los mismos utilizados por la EIA (2014). La tasa de descuento (WACC) se escoge como un 10% para todas las tecnologías. Esto obvia el hecho que las tecnologías renovables y almacenamiento de energía podrían requerir una mayor tasa, producto de la dificultad de su financiamiento en el mercado chileno. Con estos valores se calcula una anualidad equivalente, asumiendo una vida útil de 25 años para todas las tecnologías. Se deja constancia que los costos de mantenimiento de las

centrales de HPS podrían ser mayores, dado que se utiliza agua salada en vez de agua dulce, lo que podría significar un mayor desgaste de los componentes involucrados (e.g. turbinas).

Tabla 8-2: Costos de inversión y mantenimiento considerados en el modelo.

Tecnología	Costo de inversión considerado	Costo de mantenimiento (US\$/kW-año)	Anualidad equivalente (US\$/kW-año)
Carbón convencional (avanzado + equipos de abatimiento)	US\$2.321/kW (US\$2.000/kW + US\$321/kW)	37.8	255.7
Ciclo combinado GNL (avanzado)	US\$1023/kW	15.37	128.1
Solar fotovoltaico	US\$1.000/kW (DC)- US\$3.873/kW (DC).	25	135.2 - 223.3
Eólico	US\$1.492/kW	39.55	203.9
HPS	US\$1.500/kW - US\$2.100/kW	18	183.3 - 249.4

Fuente: Elaboración propia.

8.3.3. Costos variables

En cuanto a los costos variables combustible, se asumieron precios de combustible de largo plazo para el carbón en US\$85/ton, el GNL en US\$12/MBtu, y el diésel en US\$850/m³. Esto significa un escenario muy similar al presentado actualmente, pero a diferencia de que el gas natural sería el correspondiente al shale gas. Si es que los costos del shale gas en EE.UU. estuviesen en US\$ 5-6 /MBtu, es necesario sumar los costos de transporte que pueden hacer llegar fácilmente este recurso a US\$12/MBtu. Si es que hay una mayor producción de gas natural a precios competitivos, esto significará una mayor oferta de carbón, lo que podría reducir sus precios de corto y largo plazo. Adicionalmente a estos costos, es necesario contemplar costos de encendido y apagado

de las unidades, así como tasa de pérdida de eficiencia por operar bajo su capacidad nominal (heat rate efficiency loss). Estos costos son los estudiados y obtenidos por Batlle & Rodilla (2013) y Dueñas et al. (2013). En cuanto a los costos asociados por la contaminación emitida por las unidades térmicas, se utilizan los resultados de Galetovic & Muñoz (2013), de donde se añaden US\$321/kW en costos de inversión a las unidades de carbón (equipos de abatimiento de contaminación local), a la vez que se considera US\$17,8/MWh por costos asociados a contaminantes locales (SO_x, NO_x, PM) y contaminantes globales (CO₂). Los costos por contaminación local son evaluados según la polución no abatida, a un costo de US\$4,8/MWh, y los costos por CO₂ en un total de US\$13/MWh. Debido a que las centrales a carbón estarían ubicadas en el SING, los costos por contaminación local no abatida podrían ser menores, dado que habría menor gente a los alrededores de las centrales. Sin embargo se utilizan los costos anteriores para así no subestimar los costos por contaminación. Para el resto de las unidades térmicas sólo se considera costos por emisión de CO₂, los cuales son obtenidos al escalar el costo correspondiente al uso de carbón según los factores de emisión de cada tecnología. Los resultados son presentados en la Tabla 8-3 a continuación.

Tabla 8-3: Costos variables unidades térmicas

Tecnología	Costo de combustible	Costo encendido	Costo Apagado	Costo contaminación local no abatida	Costo contaminación global (CO₂)
Carbón convencional	US\$85/MWh	US\$75/MW	US\$15/MW	US\$4,8/MWh	US\$13/MWh
Ciclo combinado	US\$12/MBtu	US\$30/MW	US\$10/MW	-	US\$5,97/MWh
GNL					
Ciclo abierto GNL	US\$12/MBtu	US\$12/MW	US\$6/MW	-	US\$7,17/MWh
Diésel	US\$850/m ³	US\$12/MW	US\$4/MW	-	US\$10,67/MWh

Fuente: Elaboración propia.

8.3.4. Unidades nuevas

La inversión en nuevas unidades de las tecnologías térmicas y almacenamiento de energía es realizada según 5 posibles unidades para las tecnologías térmicas y 6 unidades para la tecnología de HPS. En la tabla 8-4 se encuentran los parámetros de potencia mínima y máxima para cada una de estas unidades. Estas unidades permitirán invertir en bloques de 250MW para la generación a carbón, en bloques de 250MW para la generación en base a GNL, y en bloques de 100MW para la capacidad en almacenamiento de energía. Así también, se han considerado que estas centrales térmicas son flexibles, por sus tiempos acotados de encendido y apagado.

Tabla 8-4: Posibles inversiones.

Tecnología	Capacidad Mínima	Capacidad Máxima	Tiempo mínimo para encendido (start up)	Tiempo mínimo de apagado (shut down)
Carbón	U1: 125	U1: 250	4 horas	6 horas
	U2: 250	U2: 500		
	U3: 500	U3: 1000		
	U4: 500	U4: 1000		
	U5: 1250	U5: 2500		
Ciclo Combinado	CC1: 100,	CC1: 250, CA: 135	3 horas (CC) 0 horas (CA)	8 horas (CC) 5 horas (CA)
	CC2: 200,	CC2: 500, CA: 270		
	CC3: 400,	CC3: 1000, CA: 540		
	CC4: 400,	CC4: 1000, CA: 540		
	CC5: 800,	CC5: 2000, CA: 1080		
Solar	0	sin límite	-	-
Eólico	0	sin límite	-	-
HPS	HPS1: 0	HPS1: 100	0 horas	0 horas
	HPS2: 0	HPS2: 200		
	HPS3: 0	HPS3: 400		
	HPS4: 0	HPS4: 800		
	HPS5: 0	HPS5: 1600		
	HPS6: 0	HPS6: 3200		

Fuente: Elaboración propia.

8.5. Objetivos

El modelo MOPRA es ejecutado con el fin de responder a los siguientes objetivos:

1. Analizar la conveniencia de incluir tecnologías renovables con respecto a la expansión basada en tecnologías convencionales, según sus posibles costos de inversión al año 2030, los mayores costos que puedan resultar de la operación económica, y el nuevo mix óptimo para la expansión. Analizar cómo son los resultados anteriores en relación a la disponibilidad de unidades de almacenamiento de energía. Esto permitirá entender la relevancia (o no) de incluir unidades de almacenamiento en el plan óptimo de generación, y así guiar la regulación chilena.
2. Analizar los costos adicionales y el mix óptimo de la nueva capacidad de generación al incluir la ley de apoyo a las energía renovables no convencionales (ley 20/25). Analizar cómo varía el mix óptimo según los costos de inversión de la generación solar fotovoltaica y el costo de inversión de las unidades de almacenamiento de energía. Así mismo, analizar la competitividad entre la energía solar y la energía eólica para cubrir la meta propuesta.
3. Analizar la implicancia que tendría incluir la ley 20/30 en el SING sin contemplar la tecnología de almacenamiento HPS en la expansión de la generación. Analizar el rol del almacenamiento de energía HPS.

Para responder a estos objetivos, se ejecuta el modelo según diferentes condiciones del sistema y escenarios de sensibilidad.

8.6. Estudios ejecutados

El modelo MOPRA es ejecutado para encontrar la solución óptima de expansión de la generación según los parámetros antes presentados en las tablas 8-2, 8-3, 8-4 y 8-5. Este modelo tomará las decisiones de inversión, basados en los costos de inversión y los costos operacionales. Se calibra al modelo para usar el solver CPLEX y alcanzar soluciones con un margen MIPGAP menor al 1,5%. Esto asegura que la solución es lo

suficientemente cercana al óptimo (o bien la solución óptima). Se ejecutan 3 diferentes estudios (E1, E2 y E3) para responder a los objetivos antes presentados en la sección 8.4. Estos estudios se resumen en la tabla 8-5 al final de esta sección.

En el estudio E1, se fija la capacidad adicional de generación solar fotovoltaica desde 0MW hasta 2500MW adicionales a los 416,7MW que estarán ya operativos al 2016 (en total se tendrá una inclusión solar de 417,5MW a 2.917,5W). De igual forma se fija la capacidad de HPS en 0MW (se asume que no hay disponibilidad de instalar este tipo de centrales). La capacidad adicional de generación eólica también se fija en 0MW. Esto permitirá entender mejor cómo el sistema se debiese adaptar a una mayor generación solar (nuevo mix tecnológico de generación). Así mismo se podrá ver en forma más clara, los mayores costos operacionales debido a esta inclusión de generación ERNC. También se podrá estudiar el factor de planta de las unidades a carbón y ciclo combinado según cada mix de generación óptimo.

El estudio E2 incluye las mismas condiciones que el estudio E1 a excepción de que ahora se permite la inversión en unidades de HPS a un costo de inversión de US\$1500/kW. Esto permitirá entender mejor cómo el sistema se debiese adaptar a una mayor generación renovable intermitente (nuevo mix tecnológico de generación) incluyendo el almacenamiento de energía, y el rol que la tecnología de HPS puede tener en la inclusión de ERNC en el SING.

Finalmente, el estudio E3 aborda el problema de cómo la ley de fomento a la energía renovable no convencional (ley 20/25) podría cambiar el mix tecnológico, dada la presencia del recurso solar y eólico, los cuales sumados podrían quizás ofrecer un mejor producto al sistema. Así mismo, es de interés cuantificar el costo adicional que significa la ley promulgada. También se estudiará el efecto que tiene la disponibilidad de invertir en unidades de HPS. Esto permitirá entender la necesidad que tendría el sistema chileno para incluir el almacenamiento de energía. En este estudio se podrá ver con mayor detalle los mayores costos operacionales que la ley ERNC exige al sistema, y así definir cuáles podrían ser las necesidades más urgentes para remunerar a los actores del mercado según estos costos adicionales. Para incluir la ley 20/25, se ejecuta el modelo

MOPRA, pero añadiendo la restricción que asegure que un 20% de la energía despachada en el año 2030 sea de fuente ERNC.

Tabla 8-5: Estudios a ser ejecutados.

	E1	E2	E3
Objetivo	Estudiar la expansión de la generación según niveles de inclusión solar FV	Estudiar la expansión de la generación según niveles de inclusión solar FV. Se incluye la opción del almacenamiento de energía.	Estudiar la expansión de la generación de acuerdo a la ley ERNC 20/25
Capacidad Adicional Solar	0MW-500MW-1000MW-1500MW-2000MW-2500MW	0MW-500MW-1000MW-1500MW-2000MW-2500MW	Decidido por modelo
Costos de inversión Solar	US\$1.085/kW, US\$1.800/kW, US\$3.873/kW	US\$1.085/kW, US\$1.800/kW, US\$3.873/kW	US\$1.085 y US\$1.800
Disponibilidad HPS	No	Sí	Sí/No
Disponibilidad capacidad eólica adicional	No	No	Sí
Costos de Inversión HPS	-	US\$1.500	US\$1.500 y US\$2.100
Restricciones adicionales	-	-	20% de la generación al 2030 debe ser ERNC
Año Estudio	2030	2030	2030

Fuente: Elaboración propia.

8.8. Resultados E1

Los resultados son presentados a continuación en la tabla 8-6.

Tabla 8-6: Resultados E1, plan de expansión óptimo, sin incluir unidades de HPS

Escenario	Capacidad Adicional Solar (MW)	Nueva capacidad instalada (MW)	Factor planta (%)	Generación diaria media por tecnología (MWh)	Costos Operacionales (US\$)
E1.1 MIPGAP <0,82%	0	Carbón: 0 CCGNL: 1750	Carbón: 99,65% CCGNL: 79,75% Solar: 30%	Carbón: 55.355,7 CCGNL: 63.630,5 CAGNL: 73,8 Diésel: 87,6 Solar: 2.711 Eólica: 569	3.005.735.690
E1.2 MIPGAP <0,72%	500	Carbón: 0 CCGNL: 1750	Carbón: 98,25% CCGNL: 76,63% Solar: 30%	Carbón: 54.581 CCGNL: 61.115 CAGNL: 98 Diésel: 90 Solar: 5957 Eólica: 569	2.928.331.870
E1.3 MIPGAP <0,97%	1000	Carbón: 0 CCGNL: 1750	Carbón: 94,79% CCGNL: 74,95% Solar: 29,97%	Carbón: 52.656 CCGNL: 59.678 CAGNL: 187 Diésel: 122 Solar: 9.177 Eólica: 565	2.866.793.300
E1.4 MIPGAP <0,99%	1500	Carbón: 0 CCGNL: 1750	Carbón: 91,03% CCGNL: 73,67% Solar: 29,65%	Carbón: 50.566 CCGNL: 58.714 CAGNL: 128 Diésel: 152 Solar: 12.129 Eólica: 556	2.811.967.100
E1.5 MIPGAP <0,87%	2.000	Carbón: 250 CCGNL: 1750	Carbón: 89,6% CCGNL: 66,35% Solar: 27,82%	Carbón: 54.632 CCGNL: 51.918 CAGNL: 1076 Diésel: 140 Solar: 14.529 Eólica: 512	2.759.408.300
E1.6 MIPGAP <0,95%	2.500	Carbón: 500 CCGNL: 2000	Carbón: 88,77% CCGNL: 54,24% Solar: 27,92%	Carbón: 58.899 CCGNL: 43.852 CAGNL: 2405 Diésel: 93 Solar: 17.599 Eólica: 521	2.661.636.500

Fuente: Elaboración propia.

El plan de inversión óptimo, sin almacenamiento de energía ni energía renovable, se basa en añadir nuevas unidades de ciclo combinado. Se considera este caso como el escenario base para el análisis a continuación. Sin embargo queda abierta la discusión sobre cuál debiese ser el caso base. Además, este caso también dependerá del precio del GNL, que bien podría ser mayor (o menor) a los US\$12/MBtu, y de la capacidad del país de conseguir este combustible desde otros mercados a un precio competitivo. Así mismo, las centrales térmicas han sido penalizadas por costos de contaminación de CO₂, situación que para Chile no es necesaria según los protocolos de Kioto y Copenhague (los países tienen una responsabilidad conjunta de enfrentar el cambio climático pero con exigencias diferenciadas). Por último, no ha sido considerado el costo por contaminación local no abatida de las centrales de ciclo combinado, y en forma adicional el costo por el mismo ítem en las centrales a carbón puede estar sobreestimado (puede ser menor a los US\$4,8/MWh). La no consideración de estos factores (e.g. costos por contaminación local de ciclos combinados) podrían favorecer el uso del carbón en vez del GNL, pudiendo ejecutarse el modelo para analizar aquello, pero no es objetivo de esta tesis definir si la expansión debe ser en base a GNL o carbón.

El modelo es luego ejecutado según diferentes niveles de inclusión solar FV, adecuando el sistema completo según esta condición. Es decir, se ha presentado los planes de expansión y operación óptimos según diferentes niveles de inclusión solar.

Como resultado del plan de expansión óptimo, es interesante notar que una mayor inclusión de generación solar requiere una inversión igual o mayor en unidades térmicas (en comparación al caso sin capacidad adicional solar FV), para así hacer de respaldo y proveer las reservas requeridas. Esto resultará en un costo adicional que el sistema deberá cubrir. Así mismo, la inclusión de energía solar reduce el factor de planta de las centrales a carbón en forma importante (con respecto al escenario sin renovables), llegando a ser un 11,2% menor con una inclusión de 2500MW solares FV. Lo mismo sucede con el factor de planta de las unidades de ciclo combinado, reduciéndose un 25,51% con una inclusión de 2500MW solares FV. Esto significará mayores precios en los contratos ofertados por los desarrolladores de estas tecnologías, ya que el costo

levelizado de la tecnología carbón aumentará en aproximadamente US\$4,15/MWh, mientras que el de la tecnología de ciclo combinado en US\$9,66/MWh.

Así mismo, es posible ver que con montos mayores a 1500MW solar FV, parte de la energía solar es desperdiciada, y esto sería por dos razones: sería más económico no usar esta energía renovable que apagar las centrales térmicas, y si se apagan las centrales térmicas faltarían reservas para hacer frente a la intermitencia del sistema. Esto quiere decir que el sistema tendría una capacidad limitada de flexibilidad.

