

2017

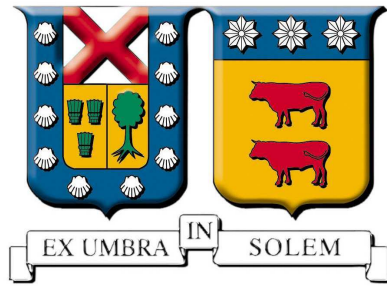
DEFINICIÓN DE PLANES ÓPTIMOS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN, GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CHILENO CONSIDERANDO POLÍTICAS ENERGÉTICAS DE LARGO PLAZO

RUIZ TRIVIÑO, VÍCTOR PATRICIO

<http://hdl.handle.net/11673/23096>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso - Chile



“Definición de planes óptimos de expansión de la transmisión, generación y almacenamiento de energía del sistema interconectado chileno considerando políticas energéticas de largo plazo”

Víctor Ruiz Triviño

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesores Guía

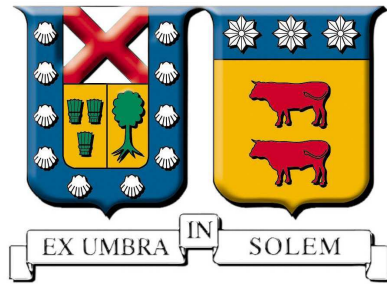
Dr. Esteban Gil Sagas

Dr. Ignacio A. Calle

Correferente

Mg. Javier Toro Cabrera

Valparaíso, Noviembre 2017



“Definición de planes óptimos de expansión de la transmisión, generación y almacenamiento de energía del sistema interconectado chileno considerando políticas energéticas de largo plazo”

Víctor Ruiz Triviño

2017

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

*A mi madre, por ser mi motor omnipresente y mi fortaleza inquebrantable;
a mi padre, por enseñarme la solidez del esfuerzo y la inexorable tenacidad;
a mi hermano, por su perpetua confraternidad y trascendente apoyo;
y a Valentina, por su eterna magnanimidad, inagotable entrega e infinito cobijo.*

Agradecimientos

Este trabajo representa en sí la culminación de una etapa maravillosa de mi vida. Es por esto que quiero agradecer primeramente a las personas más importantes durante este proceso. Ante todo, agradecer a mis padres. Sin el apoyo y la formación que me brindaron nada de esto sería posible. Mediante el ejemplo de la perseverancia, el esfuerzo y la responsabilidad me entregaron armas vitales para estar en este apogeo. De la misma manera, nada de esto sería posible sin el apoyo de mi hermano y Valentina. Fueron mi gran cobijo y protección durante todo este tiempo. No cabe en mi corazón más orgullo y agradecimiento por ustedes. A los cuatro les entrego mis más sinceros agradecimientos porque son todo lo que siempre quise para afrontar estos desafíos.

También quiero agradecer a mi hermosa gente de Puerto Montt, especialmente a mi familia y amigos quienes estuvieron conmigo desde el comienzo cuando me fueron a dejar al terminal de buses para que comenzara una nueva etapa. De la misma manera, estuvieron conmigo durante todo el proceso demostrando cuanto me apoyan y estiman, incluso hasta el día de hoy, cuando soy yo quien los recibe en esta ciudad para que me acompañen a cerrarla. Dar las gracias a mis tíos, primos y especialmente a mis abuelos, quienes construyeron la hermosa familia que poseo. Una especial mención a mi sobrino Agustín por haber llegado a este mundo y haber iluminado mi vida con su sonrisa.

No puedo dejar de agradecer al profesor Esteban Gil, profesor Ignacio Calle y a Javier Toro. Los tres fueron un gran apoyo al compartir sus conocimientos y su tiempo para hacer de este un mejor trabajo. Agradecer de igual manera a todos los profesores y funcionarios del Departamento de Ingeniería Eléctrica. De forma especial, al profesor Alejandro Angulo que compartió su conocimiento para avanzar en este trabajo y en otras áreas de estudio. Asimismo, agradecer a los profesores Jorge Juliet y Pablo Lezana que, aunque no intervinieron en este trabajo, entregan siempre una profunda dedicación para enseñar.

Finalmente, quiero dar gracias a las numerosas personas que conocí en la Universidad. Agradecer a mis amigos de la carrera con quienes compartimos largas noches de estudio y sonrisas. Porque a pesar de todas las dificultades, jamás perdimos el compañerismo y la alegría. Asimismo, agradecer al profesor Jorge Soriano y mis amigos de la rama de fútbol con los cuales compartimos triunfos, derrotas, pero sobre todo nos dimos cuenta que podemos ser una familia. De la misma manera, agradecer a Don Carlos Pizarro y mis amigos de SEAD, porque más que un trabajo eramos amigos compartiendo alegrías.

Mis más sinceros agradecimientos a cada uno quienes aportaron para poder llegar hasta aquí.

Índice de Contenidos

Índice de contenidos	I
Índice de figuras	V
Índice de tablas	XI
Resumen	1
Abstract	3
1. Introducción	4
1.1. Motivación	4
1.2. Objetivos	5
1.3. Alcance	5
1.4. Estructura del documento	6
2. Fundamentos teóricos	7
2.1. Planificación eléctrica de largo plazo	7
2.1.1. Formulación en PLEXOS	7
2.1.2. Enfoques de resolución	10
2.1.2.1. Enfoques para el tratamiento del período de evaluación	10
2.1.2.2. Enfoques para el tratamiento de la incertidumbre	10
2.1.3. Método de resolución	11
2.2. Política energética chilena a largo plazo	11
2.2.1. Principales metas de la Política Energética 2050	11
2.3. Almacenamiento de energía	13
2.3.1. Tecnologías de almacenamiento	13

2.3.1.1.	Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo (PHES)	13
2.3.1.2.	Almacenamiento por aire comprimido (CAES)	14
2.3.1.3.	Almacenamiento de energía por sistemas de baterías (BESS)	14
2.3.2.	Terminología	15
2.4.	Generación	16
2.4.1.	Principales tecnologías de generación	16
2.5.	Transmisión	19
3.	Metodología	20
3.1.	Proyección de demanda en Chile bajo distintos escenarios tecnológicos	20
3.1.1.	Escenario Base: Proyección de demanda eléctrica 2017-2050	20
3.1.2.	Escenarios de desarrollo tecnológico	26
3.1.2.1.	Electromovilidad	26
3.1.2.2.	Generación distribuida	32
3.1.3.	Escenarios de demanda eléctrica	41
3.2.	Modelación del sistema interconectado chileno	49
3.2.1.	Descripción del sistema eléctrico utilizado	49
3.2.2.	Demanda eléctrica	50
3.2.3.	Modelación de las tecnologías de almacenamiento de energía	51
3.2.4.	Modelación de las tecnologías de generación	52
3.2.4.1.	Proyección de precios de generación	52
3.2.4.2.	Vida útil de las tecnologías de generación	54
3.2.5.	Variables candidatas de expansión del sistema interconectado	54
3.2.5.1.	Líneas de transmisión	55
3.2.5.2.	Almacenamiento de energía	55
3.2.5.3.	Centrales de generación	55
3.2.6.	Contrastes generales con Planificación Energética de Largo Plazo 2017 (PELP)	57
3.2.7.	Simulación	57

4. Resultados	58
4.1. Planes óptimos de expansión 2050	58
4.2. Análisis comparativo de escenarios 2050	69
4.3. Planes óptimos de expansión 2035	80
4.4. Análisis de sensibilidad	84
4.4.1. Plan de generación con alternativas netamente de ERNC	84
4.4.2. Plan de expansión con cambio en el perfil horario de carga de electromovilidad	87
4.5. Análisis y sugerencias a los planes de expansión	89
5. Conclusiones	95
5.1. Trabajos futuros	96
Anexo A. Resumen Ejecutivo	97
A.1. Metodología	97
A.1.1. Proyección de demanda en Chile bajo distintos escenarios tecnológicos	98
A.1.1.1. Escenario Base: Proyección de demanda eléctrica 2017-2050	98
A.1.1.2. Electromovilidad	98
A.1.1.3. Generación distribuida	99
A.1.1.4. Escenarios de demanda eléctrica	100
A.1.2. Modelación del sistema interconectado chileno	100
A.2. Resultados de planes óptimos de expansión 2050	101
A.3. Resultados de planes óptimos de expansión 2035	104
A.4. Sugerencias y conclusiones	105
Anexo B. Acerca de PLEXOS	107
B.1. Algoritmos de PLEXOS	108
B.2. Cronología	108
B.3. End Effects Methods	108
Anexo C. Modelo del sistema interconectado chileno utilizado	110

C.1. Barras	110
C.2. Líneas de transmisión	113
Anexo D. Variables candidatas para la expansión del sistema interconectado chileno	118
D.1. Líneas de transmisión	118
D.2. Almacenamiento de energía	121
D.3. Centrales de generación	125
Anexo E. Resultados de los planes óptimos 2050	128
E.1. Costos totales de cada Escenario	128
E.2. Escenario Base - 2050	128
E.3. Escenario AA - 2050	130
E.4. Escenario AM - 2050	133
E.5. Escenario MA - 2050	137
E.6. Escenario MM - 2050	139
E.7. Escenario BA - 2050	142
E.8. Escenario BM - 2050	145
Anexo F. Resultados 2050 con <i>Duration Load Curve</i> (DLC)	147

Índice de figuras

2.1. Visión energética chilena al año 2050 (Fuente: Ministerio de Energía [5])	11
2.2. Metas principales al año 2050 (Fuente: Ministerio de Energía [5])	12
2.3. Metas principales al año 2035 (Fuente: Ministerio de Energía [5])	12
2.4. Potencia y tiempos de descarga para distintas tecnologías de almacenamiento (Fuente: IRENA [7])	13
2.5. Tiempo de respuesta para almacenamiento de energía (Fuente: Technology Overview on Electricity Storage (2012) [9])	16
3.1. Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Chile (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).	21
3.2. Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Australia (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).	22
3.3. Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Estados Unidos (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).	22
3.4. Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Países Bajos (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).	22
3.5. Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Reino Unido (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).	22
3.6. Intensidad histórica de los países seleccionados (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).	23
3.7. Proyección de energía eléctrica en Chile al 2050 (Fuente: Elaboración propia).	25
3.8. Proyección de demanda de energía eléctrica en Chile por distintas fuentes (Fuente: Elaboración propia con datos de [15], [30] y [31]).	26
3.9. Proyección de parque automotriz chileno al 2050 (Fuente: Elaboración propia con datos de ANAC [35]).	27
3.10. Proyección de porcentaje de electromovilidad en parque automotriz chileno al 2050 (Fuente: Elaboración propia).	28
3.11. Proyección de energía eléctrica consumida por autos eléctricos, en TWh, al 2050 (Fuente: Elaboración propia).	29

3.12. Distribución regional de parque automotriz en Chile (Fuente: Elaboración propia con datos de ANAC [35]).	30
3.13. Demanda eléctrica base más la demanda por electromovilidad en distintas barras del sistema para escenario medio de electromovilidad (Fuente: Elaboración propia).	31
3.14. Boxplot de rampas de demanda eléctrica horaria por barras para escenario medio de electromovilidad al año 2050 (Fuente: Elaboración propia).	32
3.15. Cantidad de instalaciones <i>Net Billing</i> por segmento de potencia (Fuente: Elaboración propia con datos de SEC [45]).	33
3.16. Cantidad de instalaciones <i>Net Billing</i> en Chile (Fuente: Elaboración propia con datos de SEC [45]).	33
3.17. Proyección de precios de paneles fotovoltaicos residenciales al 2050 (Fuente: Elaboración propia con datos de IEA [48] y [46].)	35
3.18. Proyección de generación dsitribuida y precios de paneles fotovoltaicos en países de la OECD (Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA [49]).	36
3.19. Perfil diario de generación de panel fotovoltaico residencial en Chile al 2050 (Fuente: Elaboración propia con datos de NASA [52].)	38
3.20. Distribución regional de instalaciones fotovoltaicas declaradas en Chile (Fuente: Elaboración propia con datos de SEC [45]).	39
3.21. Demanda eléctrica base más generación distribuida en distintas barras del sistema para escenario alto de generación distribuida (Fuente: Elaboración propia).	40
3.22. Boxplot de rampas de demanda eléctrica horaria por barras para escenario alto de generación distribuida al año 2050 (Fuente: Elaboración propia).	40
3.23. Diagrama de escenarios de demanda con electromovilidad y generación distribuida. . .	42
3.24. Demanda neta de energía eléctrica para distintos escenarios energéticos (Fuente: Elaboración propia).	42
3.25. Distribución de energía eléctrica en escenario AA (Fuente: Elaboración propia).	43
3.26. Distribución de energía eléctrica en escenario MA (Fuente: Elaboración propia).	43
3.27. Distribución de energía eléctrica en escenario BA (Fuente: Elaboración propia).	44
3.28. Distribución de energía eléctrica en escenario AM (Fuente: Elaboración propia).	44
3.29. Distribución de energía eléctrica en escenario MM (Fuente: Elaboración propia).	44
3.30. Distribución de energía eléctrica en escenario BM (Fuente: Elaboración propia).	45
3.31. Perfil de demanda de Chile al año 2050 bajo distintos escenarios (Fuente: Elaboración propia).	46
3.32. Boxplot de demanda eléctrica diaria neta para distintos escenarios al año 2050 (Fuente: Elaboración propia).	46