En la tabla 8-7 se presenta el detalle de los costos del sistema.

Tabla 8-7: Resultados E1, costos del sistema en US\$.

Escenario	CV+CVNC	CSTART+C DOWN	CPOL	CEFF	COSTO OPERACIONAL	CIM (Sin costos solar FV)
E1.1	2.470.600.000	3.542.790	498.835.000	32.757.900	3.005.735.690	224.175.000
E1.2	2.395.170.000	6.593.470	488.393.000	38.175.400	2.928.331.870	224.175.000
E1.3	2.338.470.000	11.198.700	473.114.000	44.010.600	2.866.793.300	224.175.000
E1.4	2.283.930.000	13.928.500	457.393.000	56.715.600	2.811.967.100	224.175,000
E1.5	2.200.680.000	21.452.900	471.448.000	65.827.400	2.759.408.300	288.100,000
E1.6	2.091.860.000	26.454.800	484.878.000	58.443.700	2.661.636.500	384.050.000

CV: Costos variables combustibles; CVNC: Costos variables no combustibles; CSTART: Costos de encendido; CDOWN: Costos de apagado; CPOL: Costos por contaminación; CEFF: Costos por menor eficiencia de unidades térmicas; CIM: Costo de inversión y mantenimiento de nuevas unidades.

Fuente: Elaboración propia.

El costo operacional es calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{COSTO OPERACIONAL} = \text{CV} + \text{CVNC} + \text{CSTART} + \text{CDOWN} + \text{CPOL} + \text{CEFF}$$

Los mayores beneficios de una mayor inclusión de energía solar FV son los menores costos variables (CV+CVNC), y los menores costos por contaminación local y global (a excepción del caso E1.6). Sin embargo, la inclusión de energía solar conlleva el aumento

de otros costos, que serán externalidades negativas para el mercado, y son explicadas a continuación.

Como primera externalidad está el aumento en el uso de unidades punta, tal como se grafica en la figura 8-3. Esto significa que la inclusión de energía solar necesita mayor uso de turbinas a gas en ciclo abierto y unidades diésel. El mayor uso de estas unidades restará valor a la generación renovable.

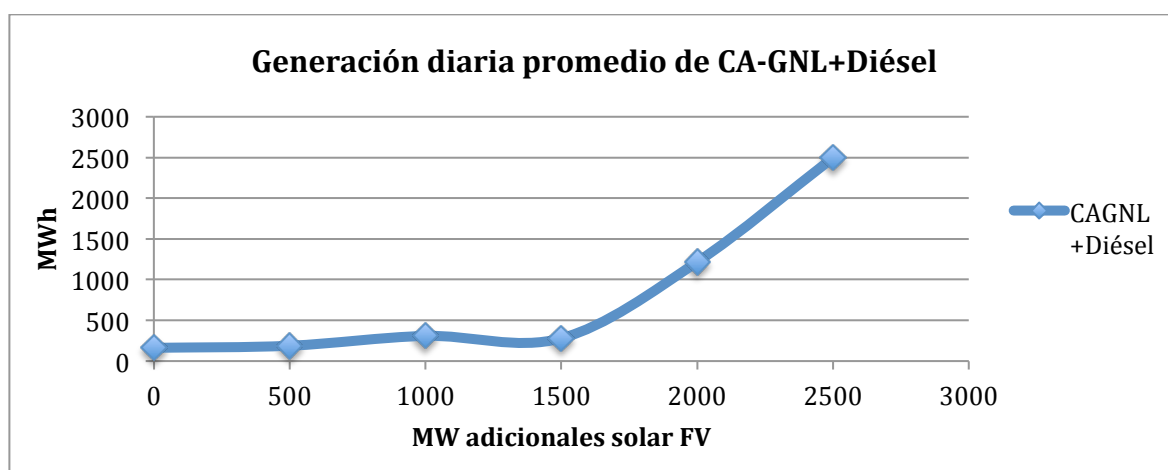


Figura 8-3: Generación adicional unidades punta.
Fuente: Elaboración propia.

De igual forma, como otras externalidades negativas, aumentan los costos de encendido y apagado de las unidades, presumiblemente debido al mayor uso de unidades punta (turbina gas en ciclo abierto y unidades diésel). Además, debido a la inyección de generación solar, las unidades térmicas son operadas bajo su capacidad nominal, lo que significa una menor eficiencia del proceso de conversión térmico (mayor uso de combustible), y por lo tanto un mayor costo por este ítem. Estos costos se grafican en la figura 8-4.

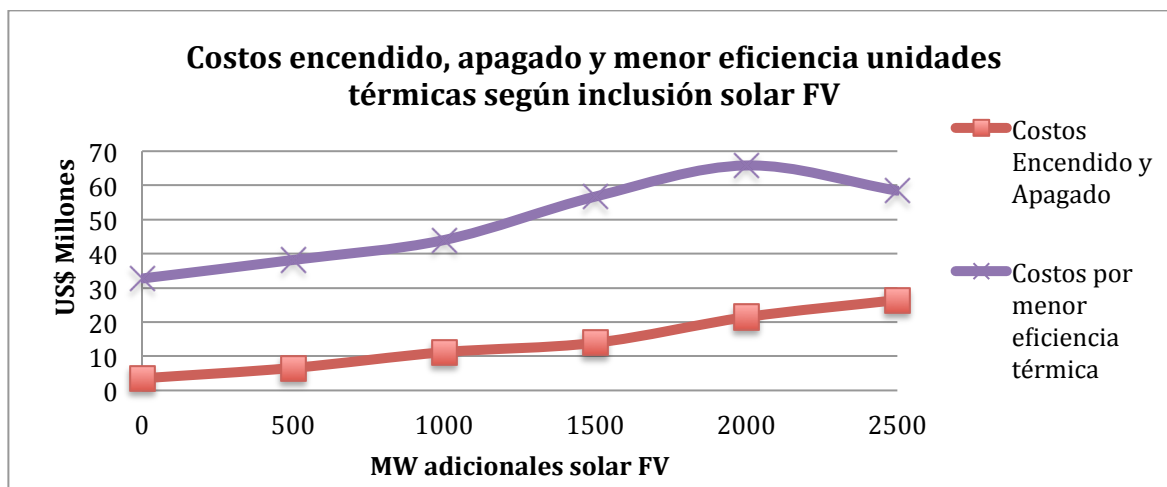


Figura 8-4: Costos adicionales en centrales térmicas.
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a los resultados de la tabla 8-7, se concluye que una mayor inclusión de energía solar podría significar una variación menor a la esperada en cuanto a costos por contaminación local y global (CPOL), ya que se requerirá igual o mayor capacidad en unidades térmicas, y además se reemplazaría la generación en base a GNL, que emite niveles acotados de contaminación. En el mejor de los casos, una inclusión de 1.500MW solares FV sólo reduce los costos por contaminación en US\$41,4 millones. Además, no se ha considerado en este análisis el posible incremento en la emisión de contaminantes cuando las unidades térmicas son operadas bajo su capacidad nominal.

Luego, tomando en cuenta todas las externalidades anteriores (positivas y negativas), se construye el gráfico de la figura 8-5. Es necesario recordar que el sistema se ha adaptado en forma óptima para cada nivel de inclusión solar FV.

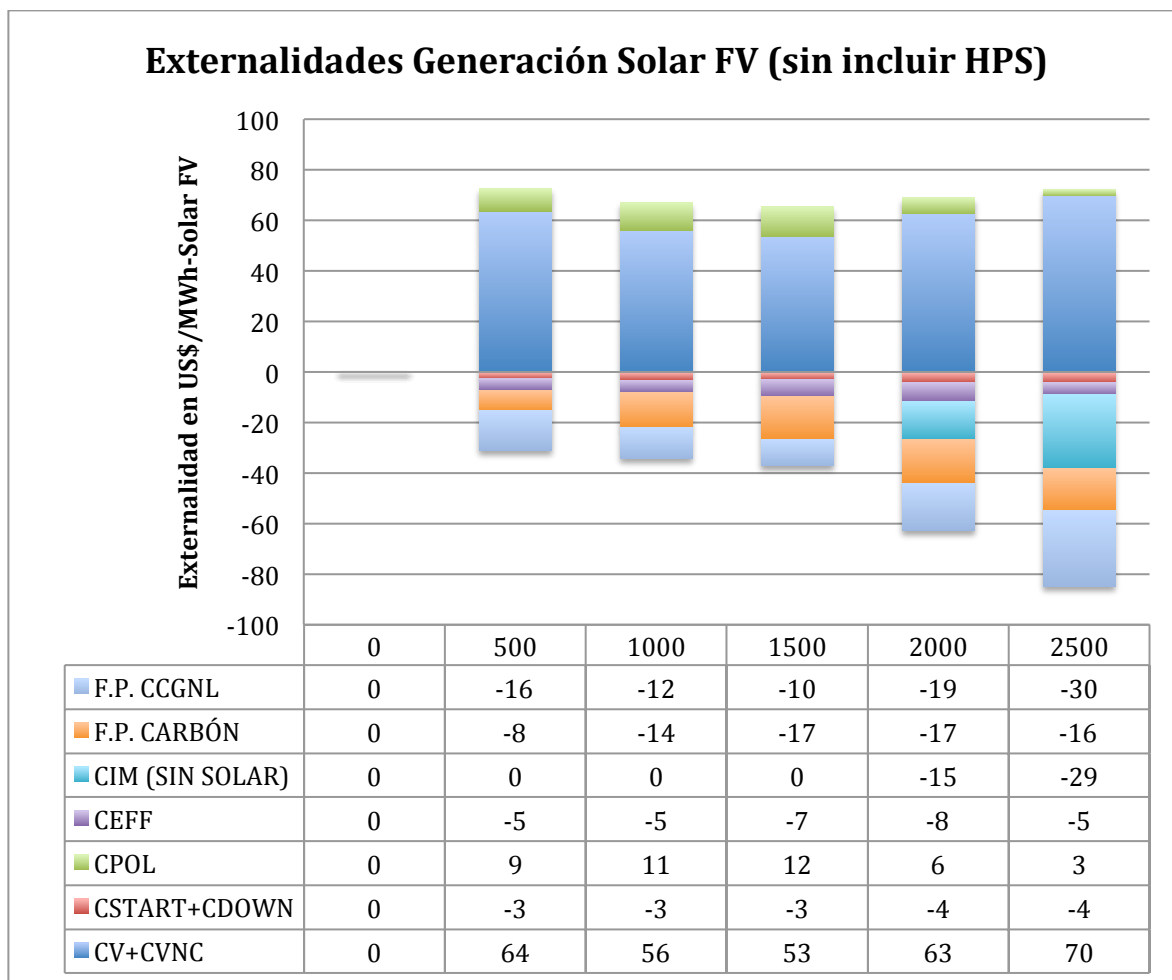


Figura 8-5: Externalidad según nivel de inclusión solar FV.

Fuente: Elaboración propia.

Queda abierto a la discusión a quién se deben adjudicar las externalidades negativas por menor factor de planta de las unidades térmicas. Sin embargo, independiente de esta discusión, estas centrales térmicas estarán obligadas a ofrecer contratos a un mayor precio para poder financiar su inversión en una menor cantidad de energía, lo cual sí debe ser considerado por el regulador. De la figura 8-5, se destaca que el valor entregado por la generación solar FV disminuye de acuerdo a una mayor inclusión.

Para decidir la conveniencia de instalar la capacidad adicional solar fotovoltaica, es necesario comparar los costos operacionales con el costo de inversión y mantenimiento de invertir en esta nueva capacidad. Los costos de inversión más optimistas que se

consideran para la energía solar fotovoltaica son de US\$1085/kW(DC), correspondiente al estudio Escenarios Energéticos Chile 2030. Este valor está en el rango inferior de las proyecciones más optimistas, correspondientes a la Asociación Europea de Industria Fotovoltaica (EPIA), que considera un rango entre US\$1060-1380/kW, y de la Agencia Internacional de Energía (IEA) que proyecta US\$1200/kW al 2030 (IRENA, 2012). Al usar US\$1085/kW(DC), el costo anual por inversión y mantenimiento adicional de instalar 500MW de energía solar FV resulta de US\$72,27 millones anuales. Si el costo fuese de US\$1800/kW (un escenario medio), este costo resulta de US\$111,64 millones anuales. La diferencia entre estos costos resulta de US\$39,83 millones anuales por cada 500MW de generación solar. En la tabla 8-8 se calculan los costos totales según diferentes costos de inversión de la tecnología solar fotovoltaica.

Tabla 8-8: Resultados E1, costos totales del sistema.

Escenario	Capacidad Solar Adicional (MW)	COSTO TOTAL (US\$) US\$1085/kW-DC solar FV Escenarios Energéticos Chile 2030 (2012)	COSTO TOTAL (US\$) US\$1800/kW-DC solar FV Escenario Medio	COSTO TOTAL (US\$) US\$3.873/kW-DC solar FV U.S. Energy Information Administration (2013)
E1.1	0MW	3.229.910.690	3.229.910.690	3.229.910.690
E1.2	500MW	3.224.773.049	3.264.158.135	3.378.347.342
E1.3	1000MW	3.235.500.658	3.314.270.830	3.542.649.244
E1.4	1500MW	3.252.940.637	3.371.095.895	3.713.663.515
E1.5	2000MW	3.336.573.017	3.494.113.360	3.950.870.187
E1.6	2500MW	3.407.017.396	3.603.942.825	4.174.888.859

COSTO TOTAL = COSTO OPERACIONAL + CIM (incluyendo solar FV)

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados se desprende de que si se contara con un costo de inversión de US\$1085/kW para todas las unidades solares FV, añadir 1000MW (o más) de capacidad solar FV significaría mayores costos para el sistema. Además se deben añadir costos adicionales por infraestructura en líneas de transmisión, lo cual no está cubierto por este

modelo. Por otro lado si se considerara un costo de US\$1800/kW o mayor, significará mayores costos para el sistema en cualquiera de los casos. Esto quiere decir que no sería óptimo agregar generación solar, aun incluyendo los costos por CO₂ y costos por contaminación local no abatida de la generación térmica. Estos resultados deben entenderse como la cota mínima de los costos, ya que el sistema se ha planificado en forma óptima para sólo un año (2030), sin considerar que las decisiones de años anteriores al 2030 puedan afectar al plan de expansión, ni de que la capacidad adicional solar se alcanza de acuerdo a los diferentes años (2014-2030) y costos de inversión (hoy mayores que US\$1085/kW). Los resultados anteriores indican que se hace necesario buscar nuevas soluciones tecnológicas y fuentes de flexibilidad para permitir la entrada de las tecnologías renovables intermitentes en forma económica, tales como el almacenamiento de energía, la gestión de la demanda, y la interconexión con otros sistemas. Estos resultados son presentados en la figura 8-6 a continuación.

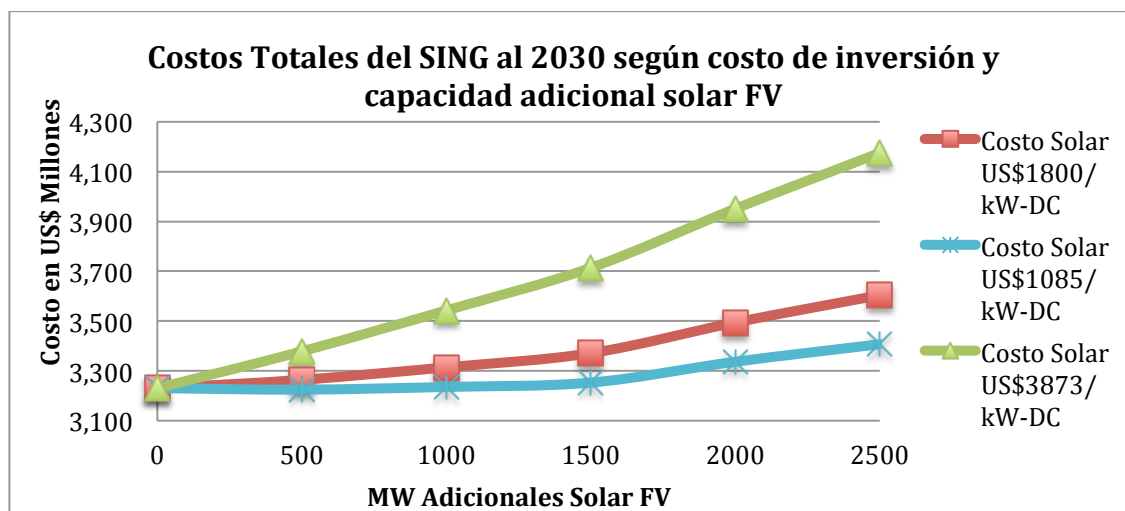


Figura 8-6: Costos totales E1, incluyendo costos de inversión solar FV.
Fuente: Elaboración propia.