3.33. Demanda total de Chile para el año 2035 bajo diferentes escenarios	47
3.34. Perfil de demanda de Chile al año 2035 bajo distintos escenarios (Fuente: Elaboración propia).	47
3.35. Potenciales de energía renovable en Chile (Fuente: Ministerio de Energía [15]).	56
4.1. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario Base año 2050. . .	59
4.2. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario Base año 2050.	59
4.3. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario Base año 2050. . .	59
4.4. Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario Base año 2050. . . .	59
4.5. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AA año 2050. . . .	60
4.6. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AA año 2050.	60
4.7. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AA año 2050. . . .	60
4.8. Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario AA año 2050. . . .	61
4.9. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AM año 2050. . . .	62
4.10. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AM año 2050.	62
4.11. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM año 2050. . . .	62
4.12. Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario AM año 2050. . . .	62
4.13. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario MA año 2050. . . .	63
4.14. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario MA año 2050.	63
4.15. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario MA año 2050. . . .	63
4.16. Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario MA año 2050. . . .	64
4.17. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario MM año 2050. . .	65
4.18. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario MM año 2050.	65
4.19. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario MM año 2050. . . .	65
4.20. Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario MM año 2050. . . .	66
4.21. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario BA año 2050. . . .	67
4.22. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario BA año 2050.	67
4.23. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario BA año 2050. . . .	67
4.24. Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario BA año 2050. . . .	67
4.25. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario BM año 2050. . . .	68

4.26. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario BM año 2050.	68
4.27. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario BM año 2050.	68
4.28. Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario BM año 2050.	69
4.29. Capacidad a construir en los planes de expansión de los distintos escenarios al año 2050	70
4.30. Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de generación en los distintos escenarios al año 2050	70
4.31. Capacidad instalada por tecnología en los distintos escenarios al año 2050	71
4.32. Generación anual por tecnología en los distintos escenarios al año 2050	72
4.33. Demanda neta diaria por sistema en Escenario AA – 2050	72
4.34. Generación horaria por tecnología de generación en Escenario AA – 2050	73
4.35. Generación horaria por tecnología de generación y almacenamiento en Escenario AA – 2050	73
4.36. Suma de generación neta horaria de almacenamiento de energía para Escenario AA 2050	74
4.37. Rampas de subida de los distintas tecnologías de generación para Escenario AA 2050 .	75
4.38. Rampas de bajada de los distintas tecnologías de generación para Escenario AA 2050 .	75
4.39. Energía anual por reserva en giro para distintos Escenarios Energéticos en el año 2050	76
4.40. Cantidad de unidades de almacenamiento de energía en los distintos escenarios al año 2050	76
4.41. Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de almacenamiento en los distintos escenarios al año 2050	77
4.42. Generación neta horaria de tecnologías de almacenamiento para Escenario AA 2050 .	78
4.43. Capacidad a construir en plan de expansión de transmisión por zona en los distintos escenarios al año 2050	78
4.44. Sobrecarga de líneas de transmisión en zonas de Chile en los distintos escenarios al año 2050	79
4.45. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AA año 2035.	80
4.46. Plan de expansión de generación para escenarios energéticos 2035	81
4.47. Plan de expansión de transmisión por zona para escenarios energéticos 2035	81
4.48. Capacidad a construir de almacenamiento de energía para escenarios energéticos 2035	82
4.49. Generación anual para diferentes tecnologías en Escenarios Energéticos 2035	82

4.50. Capacidad instalada en generación para Escenarios Energéticos 2035	83
4.51. Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AM solo ERNC año 2050.	84
4.52. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC año 2050.	85
4.53. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC año 2050.	86
4.54. Plan de expansión de transmisión en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC año 2050.	86
4.55. Demanda eléctrica al 2050 en Escenario AM y Escenario AM con perfil 50/50 de carga por electromovilidad	88
4.56. Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AM y Escenario AM con perfil 50/50 de carga por electromovilidad año 2050.	88
4.57. Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM y Escenario AM con perfil 50/50 de carga por electromovilidad año 2050.	89
4.58. Plan de Expansión de generación por tecnología en Escenarios AM y Escenario AM sin almacenamiento año 2050.	90
4.59. Plan de Expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM y Escenario AM sin CAES año 2050.	92
A.1. Proyección de energía eléctrica en Chile al 2050 (Fuente: Elaboración propia).	98
A.2. Proyección de energía eléctrica consumida por autos eléctricos, en TWh, al 2050 (Fuente: Elaboración propia).	99
A.3. Diagrama de escenarios de demanda con autos eléctricos y generación distribuida. . .	100
A.4. Perfil de demanda de Chile en día típico al año 2050 bajo distintos escenarios (Fuente: Elaboración propia).	100
A.5. Capacidad a construir en los planes de expansión de los distintos escenarios al año 2050	102
A.6. Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de generación en los distintos escenarios al año 2050	102
A.7. Generación horaria por tecnología de generación en Escenario AA – 2050	103
A.8. Demanda neta por sistema en Escenario AA – 2050	103
A.9. Generación horaria por tecnología de generación y almacenamiento en Escenario AA – 2050	103
A.10. Suma de generación neta horaria de almacenamiento de energía para Escenario AA 2050	104

A.11. Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de almacenamiento en los distintos escenarios al año 2050	104
A.12. Plan de expansión de generación para escenarios energéticos 2035	105
A.13. Capacidad a construir de almacenamiento de energía para escenarios energéticos 2035	105
F.1. Mapa de capacidad a construir en generación para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC	148
F.2. Capacidad a construir en generación para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC	149
F.3. Capacidad instalada en generación para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC	149
F.4. Generación anual para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC . .	149
F.5. Capacidad a construir en almacenamiento para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC	150
F.6. Reserva en giro por tecnología para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC	150
F.7. Plan de expansión de transmisión por región para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC	150

Índice de tablas

3.1. Proyección de Intensidad Energética, variación PIB tendencial y población al 2050 en Chile.	24
3.2. Proyección de energía eléctrica consumida en Chile al 2050, en GWh (variación de 2017 basado en $E_{2016}=66.714$ [GWh] dado por CNE [30]).	25
3.3. Energía total consumida por electromovilidad, en GWh.	29
3.4. Energía consumida por región debido a electromovilidad al año 2035 y 2050, en GWh.	30
3.5. Promedio ponderado de instalaciones <i>Net Billing</i> en Chile.	33
3.6. Tabla resumen de potencia por generación distribuida, en GW.	34
3.7. Proyección de potencia, en GW, por recurso solar total (Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA [49]).	35
3.8. Radiación normal directa promedio anual de los últimos 10 años en cada capital del país seleccionado (Fuente: NASA [52])	37
3.9. Factor β para cada país por década, en $\frac{\% \cdot W}{MUS\$S}$	37
3.10. Tabla resumen de potencia por generación distribuida, en GW.	37
3.11. Energía total generada por generación distribuida, en GWh.	38
3.12. Energía generada por paneles fotovoltaicos por región al 2035 y 2050, en GWh.	39
3.13. Tabla resumen de demanda anual, demanda máxima, rampas y $\frac{D_{max}}{D_{min}}$ de los distintos escenarios al año 2035 y 2050 (Fuente: Elaboración propia).	48
3.14. Barras de asignación a la demanda de electromovilidad y generación distribuida.	50
3.15. Características de modelación de las distintas variables de decisión de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de [8] y [11])	51
3.16. Proyección de costos de las distintas tecnologías de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de [56], [57], [9], [58] y [59]).	52
3.17. BESS representadas en el modelo del sistema eléctrico chileno (Fuente: Elaboración propia con datos de [60] y [61]).	52
3.18. Valores de inversión de las distintas tecnologías al 2035 y 2050 (Fuente: Ministerio de Energía [15]).	54
3.19. Vida útil de las distintas tecnologías de generación (Fuente: Ministerio de Energía [15]).	54

3.20. Nodos asociados a los candidatos de generación de CSP.	56
4.1. Valores de inversión y función objetivo en escenarios energéticos 2050	79
4.2. Valores de inversión y función objetivo en escenarios energéticos 2035	83
4.3. Valores de inversión y función objetivo en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC	87
4.4. Valores de inversión y función objetivo en Escenario AM y Escenario AM con 50/50 en carga de electromovilidad	89
4.5. Proyectos de generación, almacenamiento y transmisión sugeridos a partir de los planes de expansión en los distintos escenarios	94
A.1. Energía total generada por generación distribuida, en GWh.	99
A.2. Características de modelación de las distintas variables de decisión de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de [8] y [11])	101
C.1. Barras modeladas en el Sistema Eléctrico Nacional	110
C.2. Líneas de transmisión modeladas en el Sistema Eléctrico Nacional	113
D.1. Líneas y transformadores candidatos para la expansión de la transmisión	118
D.2. Almacenamientos de energía candidatos para el plan de expansión	121
D.3. Centrales de generación candidatas para el plan de expansión	125
E.1. Valores de inversión y función objetivo en Escenarios Energéticos 2050	128
E.2. Plan de Expansión de Escenario Base 2050	128
E.3. Plan de Expansión de Escenario AA 2050	130
E.4. Plan de Expansión de Escenario AM 2050	133
E.5. Plan de Expansión de Escenario MA 2050	137
E.6. Plan de Expansión de Escenario MM 2050	139
E.7. Plan de Expansión de Escenario BA 2050	142
E.8. Plan de Expansión de Escenario AA 2050	145

Nomenclatura

<i>ANAC</i>	:	Asociación Nacional Automotriz de Chile
<i>BESS</i>	:	Battery Energy Storage System
<i>CAES</i>	:	Compressed Air Energy Storage
<i>CAPEX</i>	:	Capital Expenditures
<i>CDEC</i>	:	Centro de Despacho Económico de Carga
<i>CFLD</i>	:	Costo de Falla de Larga Duración
<i>CNE</i>	:	Comisión Nacional de Energía
<i>CSP</i>	:	Concentrated Solar Power
<i>ERNC</i>	:	Energía Renovable No Convencional
<i>GDP</i>	:	Gross Domestic Product
<i>GNL</i>	:	Gas Natural Licuado
<i>MILP</i>	:	Mixed Integer Linear Programming
<i>NCRE</i>	:	Non-Conventional Renewable Energy
<i>INE</i>	:	Instituto Nacional de Estadísticas
<i>NTSycS</i>	:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
<i>OECD</i>	:	Organisation for Economic Co-operation and Development
<i>OPEX</i>	:	Operational Expenditure
<i>PELP</i>	:	Planificación Energética de Largo Plazo
<i>PHES</i>	:	Pumped Hydro Energy Storage
<i>PIB</i>	:	Producto Interno Bruto
<i>SEC</i>	:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
<i>SIC</i>	:	Sistema Interconectado Central
<i>SING</i>	:	Sistema Interconectado del Norte Grande
<i>SoC</i>	:	State of Charge
<i>VPN</i>	:	Valor Presente Neto

Resumen

En el presente estudio se desarrollan planes conjuntos de expansión de la transmisión, generación y almacenamiento de energía para el sistema interconectado chileno al año 2035 y 2050 bajo incertidumbre en la demanda eléctrica. Este trabajo se realiza a través de un enfoque estático con un sistema económicamente adaptado para distintos escenarios de desarrollo de electromovilidad y generación distribuida, bajo la minimización de costos de inversión, operación y falla del sistema eléctrico chileno.

Debido a los planes energéticos expuestos en la “Política Energética 2050”, este estudio se alinea con dichas metas tanto en la creación de escenarios como en la verificación del cumplimiento de estas. De acuerdo a esto, este trabajo metodológicamente se divide en dos partes: creación de escenarios de demanda considerando electromovilidad y generación distribuida, y modelación del sistema eléctrico chileno.

Con respecto a lo primero, se crean 7 escenarios proyectando la entrada alta, media y baja de electromovilidad y la penetración acelerada y media de generación distribuida. Primeramente, se proyecta la demanda base de Chile al 2050 bajo un estudio del PIB y el parámetro “Intensidad Energética” de distintos países de la OECD verificando un desacople entre el crecimiento económico y la demanda eléctrica en dichos países. De acuerdo a esto, la demanda base de energía en Chile se encuentra dentro del umbral de proyecciones realizadas por otros estudios, pero con una desaceleración evidente en la demanda eléctrica en los años cercanos al 2050. A partir de esto, se incluye la penetración de electromovilidad y generación distribuida apreciando grandes cambios en el perfil de demanda diario para los diferentes escenarios. Esta alta variación provoca una fuerte entrada de almacenamiento de energía en los planes de expansión tanto por su aporte base para la variabilidad de las tecnologías ERNC como para sustituir la entrega rápida de potencia.