8.9. Estudio E2

A diferencia del caso anterior, en este estudio se considera la disponibilidad de invertir en unidades de HPS. A continuación se presentan los resultados en la tabla 8-9.

Tabla 8-9: Resultados E2, plan de expansión óptimo según capacidad solar adicional.

Escenario	Capacidad Adicional Solar (MW)	Nueva capacidad instalada (MW)	Factor planta carbón y solar FV (%)	Generación diaria media por tecnología (MWh)	Costos Operacionales (US\$)
E2.1 MIPGAP <0.96%	0	Carbón: 0 CCGNL: 1500 Eólica: 0 HPS: 300	Carbón: 99,9% CCGNL: 85,2% Solar: 30% HPS: 3,01%	Carbón: 55.527,7 CCGNL: 63.365,2 CAGNL: 94 Diésel: 99,6 Solar: 2.711 Eólica: 569	2.988.891.670
E2.2 MIPGAP <0.86%	500	Carbón: 0 CCGNL: 1500 Eólica: 0 HPS: 300	Carbón: 99,7% CCGNL: 81,09% Solar: 30% HPS: 4,98%	Carbón: 55.404,9 CCGNL: 60.308,1 CAGNL: 83,4 Diésel: 74,4 Solar: 5956,6 Eólica: 569	2.907.345.215
E2.3 MIPGAP <0.89%	1000	Carbón: 0 CCGNL: 1500 Eólica: 0 HPS: 300	Carbón: 97,82% CCGNL: 78,28% Solar: 30% HPS: 11,55%	Carbón: 54.339 CCGNL: 58.188 CAGNL: 114 Diésel: 91 Solar: 9.203 Eólica: 569	2.838.674.252
E2.4 MIPGAP <0.87%	1500	Carbón: 0 CCGNL: 1500 Eólica: 0 HPS: 300	Carbón: 96,51% CCGNL: 74,8% Solar: 30% HPS: 14,55%	Carbón: 53.613 CCGNL: 55.543 CAGNL: 164 Diésel: 123 Solar: 12.446.4 Eólica: 569	2.762.842.100
E2.5 MIPGAP <1.23%	2.000	Carbón: 0 CCGNL: 1750 Eólica: 0 HPS: 300	Carbón: 94,5% CCGNL: 67,31% Solar: 29,95% HPS: 16,6%	Carbón: 52.494 CCGNL: 53.313 CAGNL: 452 Diésel: 67 Solar: 15.640 Eólica: 567	2.694.683.600
E2.6 MIPGAP <0.7%	2.500	Carbón: 0 CCGNL: 1500 Eólica: 0 HPS: 700	Carbón: 97,09% CCGNL: 66,25% Solar: 30% HPS: 19,37%	Carbón: 53.940 CCGNL: 48.977 CAGNL: 367 Diésel: 46 Solar: 18.935 Eólica: 569	2.588.571.400

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que independiente de la nueva capacidad solar, sería conveniente instalar al menos 300MW de tecnología HPS. Se escoge como caso base en este análisis los resultados del escenario E2.1. Al igual que los resultados del estudio E1, mayor

capacidad adicional solar FV requiere igual o mayor inversión en unidades de respaldo. Esto vuelve a indicar que las tecnologías intermitentes no aportan potencia firme al sistema. En este caso, a diferencia del estudio E1, el almacenamiento juega un rol clave ya que evita la necesidad de mayor capacidad en ciclo combinado. Así mismo, permite un mejor uso de la capacidad existente de generación, mejorando el factor de planta de las tecnologías basales. Se destaca que una inclusión igual o mayor a 2500MW de generación solar FV necesitaría al menos 700MW de HPS.

La inclusión del almacenamiento reduce en forma considerable los costos de encendido y apagado, así como también los costos asociados a menor eficiencia de las unidades térmicas. Esto ayuda en forma importante a la inclusión de generación intermitente.

En la tabla 8-10 se presentan los resultados para cada uno de estos costos.

Tabla 8-10: Resultados E2, costos del sistema en US\$.

Escenario	CV+CVNC	CSTART+C DOWN	CPOL	CEFF	COSTO OPERACIONAL	CIM (Sin costos solar FV)
E2.1	2.466.730.000	116.270	499.474.000	22.571.400	2.988.891.670	247.140.000
E2.2	2.384.050.000	139.415	491.887.000	31.268.800	2.907.345.215	247.140.000
E2.3	2.317.260.000	225.752	480.485.000	40.703.500	2.838.674.252	247.140.000
E2.4	2.245.280.000	12.605.600	470.258.000	34.698.500	2.762.842.100	247.140.000
E2.5	2.175.670.000	20.109.000	458.665.000	40.239.600	2.694.683.600	279.165.000
E2.6	2.079.520.000	19.069.300	458.246.000	31.736.100	2.588.571.400	320.460.000

CV: Costos variables combustibles; CVNC: Costos variables no combustibles; CSTART: Costos de encendido; CDOWN: Costos de apagado; CPOL: Costos por contaminación; CEFF: Costos por menor eficiencia de unidades térmicas; CIM: Costo de inversión y mantenimiento de nuevas unidades.

Fuente: Elaboración propia.

Al incluir todas las externalidades, de forma similar que en el estudio E1, se puede construir el gráfico de la figura 8-7. Al comparar los gráficos de las figuras 8-5 y 8-7, se demuestra que las externalidades negativas asociadas a una mayor inclusión solar FV disminuyen si es que se cuenta con la posibilidad de invertir en unidades de HPS.

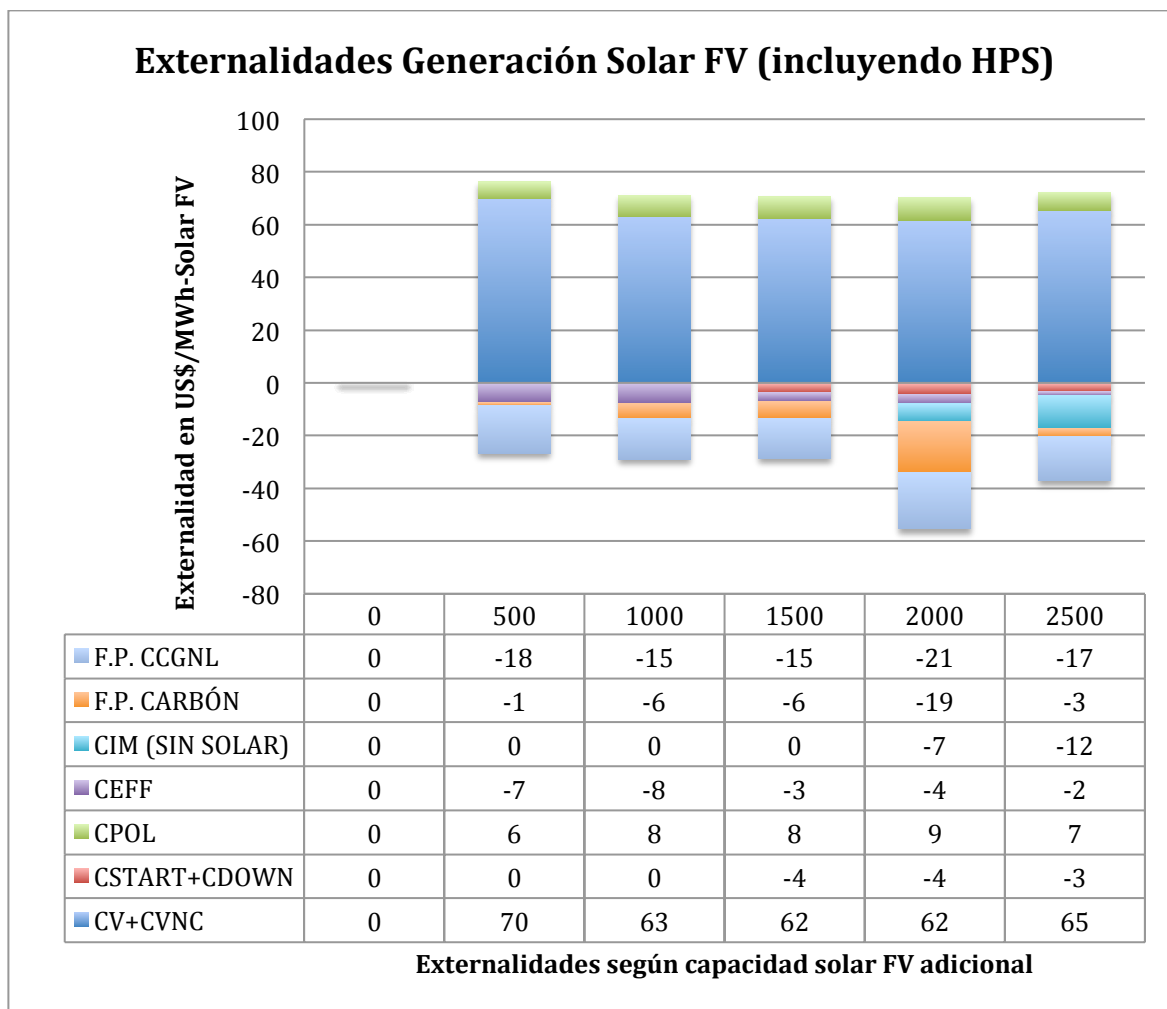


Figura 8-7: Externalidad según nivel de inclusión solar FV.
Fuente: Elaboración propia.

Luego, de forma similar que lo realizado para el estudio E1, se comparan los costos totales del sistema, calculados como la suma de los costos operacionales y los costos adicionales por inversión y mantenimiento de las nuevas unidades. Los resultados se muestran en la tabla 8-11. Se demuestra que la disponibilidad de incluir unidades de HPS permiten la inclusión de hasta 1.500MW de generación solar FV si es que los costos fuesen de US\$1.085/kW. Para costos de inversión de US\$1800/kW o mayores, la inversión de unidades de generación solar FV sigue siendo ineficiente desde el punto de vista económico, generando costos adicionales.

Tabla 8-11: Resultados E2, costos totales del sistema en US\$.

Escenario	Capacidad Solar Adicional (MW)	COSTO TOTAL (US\$) US\$1085/kW-DC solar FV Escenarios Energéticos Chile 2030 (2012)	COSTO TOTAL (US\$) US\$1800/kW-DC solar FV Escenario Medio	COSTO TOTAL (US\$) US\$3.873/kW-DC solar FV U.S. Energy Information Administration (2013)
E2.1	0MW	3.236.031.670	3.236.031.670	3.236.031.670
E2.2	500MW	3.226.751.394	3.266.136.480	3.380.325.687
E2.3	1000MW	3.230.346.610	3.309.116.782	3.537.495.196
E2.4	1500MW	3.226.780.637	3.344.935.895	3.687.503.515
E2.5	2000MW	3.262.913.317	3.420.453.660	3.877.210.487
E2.6	2500MW	3.270.362.296	3.467.287.725	4.038.233.759

Fuente: Elaboración propia.

Se concluye que una inclusión de generación intermitente solar FV a gran escala, requiere de la inversión en unidades de HPS. Estas unidades entregan la flexibilidad que el sistema requiere, permitiendo una mejor adaptación del parque generador térmico con los generadores renovables intermitentes. Sin embargo, al igual que el estudio E1, la conveniencia de instalar unidades solares FV dependerá estrechamente de sus costos de inversión, siendo conveniente sólo para costos iguales o menores que US\$1085/kW, y con una inclusión limitada (no mayor a 1500MW). Sin embargo, desde el punto de vista del regulador, también se debe tener en cuenta el costo adicional producto del menor factor de planta de las unidades térmicas (que incrementará el precio de los contratos). Al incluir esta externalidad, la inversión en generación solar FV sólo es atractiva para costos menores a US\$800/kW. Queda pendiente en la modelación cómo incluir estos mayores costos por aumento del precio de los contratos, a modo de adaptar el parque generador con el fin de disminuir el costo final al consumidor. Presumiblemente esto requerirá una mayor capacidad en unidades de almacenamiento, para así mejorar el factor de planta de las unidades térmicas. Los resultados de este estudio E2 se grafican en la figura 8-8.

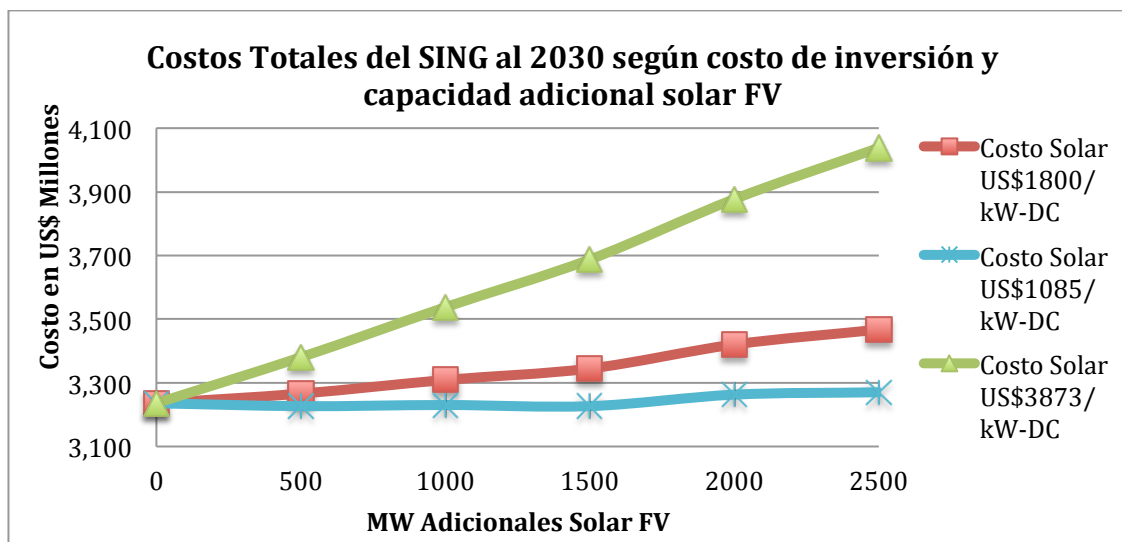


Figura 8-8: Costos totales E2, incluyendo costos de inversión solar FV.
Fuente: Elaboración propia.

8.10. Estudio E3

El estudio E3 incluye la restricción de que un 20% de la generación provenga de fuentes ERNC. En este estudio, se deja como variable de decisión la capacidad adicional a instalar en las diferentes tecnologías. La inversión se realiza de acuerdo a los costos de inversión suministrados al modelo. Sin embargo, debido al mayor tamaño del modelo, se alcanzan soluciones con un mayor MIPGAP. Obtener mejores soluciones dependerá del tiempo que se disponga para ejecutar los modelos. Estos resultados son obtenidos para tiempos de resolución de hasta 8 horas. Los resultados son presentados en la tabla 8-12 a continuación.

Tabla 8-12: Resultados E3, plan de expansión óptimo incluyendo ley ERNC 20/25 pero sin unidades de HPS.