Con respecto a la modelación del sistema, este se diseña en el programa de simulación de mercados eléctricos PLEXOS basado en el sistema creado por el Coordinador Eléctrico Nacional. De acuerdo a esto, se modelaron las diversas alternativas de expansión con sus correspondientes costos y características de operación. Las diferentes simulaciones de los escenarios muestran evidentes tendencias a ciertas tecnologías de generación y almacenamiento. Por una parte, el alto recurso solar de Chile se utiliza mediante la instalación de centrales solares fotovoltaicas especialmente en la región de Antofagasta. Debido a que el almacenamiento de energía es un complemento ideal para la generación solar, se observa que la penetración de centrales solares va en directa relación con la instalación de almacenamiento, especialmente de centrales de bombeo y aire comprimido. Se observa que un plan de expansión sin almacenamiento de energía aumenta sus costos totales en un 27% y que la entrada de generación solar disminuye en aproximadamente 5 veces. Por otra parte, la hidroelectricidad y la concentración solar de potencia son las alternativas que en segundo lugar complementan los planes óptimos de generación. Con respecto a los planes óptimos de expansión de la transmisión y almacenamiento, la alta densidad demográfica e industrial en la zona central del país y la fuerte penetración de generación solar en el norte del país hace necesario que los planes de expansión de almacenamiento

y transmisión se enfoquen principalmente en la región Metropolitana y de Antofagasta.

Finalmente, se determina que una penetración acelerada de generación distribuida disminuye en aproximadamente un 8 % los costos totales del sistema. Asimismo, una alta penetración de electromovilidad aumenta los niveles de inversión en generación y almacenamiento debido a los cambios más pronunciados en el perfil de demanda. No obstante, este problema puede ser solucionado con incentivos que promuevan la carga durante el día de la electromovilidad con el fin de aplanar la curva diaria de demanda, logrando una reducción del 15 % del costo total de inversión, operación y falla del sistema.

Nota: En el Anexo A se encuentra el resumen ejecutivo con una síntesis de la metodología y los principales resultados de este estudio.

Abstract

This study develops joint expansion plans for transmission, generation, and storage of energy for the Chilean interconnected system in the years 2035 and 2050 under uncertainty in electric demand and for different technological scenarios. This work is carried out through a static approach with an economically adapted system under minimization in the investment, operation and failure cost.

Due to the energy plans exposed in “Política Energética 2050”, this study aligns with these goals both in the creation of scenarios as in the verification of compliance with the already stated goals. This work is methodologically divided into two parts: the creation of demand scenarios and the modeling of the Chilean electrical system.

Regarding to the first, 7 scenarios are built forecasting the high, medium and low demand of electric vehicles and the accelerated and average penetration of distributed generation. First of all, Chilean base demand is forecast to 2050 under a study of GDP and the “Energy Intensity” parameter from different OECD countries, verifying a decoupling between economic growth and electricity demand in these countries. According to this, the energy base demand in Chile is within the threshold of projections carried out by other studies, but with an evident deceleration in electrical demand in the years close to 2050. From this, it includes the penetration of electric vehicles and distributed generation appreciating big changes in the profile of daily demand for the different scenarios. This high variation causes a strong input of energy storage in expansion plans both for its base contribution to the variability of NCRE technologies as to replace the fast power.

With regard to the system modeling, this is designed using the software PLEXOS. According to this, different alternatives of expansion were modeled with their corresponding costs and operating characteristics. The different scenario simulation shows clear tendencies to certain technologies of generation and storage. On one hand, Chilean high solar resource is used through the installation of photovoltaic solar plants. The high industrial and demographic density in the central area of the country makes necessary that plans for the storage, transmission and generation expansion to focus mainly on this region. Due to energy storage is an ideal complement to solar generation, it is observed that the penetration of solar power plants is directly related to the energy storage, especially of PHES and CAES. It is observed that an expansion plan without energy storage increases its total costs by 27% and that the solar generation decreases by approximately 5 times. With respect to the transmission and storage optimal expansion plans, the high demographic and industrial density in the central zone of the country and the strong penetration of solar generation in the north of the country, it is necessary that the storage and transmission expansion plans focus mainly in the Metropolitana and Antofagasta region.

Finally, it is determined that an accelerated penetration of distributed generation decreases by approximately 8% the total costs of the system. Also, a high penetration of electric vehicles increases the levels of investment in generation and storage due to the most pronounced changes in the demand profile. However, this problem can be solved with incentives that promote the daytime load of electric cars in order to flatten the daily demand curve, achieving a 15% reduction in the investment, operation and failure cost.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El cumplimiento de los diversos planes energéticos a nivel nacional e internacional conllevan variados desafíos en la resolución de problemas tanto operativos como de planificación. Metas como la integración de energía renovable no convencional, flexibilidad del sistema de transmisión, disminución de precios de la electricidad, entre otros, se deben enfrentar definiendo planes óptimos de las distintas alternativas de expansión. A partir de esto, la herramienta de co-optimización en la planificación eléctrica surge como un método apropiado debido a que optimiza simultáneamente dos o más variables relacionadas dentro de un marco de formulación. A diferencia del acercamiento de planificación tradicional, donde la inversión de generación, transmisión u otra variable, típicamente son identificadas por una secuencia; un acercamiento co-optimizado los identifica simultáneamente [1]. Asimismo, contar con el almacenamiento de energía como alternativa dentro del plan de optimización es una ventaja amplia para la resolución del problema de la variabilidad de las energías renovables y el abastecimiento de altas demandas. De esta forma, optimizando de forma conjunta la transmisión, generación y almacenamiento se pueden lograr planes más económicos, flexibles y seguros para el sistema eléctrico chileno. Específicamente, existen beneficios y ventajas sobre la planificación separada como:

- Disminución de costos de inversión y operación.
- Costos inferiores en retiro de generación.
- Mejor tratamiento de recursos variables de generación.
- Integración eficiente de tecnologías y disminución de costos de producción y energía no producida.
- Mayor reducción de las emisiones de CO_2 .

Sin embargo, la planificación del sistema eléctrico es un problema desafiante debido a los múltiples elementos que la constituyen, diversas fuentes de incertidumbre a las que se enfrenta, largo horizonte de evaluación y a los diferentes criterios que se analizan. Sumado a esto, el crecimiento de tecnologías como autos eléctricos y generación distribuida vuelven aún más incierto el problema. Asimismo,

el tratamiento para la planificación de tecnologías de almacenamiento incorpora nuevas variables de estudio. Concretamente, los almacenamientos de energía deben ser modelados como mínimo representando las tres operaciones de una unidad típica: carga, descarga y nivel de reserva. Conceptualmente, la operación de descarga del almacenamiento de energía es similar a una operación de generador y la operación de carga es equivalente a la demanda en una barra.

Este estudio, basado en diversas fuentes, realiza una proyección de aquellos escenarios tecnológicos enfocados desde una perspectiva acorde a los planes energéticos nacionales. De esta forma, se enfrenta el problema de planificación mediante la minimización de los costos de inversión, operación y falla del sistema eléctrico en los años 2035 y 2050 a través de un enfoque estático con un sistema económicamente adaptado, ajustando todas las inversiones al año de estudio para concluir la cantidad de potencia y tipo de tecnología a potenciar en el largo plazo. Es decir, se simula un año en particular con restricciones más específicas que la planificación tradicional (año a año), buscando así todas las inversiones necesarias para abastecer los distintos escenarios de demanda al año de estudio.

1.2. Objetivos

Objetivo principal

El objetivo principal de este estudio es desarrollar el problema de la planificación conjunta de la expansión de la transmisión, generación y almacenamiento de energía para el sistema interconectado chileno, bajo incertidumbre en las variables de entrada, considerando las políticas energéticas de largo plazo al año 2035 y 2050 en Chile.

Objetivos específicos

- Modelar en un programa de planificación de sistemas eléctricos el sistema interconectado chileno, bajo distintos escenarios de demanda y generación de acuerdo a las políticas energéticas 2035 y 2050 de Chile.
- Modelar distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía (distribuida y a gran escala), bajo diferentes escenarios de desarrollo tecnológico, para la planificación al año 2035 y 2050.
- Obtener planes óptimos de expansión de transmisión, generación y almacenamiento de energía para los distintos escenarios.
- Sugerir distintas alternativas en el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia de Chile, sintetizando los resultados obtenidos de la expansión conjunta.

1.3. Alcance

El alcance de este estudio es proponer y evaluar distintas alternativas de expansión de líneas de transmisión, generadores y almacenamientos de energía para nodos específicos del Sistema Eléctrico

Nacional a través de un enfoque económicamente adaptado. Estos planes óptimos se evalúan para distintos escenarios de demanda con penetración de generación distribuida y movilidad eléctrica, sirviendo así como herramienta para determinar dónde y qué tecnologías se deben potenciar a largo plazo.

1.4. Estructura del documento

Este estudio se divide en 5 capítulos que buscan de definir escenarios de desarrollo tecnológico y encontrar planes óptimos de expansión para los distintos escenarios de demanda energética. A continuación se presenta el detalle del presente estudio:

- El capítulo 2 expone los fundamentos teóricos mostrando la estructura básica del problema de planificación en PLEXOS y las áreas principales para la construcción del modelo del sistema chileno en base a la “Política Energética 2050”.
- El capítulo 3 muestra la metodología utilizada para la realización de este estudio. Este capítulo se divide, en forma general, en dos partes: proyección de demanda bajo distintos escenarios tecnológicos y modelación del sistema interconectado chileno basado en los parámetros y base de datos para la simulación en el software PLEXOS.
- El capítulo 4 presenta los resultados obtenidos de los planes óptimos de expansión para el año 2035 y 2050 comparando los diferentes escenarios y realizando análisis de sensibilidad para distintos casos. Además, en este capítulo se muestran las tecnologías óptimas predominantes para todos los escenarios de demanda y se sugieren distintas alternativas en el desarrollo del sistema eléctrico chileno.
- Finalmente, el capítulo 5 muestra las conclusiones y análisis principales de este estudio.

En el Anexo A se presenta un resumen ejecutivo de este trabajo.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos

En este capítulo se discute los aspectos teóricos principales de este trabajo que ayudan al posterior desarrollo metodológico del mismo. Específicamente, se presenta la metodología de planificación básica utilizada en PLEXOS, las metas principales de la “Política Energética 2050” y las tecnologías utilizadas de almacenamiento de energía, generación y transmisión.

2.1. Planificación eléctrica de largo plazo

El problema de planificación del sistema eléctrico de potencia a largo plazo hace referencia al problema de encontrar la combinación óptima de inversión en generación, transmisión y almacenamiento de energía que minimice el valor presente neto (VPN) de los costos totales del sistema en un horizonte típicamente de 10 a 20 años.

La expansión de capacidad en el *software* PLEXOS se implementa a través de la clase de objetos “LT Plan” entregando como *output* las inversiones y nodos de conexión, energía suministrada, costos de inversión, operación y falla, entre otros (ver más detalles en Anexo B).

2.1.1. Formulación en PLEXOS

El problema de expansión de la capacidad se desarrolla a través de programación lineal entera mixta (MILP, por sus siglas en inglés).

La formulación siguiente del problema de expansión es extraída de PLEXOS [2].

Definición de variables

Variable	Descripción	Tipo
$GenBuild_{(g,y)}$:	Número de unidades de generación construidas en año y por generador g	entero
$GenLoad_{(g,t)}$:	Nivel de despacho de generador g en período t	continuo
USE_t :	Energía no servida en período t	continuo
$CapShort_y$:	Capacidad faltante en año y	continuo

Definición de parámetros

Parámetro	Descripción	Unidad
D	Tasa de descuento	%
DF_y	Factor de descuento aplicado al período t con $DF_y = 1/(1 + D)$	-
L_t	Duración de despacho en período t	horas
$BuildCost_g$	Costo de inversión de unidad g	\$
P_{MAX_g}	Máxima capacidad de generación de cada unidad g	MW
$Units_g$	Número de unidades instaladas del generador g	-
VoLL	Valor de carga perdida (energy shortage price)	\$/MWh
$SRMC_g$	Costo marginal de corto plazo de generador g	\$/MWh
$FOMCharge_g$	Costo variable de operación y mantenimiento del generador g	\$
$Load_t$	Demanda de potencia promedio en despacho del período t	MW
$PeakLoad_y$	Peak de demanda en año y	MW
$ReserveMargin_y$	Margen requerido sobre la demanda máxima de potencia en año y	MW
CapShortPrice	Precio de $CapShort_y$	\$/MW
WACC	Costo promedio ponderado del capital	%
EconomicLife	Período durante el cual se recuperan los costos fijos	años

Función objetivo

La función objetivo busca minimizar el VPN de los costos de inversión, operación, mantenimiento y producción. La formulación central se expresa en la ecuación (2.1):

$$\begin{aligned}
& \min \sum_y \sum_g DF_y \cdot (BuildCost_g \cdot GenBuild_{(g,y)}) \\
& + \sum_y DF_y \cdot [FOMCharge_g \cdot 1000 \cdot P_{MAX_g} (Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuildUnits_{(g,i)})] \\
& + \sum_t DF_{t \leq y} \cdot L_t \cdot [VoLL \cdot USE_t + \sum_g (SRMC_g \cdot GenLoad_{(g,t)})]
\end{aligned} \tag{2.1}$$

Esta formulación ilustrativa solo incluye las decisiones de inversión, debido a que en este trabajo no se utilizan las decisiones de retiro.

Restricciones

Las siguientes ecuaciones son solo algunas restricciones dadas en PLEXOS al plan de formulación completo.