Escenario	Costos de inversión (US\$/kW)	Nueva capacidad instalada (MW)	Factor planta tecnologías carbón y HPS (%)	Generación diaria media por tecnología (MWh)	Costo total anual del sistema (US\$)
E3.1 MIPGAP <4,07%	Solar: 1.800 Eólico: 1.492 Sin HPS	Carbón: 2250 CCGNL: 750 Solar: 1.786 Eólica: 1.667	Carbón: 78,82%	Carbón: 82.091 CCGNL: 16.310 CAGNL: 4.223 Diésel: 379 Solar: 13.203 Eólica: 10.053	3.918.231.300
E3.2 MIPGAP <3,41%	Solar: 1.085 Eólico: 1.492 Sin HPS	Carbón: 2250 CCGNL: 750 Solar: 1.781 Eólica: 1.665	Carbón: 78,72%	Carbón: 81.994 CCGNL: 16.365 CAGNL: 4.254 Diésel: 384 Solar: 13.195 Eólica: 10.061	3.777.727.100
E3.3 MIPGAP < 1,2%	Solar: 1.800 Eólico: 1.492 HPS: 1500	Carbón: 0 CCGNL: 1.250 Solar: 1.517,8 Eólica: 1.604,1 HPS: 1.100	Carbón: 97,6% HPS: 10,4%	Carbón: 54.219 CCGNL: 44.238 CAGNL: 723 Diésel: 193 Solar: 12.545 Eólica: 10.711	3.503.810.950
E3.4	Solar: 1.800 Eólico: 1.492 HPS: 2.100	Carbón: 0 CCGNL: 2.000 Solar: 1.210 Eólica: 1.955 HPS: 700	Carbón: 94,1% HPS: 8,5%	Carbón: 55.269 CCGNL: 45.027 CAGNL: 1054 Diésel: 84 Solar: 10.500 Eólica: 12.847	3.587.683.000
E3.5 MIPGAP < 1,2%	Solar: 1.085 Eólico: 1.492 HPS: 1.500	Carbón: 0 CCGNL: 1500 Solar: 3.058 Eólica: 46.4 HPS: 700	Carbón: 94,6% HPS: 26,2%	Carbón: 52.556 CCGNL: 46.353 CAGNL: 461 Diésel: 168 Solar: 22.490 Eólica: 853	3.279.529.800
E3.6 MIPGAP < 0,61%	Solar: 1.085 Eólico: 1.492 HPS: 2.100	Carbón: 0 CCGNL: 1500 Solar: 3.035 Eólica: 52,8 HPS: 700	Carbón: 94,65% HPS: 25,65%	Carbón: 52.578 CCGNL: 46.406 CAGNL: 476 Diésel: 166 Solar: 22.367 Eólica: 889	3.326.869.700

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados, se indica que incluir una ley como la 20/25 requiere de una inversión mayor a 3.000MW en generación renovable intermitente al 2030. Es interesante destacar que para costos de inversión de US\$1800/kW para la generación solar FV, es más conveniente balancear la inclusión de generación solar con la inclusión de generación eólica. Esto indica, que la suma de los perfiles intermitentes solares y eólicos generan un mejor producto que en forma independiente.

Si se incluye la ley 20/25 sin la inclusión de unidades de HPS, los costos adicionales desvían al sistema de su expansión óptima, generando costos adicionales superiores a los US\$450 millones anuales en el mejor de los escenarios. En forma contraria, al incluir las unidades de HPS estos costos adicionales se ven fuertemente reducidos a un total cercano de US\$50 millones anuales, bajo las mismas condiciones de inversión solar (US\$1.085/kW). Adicionalmente, el incluir unidades de HPS permite desarrollar el potencial solar al comparar los escenarios E3.5 y E3.2. Así mismo, esta inclusión de unidades de almacenamiento permite al sistema entregar las reservas requeridas y hacer de respaldo a la generación intermitente, necesitando así una menor inversión de unidades térmicas.

Los costos totales pueden ser descompuestos de acuerdo a la tabla 8-13 a continuación.

Tabla 8-13: Resultados E3, costos del sistema en US\$.

Escenario	CV+CVNC	CSTART+ CDOWN	CPOL	CEFF	CIM	COSTO TOTAL
E3.1	1.822.590.000	41.116.700	581.410.000	63.044.600	1.410.070.000	3.918.231.300
E3.2	1.824.610.000	41.273.100	581.001.000	62.543.000	1.268.300.000	3.777.727.100
E3.3	1.990.580.000	9.498.250	451.303.000	24.669.700	1.027.760.000	3.503.810.950
E3.4	1.978.920.000	16.883.400	440.791.000	51.508.600	1.099.580.000	3.587.683.000
E3.5	2.007.330.000	21.707.200	444.320.000	34.389.600	771.783.000	3.279.529.800
E3.6	2.009.600.000	21.894.100	444.611.000	34.613.600	816.151.000	3.326.869.700

CV: Costos variables combustibles; CVNC: Costos variables no combustibles; CSTART: Costos de encendido; CDOWN: Costos de apagado; CPOL: Costos por contaminación; CEFF: Costos por menor eficiencia de unidades térmicas; CIM: Costo de inversión y mantenimiento de nuevas unidades.

COSTO TOTAL = CIM + CV + CVNC + CSTART + CDOWN + CPOL + CEFF

Fuente: Elaboración propia.

Se concluye que una inclusión a gran escala de la generación intermitente hace necesario la inclusión de unidades de almacenamiento, ya que permite disminuir el costo de las externalidades asociadas a la inclusión de energía intermitente sobre el parque generador térmico. La inclusión de la ley 20/25 requerirá una capacidad de almacenamiento igual o mayor a los 700MW. Se podrá requerir mayor capacidad si es que el nivel de inclusión solar es mayor respecto al de inclusión eólica, concluido a partir de los escenarios E3.3 y E3.5. También se concluye que los costos de inversión de las unidades de HPS, ya sean US\$1500/kW o US\$2100/kW, no comprometen la capacidad necesaria de almacenamiento, dado que los beneficios operativos superan estos costos en forma amplia.

8.11. Desafíos en la regulación chilena

La inclusión de energía renovable intermitente supone un cambio importante en la operación de los sistemas eléctricos. Los resultados de los estudios anteriores permiten definir en forma más clara los desafíos regulatorios que el sistema eléctrico chileno enfrentará ante una inclusión en gran escala de la energía renovable intermitente en el SING.

El mayor desafío vendrá de adaptar el mercado (y la remuneración a sus actores) debido al aumento de costos en los generadores térmicos, y el cambio en sus condiciones de operación. Como efectos más relevantes, se encuentra un mayor encendido y apagado de las unidades, una operación de las unidades bajo su capacidad nominal (mayores costos por menor eficiencia térmica), y un factor de planta inferior en las unidades base. Estas externalidades negativas, en el esquema de regulación actual, son transferidas a los generadores en su conjunto. A su vez, si se asume que las compañías generadoras no perderán dinero en el mercado, entonces los generadores traspasarán estos mayores costos a sus contratos de suministro con sus clientes (aumentando el costo de la energía). Los clientes podrían reducir su costo de energía sólo si es que lograsen contratar la energía renovable en forma económica. En un escenario ideal, si es que los costos del sistema (costos de operación + costos de inversión y mantenimiento) fuesen traspasados

a los clientes en forma directa y óptima, el precio de la energía será mayor ante un inclusión de energía renovable, ya que los resultados encontrados indican mayores costos totales para el desarrollo del sistema. Además, dado que los generadores renovables tienen costo variable nulo, es probable también que fijen el precio de los contratos de acuerdo al costo de oportunidad de sus clientes (que será el precio de contratos correspondiente a la generación térmica). Más aún, debido a la exigencia de la ley 20/25 podrían vender su energía con un sobreprecio, debido a que en caso contrario los generadores térmicos pagarían multas por no cumplimiento de la cuota ERNC. En este estudio tampoco se ha considerado los efectos sobre la planificación de la infraestructura en transmisión. Todo esto indica que el precio final de la energía será mayor.

Por otro lado, se identifica una necesidad de mejorar la asignación de costos operacionales entre los generadores, ya que al repartir los costos de las externalidades negativas entre todos los generadores, esto se traduce en un subsidio indirecto a los generadores renovables, ya que no se harían cargo en forma íntegra por las externalidades negativas que esta energía intermitente produce en el sistema, ni tampoco un incentivo para mejorar su condición de intermitentes. Así mismo, se necesita una regulación adecuada, que permita remunerar a los generadores por los costos de encendido y apagado, que se verán incrementados en el futuro, y que incentive a las compañías en agregar mayor flexibilidad para la operación de sus centrales (e.g. reducir tiempos mínimos de encendido y apagado).

Adicionalmente, el menor factor de planta de las unidades base térmicas supondrá un desafío para el desarrollo de su modelo de negocio, ya que el costo levelizado de estas tecnologías se verá incrementado, con lo cual pierden competitividad en el mercado de energía. Esto significa que una mayor inclusión renovable afecta en forma negativa el negocio de los generadores convencionales, y más aún si es que estos son los que se hacen cargo de las externalidades antes mencionadas. Sin embargo, una mayor inclusión de energía renovable necesita igual o mayor cantidad de generadores convencionales, quedando así en evidencia que los generadores renovables intermitentes no aportan potencia firme al sistema. Es necesario adecuar el mercado existente para que todos los

actores puedan desarrollar sus modelos de negocio, y se hagan cargo de las externalidades (esto también aplica a traspasar los costos por contaminación a las unidades térmicas).

En un sistema como el SING, de acuerdo a los resultados, queda en duda la efectividad de incluir generación ERNC para reducir las emisiones de contaminantes, ya que reemplazar generación en base a GNL con centrales renovables no tendría mayores efectos en la reducción de CO₂, y adicionalmente las centrales térmicas podrían emitir mayor cantidad de contaminantes producto de operar bajo su capacidad nominal. Esto último no fue evaluado en esta tesis. Parece ser que la inclusión de equipos de abatimiento en las centrales existentes ya deja muy poco espacio para la reducción de costos por contaminación, y la ubicación de estas centrales en el SING tampoco hace especialmente necesario su reemplazo (situación distinta a lo que sería la generación térmica en el centro del país). Sin embargo, como criterio de operación económica, sí es relevante incluir en los objetivos del programa de despacho económico, la minimización de costos ambientales por contaminantes locales y globales.

Se concluye también que el valor³ de la energía solar dependerá de su grado de inclusión en el sistema, el cual disminuye a mayor capacidad instalada solar FV. Para que la energía solar FV signifique beneficios económicos al sistema, su valor deberá ser mayor a su costo (precio). Así mismo la disponibilidad de invertir en unidades de HPS mejora las condiciones para la adaptación del parque generador térmico a las unidades de generación renovable intermitente. Desde la figura 8-9, se concluye que para que la energía solar signifique algún beneficio, entonces su costo levelizado debe ser inferior a US\$69/MWh. Sin embargo, este costo disminuye hasta US\$55/MWh ante una inclusión de 2.500MW de generación solar - FV, en la mejor de las situaciones. Esto quiere decir que la energía solar valdrá de acuerdo al combustible que desplaza, y no según el costo levelizado de la energía que desplaza. Aquí no se ha considerado la externalidad antes explicada en cuanto al menor factor de planta de las unidades térmicas.

³ El valor es calculado como la suma de las externalidades (positivas y negativas) generadas al sistema. Es decir, es el costo evitado en el sistema. Esto no incluye los costo de inversión en generación solar.

Queda así demostrado que el almacenamiento de energía jugará un rol clave en la inclusión de energía renovable intermitente, ya que permite optimizar el uso de las centrales térmicas, reduciendo en forma considerable las externalidades antes presentadas. Sin embargo, queda un desafío pendiente en cómo se puede remunerar a estos actores, ya que la operación de estas unidades de almacenamiento de energía podría requerir un factor de planta muy bajo (e.g. 10%), utilizándolas más bien como unidades punta y para la provisión de reservas.

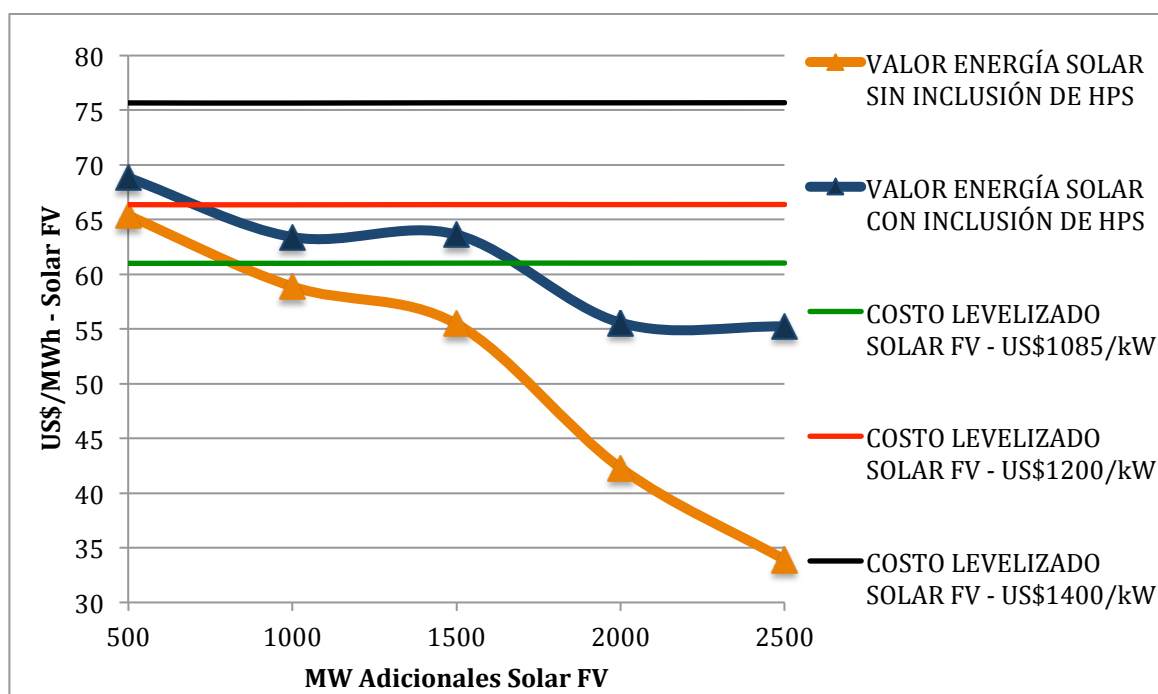


Figura 8-9: Valor y costo de la energía solar FV, sin incluir externalidades negativas asociadas al menor f.p. de las unidades térmicas.

Fuente: Elaboración propia.

Una mayor inclusión de generación intermitente en el SING requiere que los reguladores también planifiquen la capacidad necesaria en almacenamiento de energía, definiendo así esquemas de remuneración que permitan a sus desarrolladores instalar la capacidad requerida por el sistema. Una opción podría ser que se adoptase un sistema similar al de remuneración y planificación hoy existente para la expansión de la transmisión, licitando las nuevas obras y asegurando los ingresos a los desarrolladores.

Se concluye además que es un ejercicio incompleto el promulgar una ley de fomento a las ERNC sin antes definir cómo los sistemas podrán adaptarse y obtener la flexibilidad necesaria, que se hace crítico para el caso del SING. También se concluye que la ley 20/25 significará un mayor costo de la energía, cuyo costo dependerá en gran medida de costo de inversión que pueda alcanzarse en la generación renovable, y la existencia de interconexiones con otros sistemas. En cuanto a la interconexión SING-SIC, debido a los altos montos de inclusión renovable (mayor a 3GW) y la capacidad limitada de la interconexión (1 - 1,5 GVA), ésta interconexión sólo podrá hacerse cargo en forma acotada de la necesidad de flexibilidad del SING, que se verá aún más comprometida si es que ambos sistemas enfrentan el ingreso de mayor generación intermitente. También es necesario estudiar si es que es factible transmitir toda la energía renovable al centro del país (es probable que se generen saturaciones en las líneas, de forma similar a lo que ocurre hoy para la transmisión de energía del sur al centro del país). Así, esta interconexión no es suficiente para asegurar la flexibilidad que el SING necesita, y más aún si es que se transforma como un objetivo el desarrollar el potencial de generación solar presente en el desierto de Atacama. Para el caso particular del SING, con los resultados presentados, y los desafíos en la regulación ya discutidos, se recomienda postergar la implementación de la ley 20/25 hasta que se tenga un sistema mejor adaptado (i.e. mayor flexibilidad), una planificación clara en cuanto a la inversión en almacenamiento de energía, un esquema de mercado que permita una mejor competencia entre las tecnologías (i.e. traspasar externalidades), y un costo de inversión competitivo de las energías renovables intermitentes igual o menor a US\$1085/kW. En cualquiera de los escenarios, se necesita contar con la capacidad basal suficiente, para así reducir el costo de la energía actual y permitir a futuro el desarrollo de las ERNC, como así también una capacidad importante en almacenamiento de energía HPS.

9. CONCLUSIONES Y DESAFÍOS PENDIENTES

Se concluye que la inclusión de generación renovable intermitente a gran escala tiene altos costos para su integración en un parque generador térmico como es el caso del SING. La generación renovable intermitente presenta una variabilidad no controlable en su generación, así como una generación parcialmente impredecible y dependencia de su ubicación geográfica.