Balance de energía:

$$\sum_g GenLoad_{(g,y)} + USE_t = Demand_t, \forall t \quad (2.2)$$

Despacho de energía factible:

$$GenLoad_{(g,t)} \leq P_{MAX_g}(Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuildUnits_{g,i}) \quad (2.3)$$

Se debe tener en cuenta que la formulación en su forma mínima no incluye restricciones en el margen de capacidad. En cambio, la compensación natural entre la energía faltante y costos de inversión asegurará que la capacidad se construya si es económica y que el precio de la energía (variable dual asociada con las restricciones del balance energético) compensará exactamente la construcción marginal de sus costos de producción e inversión.

Capacidad:

$$\sum_g P_{MAX_g} \cdot (Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_i) + CapShort_y \geq PeakLoad_y + ReserveMargin_y, \forall y \quad (2.4)$$

Cálculo de anualidad:

El enfoque utilizado para los proyectos cuya vida se extiende más allá del horizonte de planificación es anualizar los costos de inversión, es decir, convertirlos a un cargo anual equivalente que se aplica en el año de construcción y cada año subsiguiente a lo largo de la vida económica de la inversión.

$$BuildCost_g \cdot P_{MAX_g} \cdot (WACC_g / (1 - [1/(1 + WACC_g)]^{EconomicLife})) \quad (2.5)$$

El coeficiente de costo de construcción en la función objetivo ($BuildCost_g$) se reemplaza por la suma de los cargos anuales descontados, comenzando por el año dado hasta el final de la vida económica de la unidad. La tasa de descuento utilizada es la tasa de descuento del sistema, mientras que la WACC del generador (costo promedio ponderado del capital) será específica del proyecto. Específicamente en este trabajo, la tasa de descuento es igual a la tasa WACC de cada proyecto. La vida económica (Economic Life) puede ser diferente a la vida técnica de cada inversión. La primera define el período durante el cual el cargo agregado anualizado debe ser igual al costo de construcción, y el último es la vida física de la unidad.

El tratamiento de las inversiones al final del período de evaluación es considerado a través de la opción a perpetuidad dado en PLEXOS (ver Anexo B.3).

El desarrollo de la formulación y tratamiento de las inversiones en transmisión y almacenamiento no se especifican en la formulación de PLEXOS.

2.1.2. Enfoques de resolución

El problema de planificación se deriva básicamente en dos aspectos para su resolución: tratamiento del período de evaluación y tratamiento de la incertidumbre.

2.1.2.1. Enfoques para el tratamiento del período de evaluación

Planificación estática

La planificación estática hace referencia a la búsqueda de un conjunto óptimo de instalaciones para una etapa específica sobre el horizonte de planificación. Las soluciones no muestran el tiempo en el cual se realiza la conexión, sino que entrega el estado óptimo final de la red para una situación definida sin mención en el tiempo. Por lo tanto, la planificación estática determina dónde y qué tipo de nuevas unidades deben ser empleadas al mínimo costo en un período de planificación en particular [3].

Planificación dinámica

La planificación dinámica determina dónde, qué y cuándo las nuevas instalaciones deben ser incorporadas dentro del horizonte de planificación. Es decir, el modelo matemático incorpora restricciones de tiempo para considerar el acoplamiento entre años. El problema dinámico posee una gran cantidad de variables y restricciones que requieren de un gran esfuerzo computacional cuando se trabajan con modelos completos del sistema de potencia. Para reducir la envergadura del problema, generalmente es simplificado en una serie de sub-problemas estáticos o problemas multi-etapas [3].

2.1.2.2. Enfoques para el tratamiento de la incertidumbre

Planificación determinista

Este tipo de formulación se basa en asumir un escenario de conocimiento perfecto del futuro de la variable bajo incertidumbre, sin considerar una probabilidad de ocurrencia o grado de importancia. Por lo tanto, el resultado único obtenido de la función objetivo solo es válido para dicho escenario [3] [4].

Planificación estocástica

En la planificación estocástica se modelan los parámetros según su naturaleza aleatoria o incierta. Este enfoque trata de integrar los eventos aleatorios e inciertos, asignándoles una probabilidad de ocurrencia. Dentro del horizonte de tiempo considerado para realizar el análisis, existe una cantidad acotada de etapas que representan un punto en el tiempo donde deben tomarse las decisiones [3] [4].

2.1.3. Método de resolución

El problema de planificación de este trabajo se aborda a través de programación estática con un enfoque determinista que considera una reducción del plan de expansión a un período específico disminuyendo la complejidad de su resolución.

El tipo de formulación utilizada para modelar el flujo de potencia óptimo es DC linealizado con cálculo integrado de factores de cambio (Variable Shift Factor, VS-OPF). El modelo DC es un modelo clásico de planificación, donde se utiliza el flujo de carga en corriente continua para modelar la red de transmisión. Sin embargo, esto no excluye la modelación de las pérdidas de transmisión, las cuales son consideradas a través del método lineal por partes [2].

2.2. Política energética chilena a largo plazo

La “Política Energética 2050” [5] define la construcción de una visión que jerarquiza distintos atributos en función de los desafíos que enfrenta Chile asegurando el bienestar social, económico y ambiental. La visión energética al año 2050 fija como objetivo prioritario la confiabilidad del sistema energético económicamente eficiente y de manera que no afecte la inclusividad y competitividad de la economía. Ambos objetivos tienen que ajustarse con una adecuada sustentabilidad ambiental, eficiencia y cultura energética. Un sistema confiable permite la inclusividad social y la protección del medio ambiente, pero requiere de una apropiada eficiencia energética y competitividad de mercado. La figura 2.1 muestra los cuatro puntos fundamentales de la visión energética al año 2050.



Fig. 2.1: *Visión energética chilena al año 2050 (Fuente: Ministerio de Energía [5])*

2.2.1. Principales metas de la Política Energética 2050

A través de los 4 pilares fundamentales (seguridad y calidad del suministro, energía como motor de desarrollo, energía compatible con el medioambiente, y eficiencia y educación energética) se construyen metas que son utilizadas como entradas a los planes de optimización de este estudio y su posterior verificación. Las figuras 2.2 y 2.3 muestran las principales metas al año 2050 y 2035, respectivamente.



Fig. 2.2: Metas principales al año 2050 (Fuente: Ministerio de Energía [5])



Fig. 2.3: Metas principales al año 2035 (Fuente: Ministerio de Energía [5])

2.3. Almacenamiento de energía

Las tecnologías de almacenamiento son vitales para la instalación a gran escala de energías renovables ya que aseguran un suministro seguro y continuo de la demanda eléctrica.

Existe una amplia variedad de tecnologías de almacenamiento para diferentes usos y servicios como la nivelación de generación y demanda variable, estabilidad del sistema (tensión y frecuencia), integración de fuentes de energía renovable, entre otros [6]. Estas tecnologías poseen diferentes características que abarcan un gran espectro de necesidades de corto y mediano plazo, debido a diversos parámetros como capacidades de almacenamiento, tiempos de carga y descarga, tiempos de respuesta, vida útil, eficiencia, entre otros. La figura 2.4 ilustra la capacidad y tiempos de descarga para diferentes tecnologías.