Una mayor inclusión de generación intermitente requiere una cantidad igual o mayor de unidades térmicas base. La inclusión de energía renovable intermitente significará que las unidades base operarán con un menor factor de planta, encareciendo así su costo nivelizado y debiendo ofertar mayores precios en sus contratos. El regulador debe estar atento a esto, y entender cómo estos mayores precios podrían afectar la competencia. Como efectos adicionales, la inclusión de generación intermitente requerirá una mayor provisión de reservas operacionales (primaria, secundaria y terciaria), así como un mayor encendido y apagado (cycling) de unidades térmicas, y un mayor gasto en combustible cuando las unidades térmicas son operadas bajo su capacidad nominal. Se concluye que para que la generación solar FV sea conveniente al 2030, sin la inclusión de unidades de HPS u otras tecnologías adicionales, su costo nivelizado debe ser inferior a US\$69/MWh. Este valor disminuye a medida que mayor generación renovable es incluida, producto de un incremento en las externalidades negativas.

En el contexto de planificación de largo plazo del SING, si bien bajo las señales de precio actuales el desarrollo del HPS no es rentable para el inversionista, ante una inclusión a gran escala de generación intermitente, el desarrollo de este tipo de tecnología sí es económicamente atractivo para el sistema. Esto ha sido confirmado mediante la ejecución del modelo MOPRA. Esto implica que si el regulador promueve la generación renovable intermitente en el SING, entonces también deberá planificar la capacidad necesaria en almacenamiento de energía. Si se implementara la ley 20/25 en el SING, y ésta fuese cumplida sólo mediante sus recursos renovables, se requeriría al menos 3GW en generación renovable adicional, y al menos 700MW de HPS. Las

centrales de HPS permiten un mejor uso de los recursos de menor costo (carbón) a expensas de utilizar menos combustible de alto costo (i.e. GNL y diésel). Así mismo, la disponibilidad de unidades de HPS permite postergar la construcción de unidades de generación térmica al utilizar de mejor manera la capacidad ya instalada, mejorando así el factor de planta de las unidades de generación base. Esto resulta en un mercado con contratos de menor precio y mayor competitividad.

La inclusión de unidades de HPS en la operación económica del SING significará un ahorro. Sin embargo, si bien este beneficio sí es relevante en la valuación del HPS, su valor es acotado en relación al beneficio de invertir en menor capacidad de generación térmica base para hacer de respaldo a la generación intermitente, y el mayor factor de planta de la generación base, mejorando así las condiciones del mercado de contratos. Las opciones de respaldo más económicas a la generación intermitente se traducen básicamente a tres: respaldo con unidades a carbón, respaldo con unidades en base a GNL en ciclo combinado, y respaldo con unidades de HPS. El respaldo con unidades a carbón significaría una inversión mayor que una unidad de HPS, pero con la posibilidad de utilizar combustible económico, mientras que el respaldo con ciclos combinados sería una menor inversión, pero necesitando el uso del GNL que es más caro. El respaldo con unidades de HPS significaría hacer mejor uso de la capacidad no utilizada a carbón existente, respaldando así con generación económica durante la noche y a un menor costo de inversión. Nótese también que como resultado del modelo MOPRA, al incluir unidades de HPS se necesita menor capacidad total de respaldo, requiriendo así menos inversión.

Para el desarrollo de unidades de HPS en el SING, se plantea como mejor alternativa que sus desarrolladores puedan competir en el ámbito de los contratos, promoviendo así su acople con la generación intermitente, y facilitando el acceso a su financiamiento. Sin embargo, para lograr lo anterior se requiere un esquema de operación adecuado. Se propone el esquema de operación B.2, por su mejor adaptación al marco regulatorio existente, y el reconocimiento pleno de las características propias del almacenamiento de energía: su condición de consumidor y de generador.

La regulación del mercado chileno necesita ajustes en cuanto a cómo traspasar las externalidades negativas a quienes las generan. Esto significará un incentivo a que los generadores intermitentes se preocupen por sus niveles de intermitencia, así como también para que los generadores térmicos busquen minimizar los costos asociados a la contaminación que emiten.

Finalmente, la existencia de interconexiones con otros sistemas agregará medios adicionales de flexibilidad al sistema. Así mismo, las interconexiones entregan una capacidad de respaldo, que podrá resultar clave para optimizar el uso de la capacidad basal de ambos sistemas ante una mayor integración de energía renovable intermitente. Esto último por cierto que podrá significar una pérdida del valor potencial de los sistemas de HPS. Sin embargo, la propuesta de la interconexión SIC-SING será insuficiente para desarrollar el potencial de generación solar FV en el norte del país a un bajo costo.

Como desafíos pendientes se deja propuesto la modelación de otros aspectos de la operación económica, tales como la falla de unidades, una mejor representación de los modos de operación de los ciclos combinados, el modelamiento de contratos take or pay, la representación de líneas de transmisión, la presencia de la interconexión SIC-SING y el despacho hidrotérmico del SIC, la inclusión de escenarios de precios de combustible e inclusión de medidas de riesgo como criterio en la planificación, entre otros. Todo lo anterior resulta especialmente desafiante debido a la capacidad acotada de procesamiento de los ordenadores, así como también debido al uso de técnicas más sofisticadas de optimización.

BIBLIOGRAFIA

Ali Ahmadi Khatir (2013). Reserve services management in multi-area power system under uncertainty. École Polytechnique Fédérale De Lausanne EPFL, Lausanne, Switzerland.

J. Alemany, D. Moitre, H. Pinto and F. Magnago, "Short-Term Scheduling of Combined Cycle Units Using Mixed Integer Linear Programming Solution," *Energy and Power Engineering*, Vol. 5 No. 2, 2013, pp. 161-170. doi: 10.4236/epe.2013.52016.

Peter Amler (2010). Large Hydro ensuring Grid Stability with rapidly expanding Wind Generation -A Supplier's Perspective. Conferencia All - Energy 2010 - Aberdeen

Beaudin, M., Zareipour, H., Schellenberglobe, A., & Rosehart, W. (2010). Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. *Energy for Sustainable Development*, 14(4), 302-314. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.007>

R. Billinton and R. N. Allan (1996). Reliability Evaluation of Power Systems. 2nd ed. Plenum Press. Recuperado de http://ele.aut.ac.ir/~ryazdanpanah/pdf/reliability_evaluation_of_power_systems.pdf

Bloom, J. A. (1982). Long-range generation planning using decomposition and probabilistic simulation. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, PAS-101*(4), 797-802. doi:10.1109/TPAS.1982.317144

CDEC-SING (2012). Efectos Técnicos y Económicos de la Integración Eólica y Solar en el SING. Recuperado de www.cdec-sing.cl

Comisión Europea (2013). Informe de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. *Informe de situación sobre la energía renovable*. Recuperado de <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52013DC0175&from=EN>

Comisión Nacional de Energía CNE (2014). Norma técnica de seguridad. Recuperado de: <http://www.cne.cl/normativas/energias/electricidad/528-norma-tecnica>

Comisión Nacional de Energía CNE (2013). Estadísticas del sector eléctrico en Chile. Disponible en: <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>

De Sisternes, Fernando (2013). Investment Model for Renewable Electricity Systems (IMRES): an Electricity Generation Capacity Expansion Formulation with Unit

Commitment Constraints. Working Papers, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.

De Vos, K., Morbee, J., Driesen, J., & Belmans, R. (2013). Impact of wind power on sizing and allocation of reserve requirements. *Renewable Power Generation, IET*, 7(1), 1-9. doi:10.1049/iet-rpg.2012.0085

Cedric De Jonghe, Benjamin F. Hobbs, Ronnie Belmans (2011). Integrating short-term demand response into long-term investment planning. Electricity Policy Research Group, University of Cambridge. Recuperado de <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/242042/cwpe1132.pdf?sequence=1>

Deane, J. P., Ó Gallachóir, B. P., & McKeogh, E. J. (2010). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(4), 1293-1302. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.015>

Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., & Villafáfila-Robles, R. (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 2154-2171. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>

Duque, Á. J., Castronuovo, E. D., Sánchez, I., & Usaola, J. (2011). Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer. *Electric Power Systems Research*, 81(9), 1767-1777. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2011.04.008>

Electric Power Research Institute EPRI (2010), Electricity Energy Storage Options, A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Recuperado de <http://www.epri.com/abstracts/pages/productabstract.aspx?ProductID=000000000001020676>

Escenarios Energéticos Chile 2030: Visiones y temas clave para la matriz eléctrica. www.escenariosenergeticos.cl

Samira Fazlollahi (2014). Decomposition optimization strategy for the design and operation of district energy systems. Graduate Thesis. École Polytechnique Fédérale De Lausanne EPFL, Lausanne, Switzerland.

Federal Energy Regulatory Commission, FERC Staff (2005). Economic Dispatch: Concepts, Practices and Issues, Presentation to the Joint Board for the Study of Economic Dispatch. Recuperado de <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20051110172953-FERC%20Staff%20Presentation.pdf>

Galetovic, A., & Muñoz, C. M. (2013). Wind, coal, and the cost of environmental externalities. *Energy Policy*, 62(0), 1385-1391. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.140>

Garcia-Gonzalez, J., de la Muela, R. M. R., Santos, L. M., & Gonzalez, A. (2008). Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23(2), 460-468. doi:10.1109/TPWRS.2008.919430

Robert Gross, Philip Heptonstall, Dennis Anderson, Tim Green, Matthew Leach, and Jim Skea (March 2006). The cost and impacts of intermittency: An assesment on the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network. Technical report, UK Energy Research Center.

Hart, E. K., & Jacobson, M. Z. (2011). A monte carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewables. *Renewable Energy*, 36(8), 2278-2286. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.015>

International Electrotechnical Commission IEC (2011). Electrical Energy Storage, White Paper. Recuperado de <http://www.iec.ch/whitepaper/energystorage/?ref=extfooter>

Joint Research Centre JRC of the European Commission (2011). Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). Recuperado de http://setis.ec.europa.eu/system/files/Technology_Map_2011.pdf

Kanakasabapathy, P., & Shanti Swarup, K. (2010). Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market. *Energy Conversion and Management*, 51(3), 572-579. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2009.11.001>

Kazempour, S. J., Moghaddam, M. P., Haghifam, M. R., & Yousefi, G. R. (2009). Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. *Renewable Energy*, 34(12), 2630-2639. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.04.027>

Brendan Kirby (Julio 2012). Co-optimizing Energy and Ancillary Services from Energy Limited Hydro and Pumped Storage Plants. Recuperado de: http://www.consultkirby.com/files/Preprinted_HydroVision_2012-_Cooptimizing_Energy_AS_from_Energy_Limited_PS_Plants.pdf

Ministerio de Energía de Chile y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ (2014). Energías Renovables en Chile: *El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Santiago, Chile. Autor: Christian Santana.

Moghaddam, I. G., Nick, M., Fallahi, F., Sanei, M., & Mortazavi, S. (2013). Risk-averse profit-based optimal operation strategy of a combined wind farm–cascade hydro system in an electricity market. *Renewable Energy*, 55(0), 252-259. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.12.023>

F. H. Murphy, S. Sen, and A. L. Soyster (1982). Electric utility capacity expansion planning with uncertain load forecasts. *AIIE Transactions*, 14:52–59.

John M. Mulvey, Robert J. Vanderbei and Stavros A. Zenios (1995). Robust Optimization of Large-Scale Systems. *Operations Research*, Vol. 43, No. 2 (Mar. - Apr., 1995) , pp. 264-281

Published by: INFORMS Stable URL: <http://www.jstor.org/stable/171835>

National Energy Education Development Project NEED (2013-2014). Intermediate Energy Infobook. Recuperado de <http://www.need.org/files/curriculum/guides/Intermediate%20Energy%20Infobook.pdf>

National Hydropower Association NHA (2012). Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development. Recuperado de http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2014/01/NHA_PumpedStorage_071212b12.pdf

National Renewable Energy Laboratory NREL (2012).

Volume 4: Bulk Electric Power Systems: Operations and Transmission Planning

North American Electric Reliability Corporation NERC (2012). Operating manual, Recuperado de

http://www.nerc.com/comm/OC/Operating%20Manual%20DL/opman_3_2012.pdf

National Renewable Energy Laboratory NREL (2011). Operating Reserves and Variable Generation. Autores: Erik Ela, Michael Milligan, and Brendan Kirby.

Milligan, M.; Ela, E.; Hein, J.; Schneider, T.; Brinkman, G.; Denholm, P. (2012). Exploration of High- Penetration Renewable Electricity Futures. Vol. 4 of Renewable Electricity Futures Study. NREL/TP-6A20-52409-4. Golden, CO. Recuperado de <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52409-4.pdf>

Nick, M., Cherkaoui, R., & Paolone, M. (2014). *Optimal allocation of dispersed energy storage systems in active distribution networks for energy balance and grid support* Power Systems, *IEEE Transactions on*, vol.29, no.5, pp.2300,2310, Sept. 2014 doi:10.1109/TPWRS.2014.2302020

Papavasiliou, A., & Oren, S. S. (2013). Multiarea stochastic unit commitment for high wind penetration in a transmission constrained network. *Operations Research*, 61(3), 578-592. doi:10.1287/opre.2013.1174

Perez-Arriaga I. & Batlle C (2012). Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Volume 1, Number 2. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.1.2.1>

Anthony Papavasiliou (2011). Coupling Renewable Energy Supply with Deferrable Demand. A dissertation submitted in partial satisfaction of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy in Engineering / Industrial Engineering and Operations Research in the Graduate Division of the University of California, Berkeley.

Rangoni, B. (2012). A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain. *Utilities Policy*, 23(0), 31-39. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2012.07.007>

Yann Rebours, Daniel Kirschen (2005). What is spinning reserve?. The University of Manchester.

Sarah M. Ryan, James D. McCalley, and David L. Woodruff (2011). Long Term Resource Planning for Electric Power Systems Under Uncertainty. Recuperado de <http://certs.lbl.gov/next-grid/pdf/6-white-paper-ryan.pdf>

Ruiz, P. A., Philbrick, C. R., & Sauer, P. W. (2009). Wind power day-ahead uncertainty management through stochastic unit commitment policies. *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, 1-9. doi:10.1109/PSCE.2009.4840133

Ruiz, P. A., Philbrick, C. R., Zak, E., Cheung, K. W., & Sauer, P. W. (2009). Uncertainty management in the unit commitment problem. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(2), 642-651. doi:10.1109/TPWRS.2008.2012180

Mohammad Shahidehpour, William F. Tinney, Yong Fu (2005). Impact of Security on Power Systems Operation. *Proceedings, IEEE*. 2013 - 2025. doi:10.1109/JPROC.2005.857490

Sioshansi, R., & Short, W. (2009). Evaluating the impacts of real-time pricing on the usage of wind generation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(2), 516-524. doi:10.1109/TPWRS.2008.2012184

Stein W. Wallace, Stein-Erik Fleten (2003) Chapter 10: Stochastic Programming Models in Energy. Recuperado de <http://www.ewp.rpi.edu/hartford/~ernesto/S2013/MMEES/Papers/ENERGY/1EnergySystemsModeling/Wallace2003-SP-Energy.pdf>

Suazo-Martinez, C., Pereira-Bonvallet, E., Palma-Behnke, R., & Xiao-Ping Zhang. (2014). Impacts of energy storage on short term operation planning under centralized spot markets. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 5(2), 1110-1118. doi:10.1109/TSG.2013.2281828

THINK (2012), Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU, Final Report, Topic 8. Recuperado de <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Research/Index.aspx>

Tuohy, A., Meibom, P., Denny, E., & O'Malley, M. (2009). Unit commitment for systems with significant wind penetration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(2), 592-601. doi:10.1109/TPWRS.2009.2016470

U.S. Energy Information Administration EIA (February - 2012). *Most states have Renewable Portfolio Standards*. Recuperado de <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4850>

U.S. Energy Information Administration EIA (2007). Material educativo disponible en sitio web http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=tl_electricity.

U.S. Energy Information Administration EIA (2014). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014.

U.S. Energy Information Administration EIA (2013). Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, April 2013.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2009). Acuerdo de Copenhagen. Convención Marco sobre el Cambio Climático. Recuperado de <http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/spa/11a01s.pdf>

Yang Gu (2011), Graduate Theses and Dissertations. Long-term power system capacity expansion planning considering reliability and economic criteria. Iowa State University, Iowa.

Zhao, M., Chen, Z., & Blaabjerg, F. (2006). Probabilistic capacity of a grid connected wind farm based on optimization method. *Renewable Energy*, 31(13), 2171-2187. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2005.10.010>

ANEXOS

ANEXO A : DATOS

Para realizar las simulaciones del modelo, se necesita disponer de datos que puedan representar el perfil e intermitencia de la demanda, como así también de los recursos solar e hídrico.

A.1. Recurso solar

La intermitencia del recurso solar puede estar presente en el ámbito de minutos, horas, días y meses. Para el ámbito horario (generación horaria de energía), esta dependerá directamente de la radiación solar recibida (e.g. 7:00hrs a 20:00hrs) y la presencia de nubosidad que podría alterar la generación.

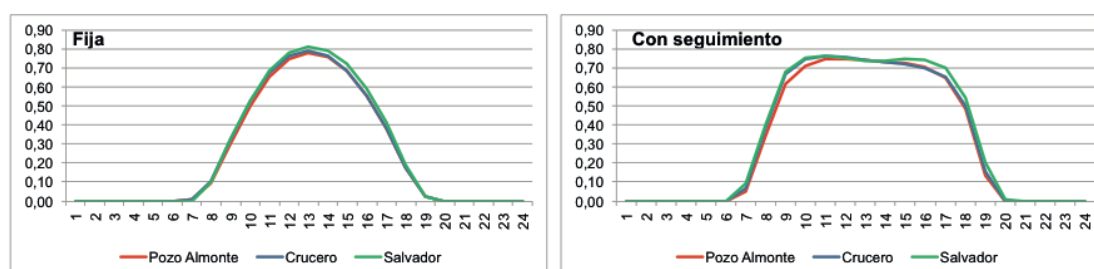


Figura A.1: Ciclo diario promedio 2004 - 2012 del factor de planta modelado para configuraciones PV fija y con seguimiento en un eje en Pozo Almonte, Crucero y Salvador. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ (2014).

La intermitencia diaria dependerá de las condiciones atmosférica y climáticas (e.g. días nublados, tormentas, día soleado, entre otros) y estacional, la cual se produce por el cambio de la posición de la Tierra con respecto al Sol dado su ángulo de inclinación axial (oblicuidad). El cambio estacional provoca cambios importantes en la generación de energía eléctrica en base a la radiación solar, como lo son las centrales solares fotovoltaicas. A continuación se muestra un gráfico de la generación solar para distintos meses del año, de acuerdo a si se dispone estructura de seguimiento o no. Esta

generación está basada en las mediciones registradas y modelos utilizados para 3 estaciones del monitoreo en el norte de Chile: Pozo Almonte, San Pedro y Crucero.

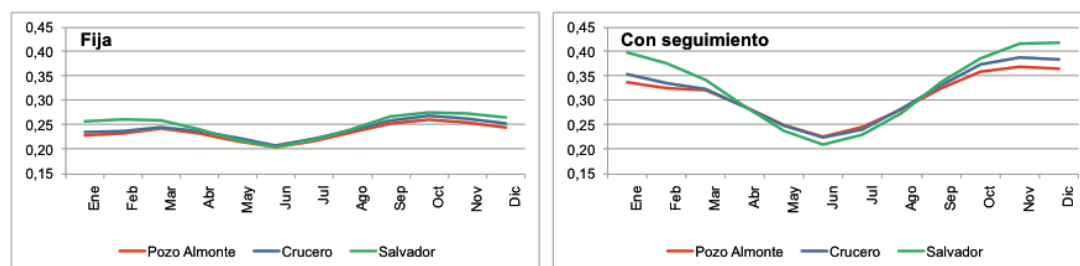


Figura A.2: Ciclo diario promedio 2004 - 2012 del factor de planta modelado para configuraciones PV fija y con seguimiento en un eje en Pozo Almonte, Crucero y Salvador. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ (2014).

En el presente estudio, para representar la generación de las posibles centrales solares fotovoltaicas en el sistema SING, se utilizó las mediciones de radiación registradas en la estación Crucero el año 2012, las cuales tienen una resolución de 10 minutos. Este supuesto entrega mayor simplicidad del cálculo, sin embargo supondrá que una mayor inclusión de energía solar no significará un cambio en la variabilidad de la generación solar (no se consideran correlaciones).



Figura A.3: Ubicación Estación Crucero. Fuente: Google Maps.

Con los datos disponibles de radiación, en resolución de 10 minutos, se procede primero a calcular la generación equivalente para una planta solar de potencia nominal (DC) de 1MW. Para realizar esto es importante seleccionar qué dato(s) de medición usar: la Radiación Solar Global Horizontal (GHI) o bien la Radiación Solar Global en Seguimiento. Debido a que la mayor cantidad de proyectos futuros de generación solar fotovoltaica con potencial económico incluye estructura de seguimiento en al menos 1 eje (debido a que aumenta el factor de planta en forma considerable) se utilizan los datos de Radiación Solar Global en Seguimiento.

Para obtener los perfiles generación solar, primero las mediciones de radiación solar se filtran, eliminando todos los valores negativos. Luego se realiza un primer escalamiento, en el cual se relaciona una radiación de 1000kW/m^2 con una potencia DC de 1kW (se asume una relación lineal), esto significa dividir las mediciones por un factor $F_1 = 1000$. Luego se realiza un segundo ajuste, el cual busca obtener un factor de planta especificado $F_2 = 30\%$, y que refleje así la generación AC (producto de pérdidas en la conversión y otros elementos). Este factor de planta se basa en lo estudiado sobre el potencial de los proyectos en el SING, que tendrían un factor de planta entre un 30% y 32% para la tecnología con seguimiento (Ministerio de Energía & GIZ, 2014).

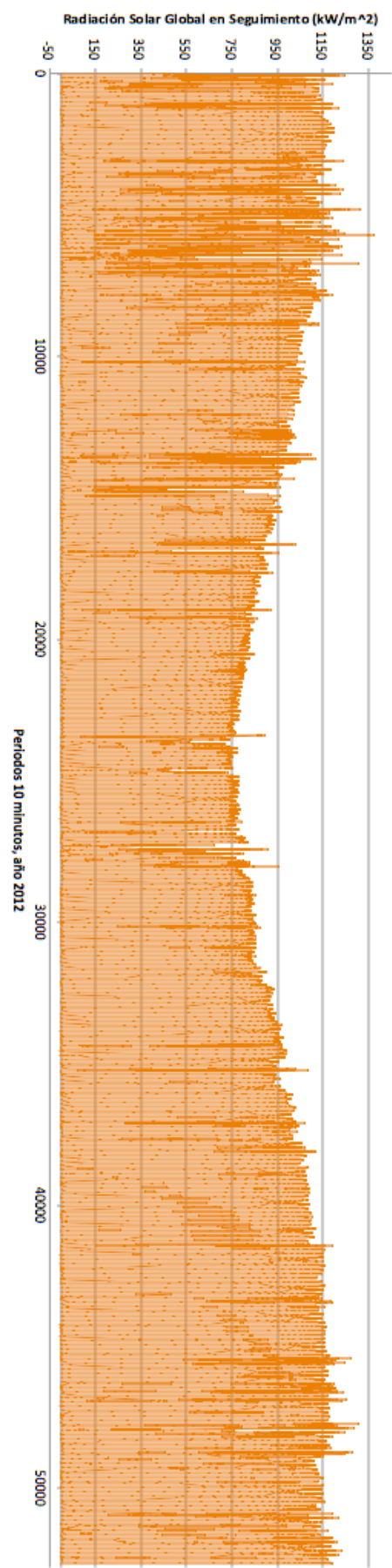
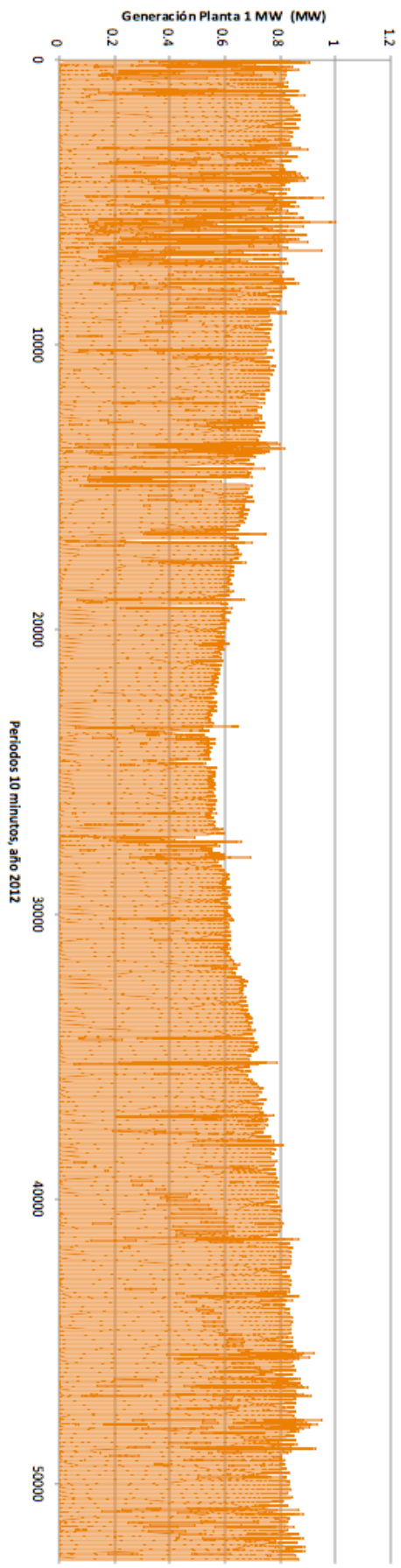
Tabla A.1: Factor de planta simulado con la metodología de estimación de potencial PV y calculado con software especializado a partir de los registros meteorológicos.

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

Fuente: Ministerio de Energía y GIZ (2014).

A continuación se grafican las mediciones de la estación Crucero para el año 2012, y los perfiles de generación solar, utilizando el tratamiento anteriormente explicado. Desde el perfil de generación solar en resolución de 10 minutos se obtiene el perfil en resolución

horaria, utilizando el promedio aritmético de las mediciones dentro de cada hora (6 mediciones).



A.2 Recurso Eólico

La presencia del recurso eólico en el norte de Chile no se puede menospreciar. De acuerdo a los mapas de potencial eólico, se han identificado ciertas zonas en la región de Antofagasta, que presentarían un potencial para el desarrollo de este tipo de proyectos.



Figura A.5: Zonas del norte de Chile en dónde hay capacidad instalable de al menos 50MW y factor de planta mínimo de 0,3. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ (2014).

El recurso eólico se caracteriza por presentar una alta variabilidad horaria y diaria. Para lograr representar esto, se escogieron dos estaciones de medición, Calama Norte y Calama Oeste. Estas estaciones fueron instaladas en el año 2011 para conocer de mejor forma el perfil vertical del recurso eólico, y poder cuantificar el potencial de este recurso para la generación de energía. Estas estaciones tienen 4 puntos de medición: 80m, 60m, 40m y 20m. En cada punto de medición, cada 10 minutos se mide el promedio del viento, el máximo, el mínimo y la desviación estándar. Para calcular la generación eólica representativa (total), primero se calculó la generación eólica según cada estación de monitoreo, y luego se tomó el promedio aritmético entre estas. Así se considera en parte

las correlaciones de distintos parques. Sin embargo, se entiende que esta es una simplificación limitada.



Figura A.6: Ubicación estaciones de medición Calama Norte (T80CN) y Calama Oeste (T80CO). Fuente: Informe de Instalación 2011: Estación Sierra Gorda, Calama Oeste y Calama Norte.

Para este estudio se escoge la altura de 40m para caracterizar el perfil eólico. Sin embargo, la altura exacta que se debiera utilizar dependerá de la tecnología usada, que con el tiempo ha evolucionado, permitiendo hoy en día aerogeneradores con alturas de hasta 120 m y aspas de 100m.

Luego, para caracterizar la generación que una planta con capacidad nominal de 1MW podría generar en función del viento, se utiliza la aproximación la siguiente aproximación (Zhao & Chen & Blaabjerg, 2005):

$$P(v) = \begin{cases} 0, & 0 \leq v \leq v_i \\ a + bv^3, & v_i \leq v \leq v_r \\ P_r, & v_r \leq v \leq v_o \\ 0, & v > v_o \end{cases}$$

En donde v_i es la velocidad mínima de viento, v_r la velocidad nominal, y v_o la velocidad de corte.

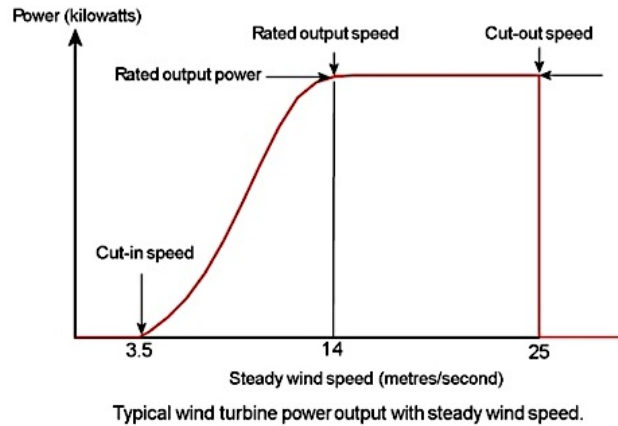


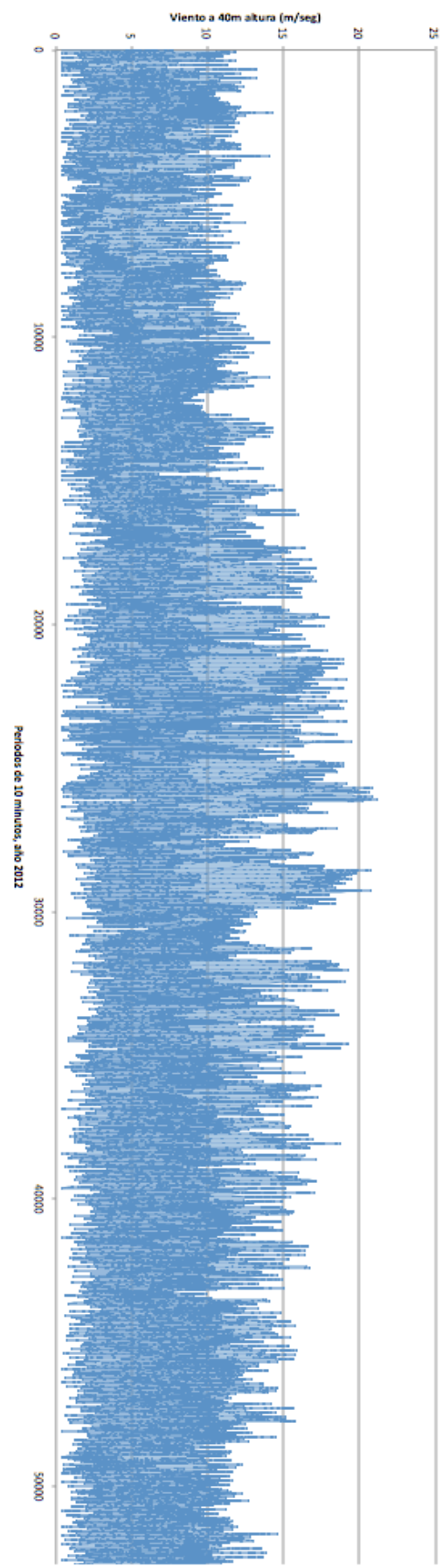
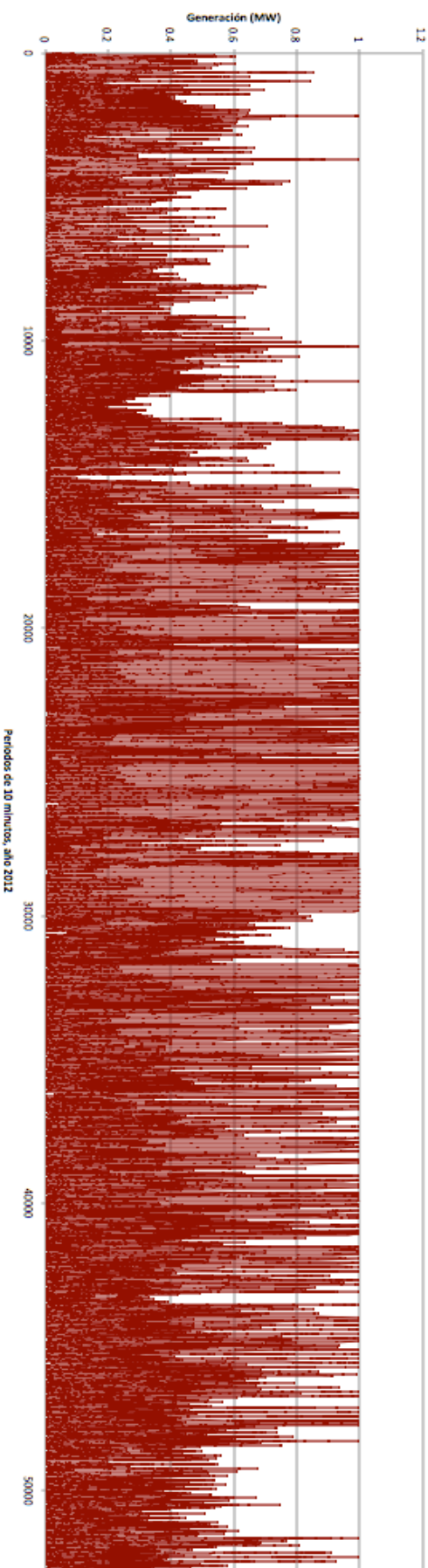
Figura A.7: Generación eólica en función de la velocidad del viento. Fuente: Wind Power Program. http://www.wind-power-program.com/turbine_characteristics.htm

Para este estudio se selecciona como velocidad mínima del viento 3,5 m/seg, velocidad nominal 14 m/s, y velocidad de corte 25 m/s. Con estos datos se calculan los parámetros a y b :

$$a = \frac{P_r v_i^3}{v_i^3 - v_r^3}$$

$$b = \frac{P_r}{v_r^3 - v_i^3}$$

Con la aproximación antes utilizada se encuentra un factor de planta de para la generación eólica de 28,87%. Se conserva este valor, dado que se considera difícil la ejecución de proyectos con factores de plantas inferiores a este. Las mediciones de viento y el perfil de generación eólica asociada se muestran a continuación.



A.3 Datos Horarios

A partir de los datos en resolución de 10 minutos, se calcula la generación solar y eólica promedio en resolución de 1 hora, promediando de a cada 6 periodos de 10 minutos. La demanda de potencia del sistema del año 2012 es obtenida de la página web del CDEC-SING. Con estos datos se obtiene una demanda promedio de 1907MW, un factor de planta para la central solar de 0,3 (Generación AC/Capacidad nominal DC), y un factor de planta para la generación eólica de 0,2887. Cabe mencionar que estos factores de planta podrían diferir dependiendo de factores como la tecnología utilizada, y la experiencia de los desarrolladores en la materia, así como también los parámetros antes utilizados para aproximar la curva de generación eólica.

Con estos perfiles de generación luego se representa la intermitencia y variabilidad de la demanda, la generación eólica y generación solar, para los diferentes años de evaluación. El perfil de demanda se pondera según la tasa de crecimiento de la demanda, mostrada a continuación y obtenida según el informe preliminar de precio de nudo del año 2014 (Octubre). Se ha agregado un supuesto de tasa de crecimiento de 4% para el 2030, ya que la información del informe sólo la indica hasta el 2029.

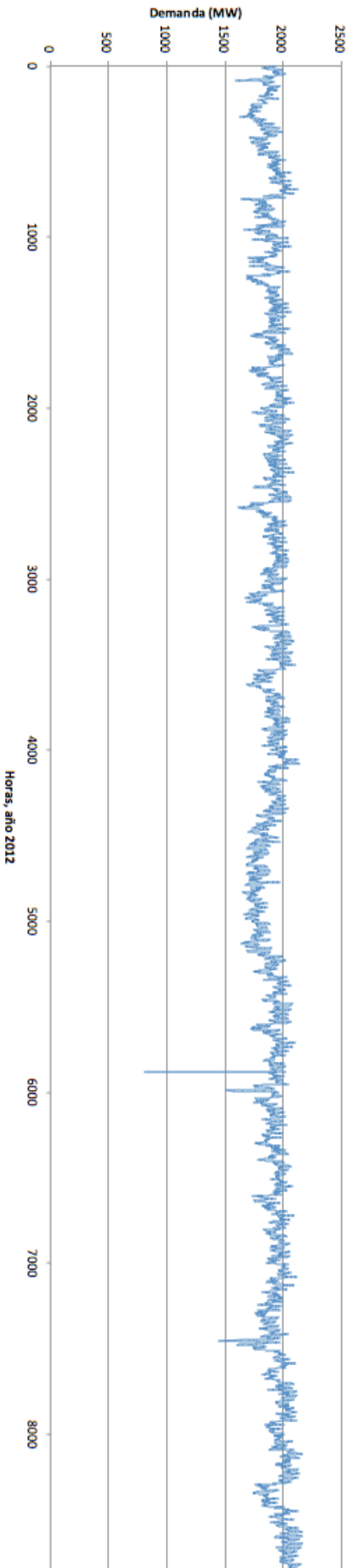
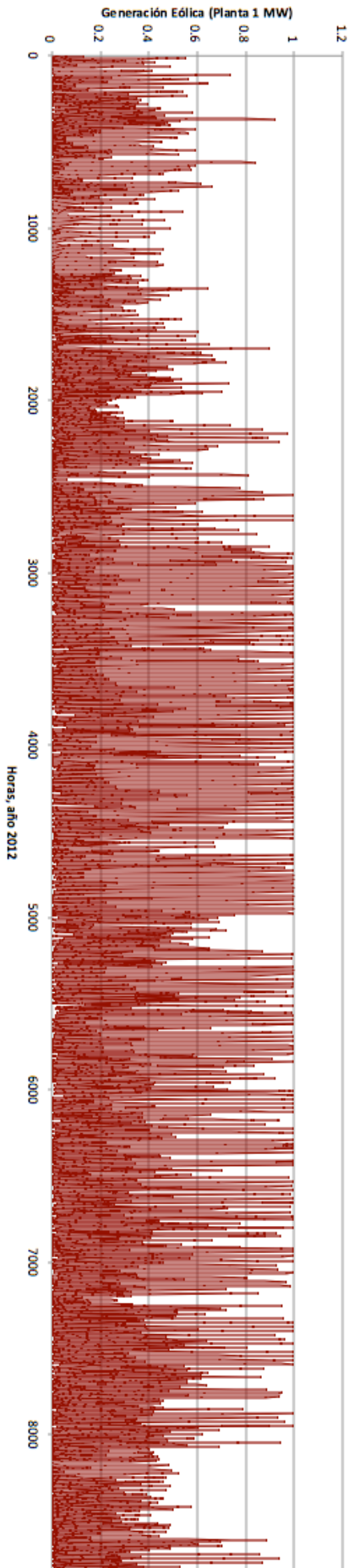
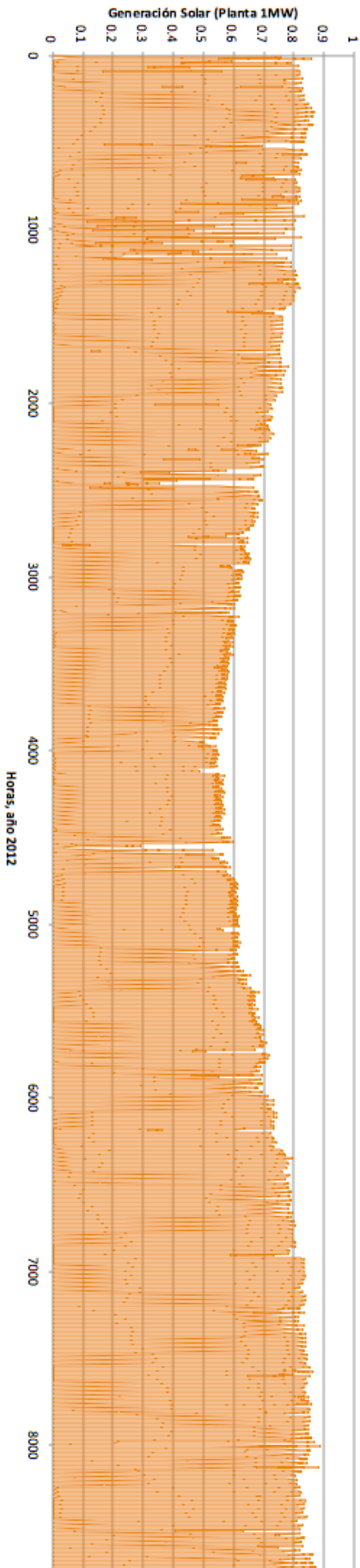
Tabla A.2: Crecimiento acumulado de la demanda.

Año	Tasa (%)	Factor crecimiento
2013	4.80%	1.05
2014	5.90%	1.11
2015	6.70%	1.18
2016	6.40%	1.26
2017	6.30%	1.34
2018	6.20%	1.42
2019	5.90%	1.51
2020	5.90%	1.60
2021	5.80%	1.69

2022	5.70%	1.78
2023	5.60%	1.88
2024	5.30%	1.98
2025	5.10%	2.08
2026	4.40%	2.18
2027	4.20%	2.27
2028	4.00%	2.36
2029	3.70%	2.45
2030	4%	2.54

Fuente: Elaboración propia.

Datos: CNE, Informe preliminar de precio nudo Octubre 2014.



A.4 Parámetros de unidades generadoras

Unidades de ciclo combinado

CCSALTA	MIN	MAX	AUTO	RP	consumo MillBtu	CVNC	Ton	Toff
TG1+TG2	115.0	416.0	1.14-2.28	9.0	0.008814	5	360	30
TG1+TV*0.5	185.0	321.4	5.1	15.0	0.005506	4.41	1440	216
TG1+TG2+TV	365.0	642.8	10.1	30.0	0.005685	3.32	1440	216
CTM3								
TG	100.0	156.3	4.7	11.0	0.009516	13.53	300	90
TG+TV	160.0	250.8	7.5	11.0	0.005454	4.65	1440	168
U16								
TG	76.0	280.0	5.6	14.0	0.007397	16.9	300	45
TG+TV	178.0	400.0	7.0	14.0	0.005143	6.37	1440	97
CC1								
TG1+TG2	96.0	254.5	6.3	16.0	0.008850	47.4	0	20
TG1+TV*0.5	250.1	321.1	13.0	16.0	0.005876	4.39	1440	98
TG1+TG2+TV	310.0	395.9	6.4	32.0	0.005757	4.39	1440	98
CC2								
TG1+TG2	95.0	247.8	1.0	11.0	0.009270	45.36	0	20
TG1+TV*0.5	155.0	189.1	4.2	11.0	0.005908	4.39	1440	98
TG1+TG2+TV	310.0	384.7	6.4	22.0	0.005774	4.39	1440	98
Kelar								
TG1+TG2	125.4	332.3	8.2	20.9	0.008850	5	300	30
TG1+TV*0.5	326.6	419.4	17.0	20.9	0.005876	4.41	1440	216
TG1+TG2+TV	404.8	517.0	8.4	41.8	0.005757	3.32	1440	216

Fuente: Elaboración propia.

Unidades a carbón

	MIN	MAX	AUTO	RP	consumo kg	CVNC	Ton	Toff
CTA	100	168.8	16.2	5	0.3971	5.91	180	120
ANG1	150	272.4	28.3	7	0.4190	5.63	2880	2880
ANG2	150	272.6	28.3	7	0.4190	4.22	2880	2880
CTTAR	100	158.0	9.5	7	0.4460	1.4	120	2880
CTM1	90	165.9	11.0	5	0.4350	2.08	2880	2880
CTM2	90	175.0	11.0	12	0.4154	2.56	7200	7200
U12	50	85.3	5.7	8	0.5113	2.97	2880	1440
U13	50	85.5	5.7	6	0.4887	2.97	2880	1440
U14	75	136.4	8.7	10	0.4732	2	2880	1440
U15	75	132.4	8.3	10	0.4615	2	2880	1440
CTH1	100	170.1	16.2	5	0.3863	5.74	180	120
NT01	65	136.3	8.9	5	0.4008	1.66	2880	2880
NT02	65	141.0	9.2	5	0.3970	1.63	2880	2880

Fuente: Elaboración propia.

Unidades diésel (unión)

	MIN	MAX	AUTO	RP	consumo kg	consumo m3	CVNC	Ton	Toff
TGTAR	8	23.75	0.1	5	0.44983	0.54067	0.41	8	8
UNION2*	12.561	118.001	3.89	0	0.23956	0.28793	10.93	45	45
DIQUIQUE	24.998	43.01	1.04	5	0.26832	0.32250	6.82	60	5
TG1	10	24.698	0.097	8	0.37586	0.45175	0.99	300	20
TG2	10	24.931	0.097	8	0.37586	0.45175	0.99	300	20
TG3	10	37.5	0.3	10	0.31262	0.37575	0.99	300	20
UNION1*	6.506	52.581	0.961	0	0.24701	0.29689	11.97	120	20
U10	15	37.5	1.5	5	0.26811	0.32225	1.19	5	5
U11	15	37.5	1.5	5	0.26811	0.32225	1.19	5	5

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO B : CLÚSTERES Y ERRORES DE PRONÓSTICO

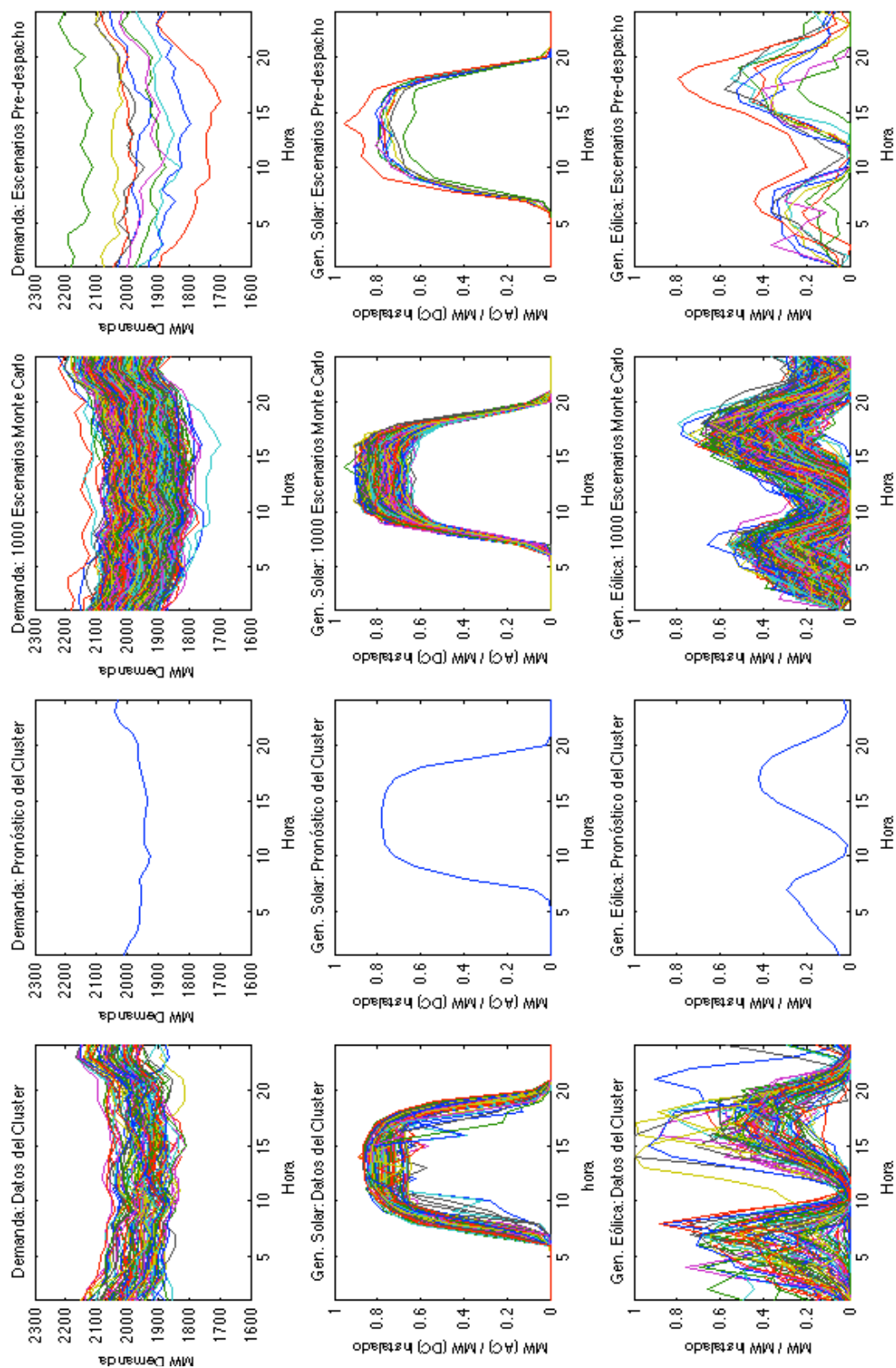


Figura B.2 Datos y escenarios correspondientes al pronóstico N°2.

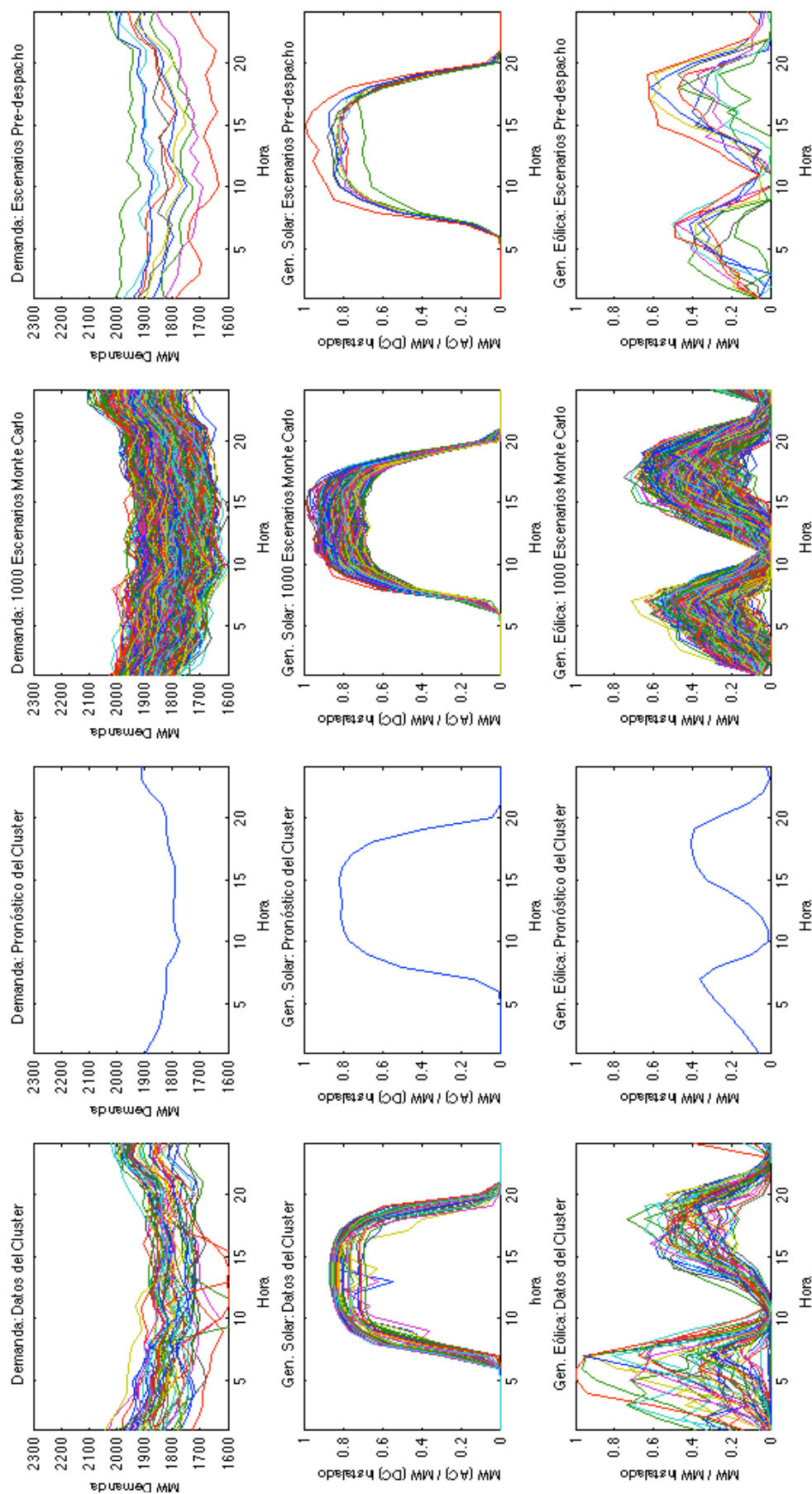


Figura B.3 Datos y escenarios correspondientes al pronóstico N°3.

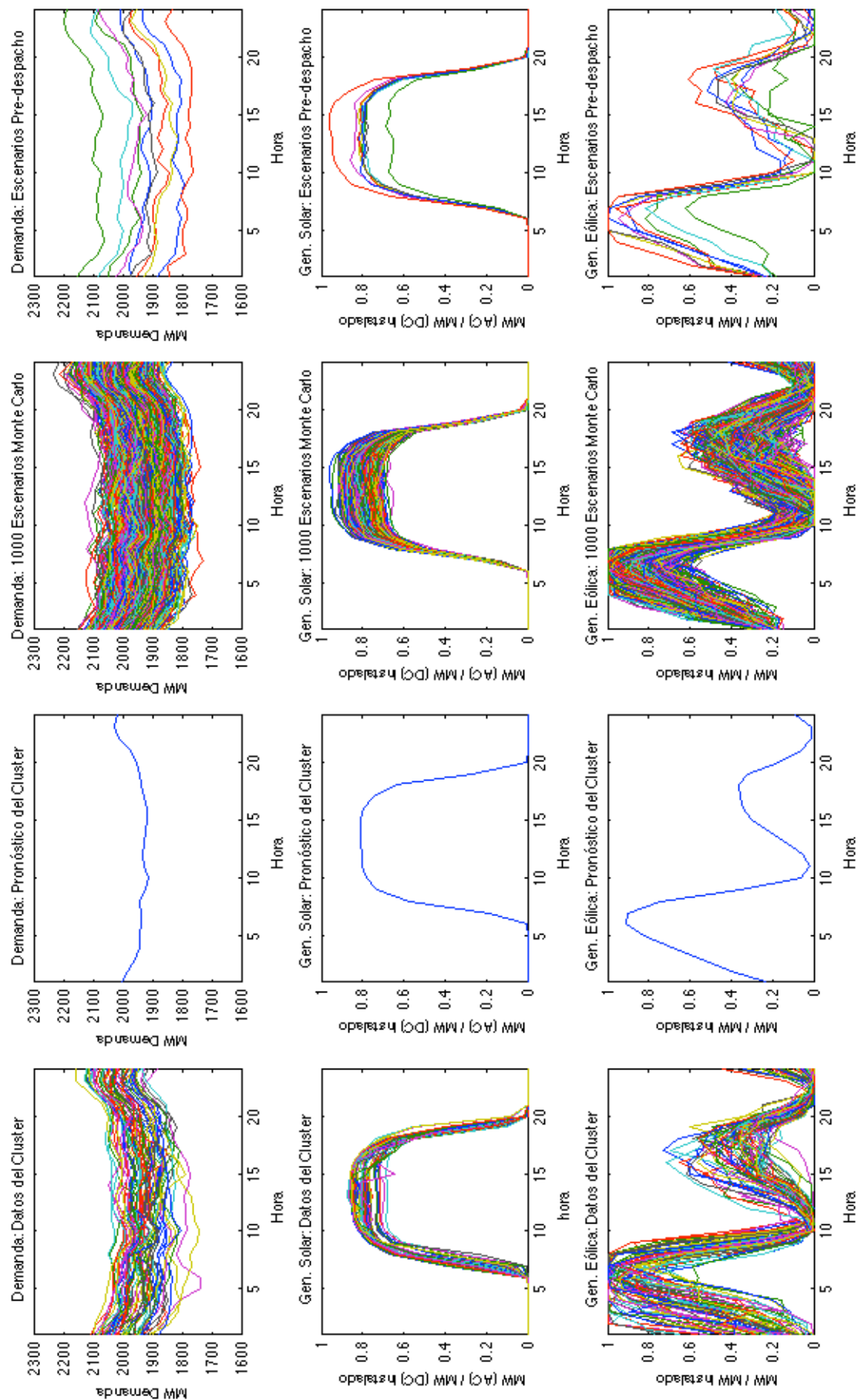


Figura B.4 Datos y escenarios correspondientes al pronóstico N°4.

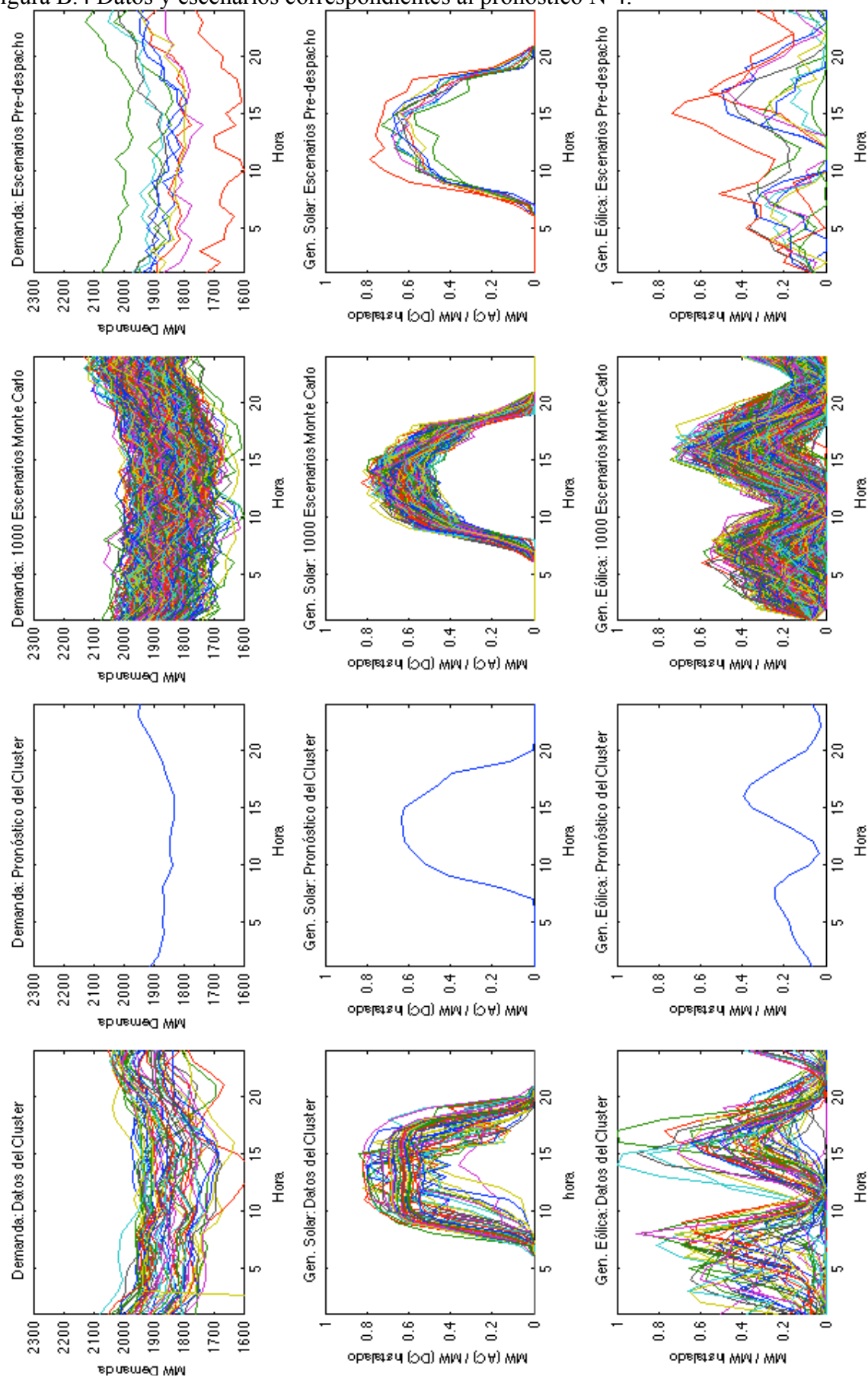


Figura B.5 Datos y escenarios correspondientes al pronóstico N°5.

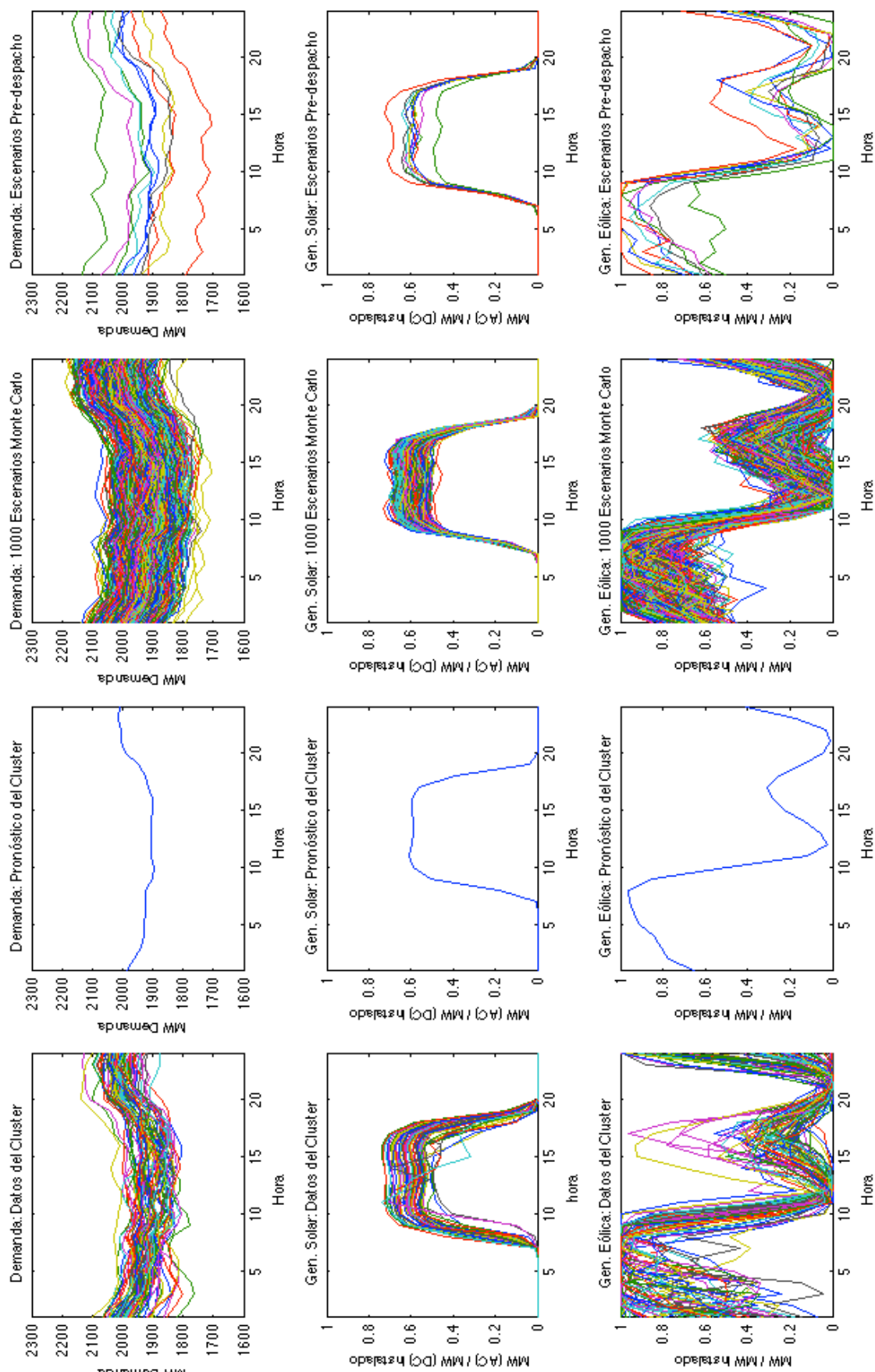


Figura B.6 Datos y escenarios correspondientes al pronóstico N°6.