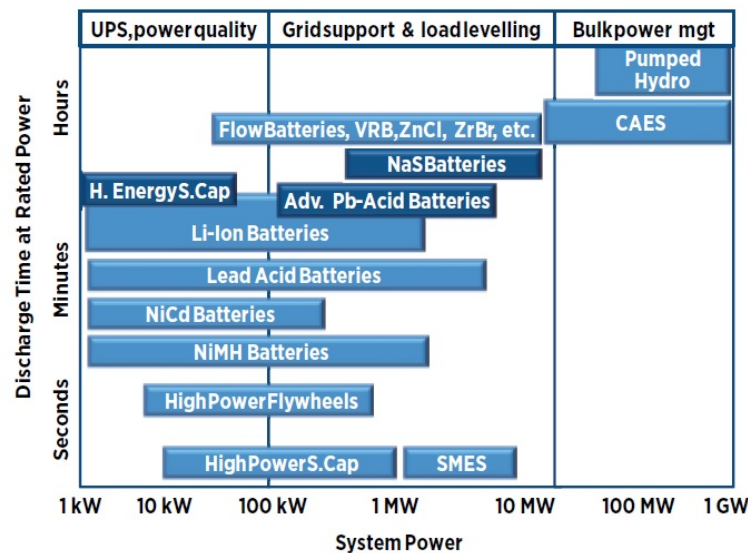


Fig. 2.4: Potencia y tiempos de descarga para distintas tecnologías de almacenamiento (Fuente: IRENA [7])

2.3.1. Tecnologías de almacenamiento

2.3.1.1. Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo (PHES)

El almacenamiento hidroeléctrico de bombeo (PHES, por sus siglas en inglés) utiliza la energía potencial gravitacional para su funcionamiento con grandes capacidades de almacenamiento. PHES es la tecnología de almacenamiento principal en el mundo representando un 97% de la capacidad mundial de almacenamiento [8].

La energía es almacenada a través del bombeo de agua de un depósito inferior a un depósito superior. La cantidad de energía almacenada es proporcional al producto de la masa total del agua y la diferencia de la altitud entre los depósitos. Cuando es necesario, el agua fluye del depósito superior al inferior para liberar la energía almacenada con una eficiencia entre el 70% y 80% [7]. Durante períodos de baja demanda, el exceso de electricidad es usado para bombear el agua del depósito

inferior al superior. Durante períodos de carga máxima, el sistema genera energía como una planta de hidroelectricidad convencional. Estos pueden ser usados como una reserva de capacidad, así como para la estabilidad de tensión y frecuencia. Plantas modernas son equipadas con máquinas de turbina de velocidad variable. Trabajando como una turbina, se genera energía con la frecuencia de sincronización de la red, mientras que en el bombeo se puede trabajar asincrónicamente con una velocidad variable.

2.3.1.2. Almacenamiento por aire comprimido (CAES)

El almacenamiento por aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés) almacena y comprime el aire en grandes depósitos, como cavernas o minas subterráneas, conduciendo una turbina durante los períodos de demanda mediante la liberación del aire comprimido inicialmente. En un sistema CAES adiabático, el calor generado es almacenado durante el proceso de compresión. La eficiencia del proceso total puede ser aumentada en alrededor del 20 % y la operación es entonces completamente libre de CO_2 [9].

Por lo general, las turbinas de gas de ciclo simple usan casi las dos terceras partes del combustible de entrada para comprimir el aire antes de la combustión. Los sistemas CAES pueden reaccionar entre 5 a 15 minutos para suplir cambios en la demanda, sin embargo, su uso es principalmente utilizado en el orden de horas para lograr mayor eficiencia [6] [7].

2.3.1.3. Almacenamiento de energía por sistemas de baterías (BESS)

Las baterías a gran escala son una alternativa adecuada para la estabilización de energías renovables principalmente energías variables como la eólica y solar. Las baterías tradicionales de ácido plomo son las baterías recargables de menor costo utilizado para uso comercial (p.ej. vehículos eléctricos). Otros tipos de baterías, como NaS y Li-ion, son fuertemente utilizadas como almacenamiento de energía renovable y estabilidad del sistema [7]. De acuerdo a los rápidos tiempos de respuesta (en el orden de los milisegundos), las BESS son claves para la flexibilidad y estabilización del sistema eléctrico [6].

Lithium-Ion (Li-ion)

Una batería de ion de litio consiste en un electrodo positivo hecho de óxido metálico de litio y un electrodo negativo de carbón de grafito. Durante la carga, el movimiento de iones de litio se produce desde el electrodo positivo al electrodo negativo. Durante la descarga, los iones de litio se mueven al electrodo positivo, donde ellos se intercalan en la estructura cristalina. Sus aplicaciones principales son control de frecuencia, control de voltaje, nivelación de carga, electromovilidad y sistemas de almacenamiento residencial [9].

Las baterías Li-ion toleran más de 3000 ciclos, poseen un 95 % de eficiencia a una profundidad de descarga del 80 % y tienen una capacidad de rampa de alta potencia (tiempos de respuesta de 3[ms] a 5[ms]) [9] [8].

Varios proyectos de BESS de Li-ion existen en Europa y EEUU. En Chile, se conectó a la

subestación eléctrica de 220 kV de central Angamos, un banco de baterías de litio, siendo este el segundo banco de baterías de litio más grande del mundo. Estos bancos de baterías pueden aportar 20MW durante 15 minutos [10] .

Sodium-Sulphur (NaS)

Las baterías de NaS son una de las alternativas más prometedoras para un mayor uso de almacenamiento de energía. El ánodo es hecho de sodio (Na), mientras el cátodo es hecho de azufre (S). El electrolito permite la transferencia de iones de sodio al cátodo donde ellos se combinan con aniones de azufre y producen el polisulfuro de sodio (NaSx) [8].

En general, este tipo de baterías posee una buena densidad energética junto con una cantidad de ciclos de carga y descarga entre 2500 y 5000 ciclos con una eficiencia eléctrica muy alta, sobre el 85 %, y la tasa de autodescarga muy baja, cercana a cero [11] [12]. El uso de BESS NaS es conveniente para un mayor uso industrial en sistemas eléctricos de potencia y contribuyen a la estabilización de tensión, nivelación de carga y almacenamiento de energía para centrales fotovoltaicas y eólicas.

2.3.2. Terminología

A continuación se definen los principales parámetros utilizados para la caracterización de los almacenamientos de energía de este trabajo [9].

- **Capacidad máxima de almacenamiento (E_{max}):** La capacidad máxima de un sistema de almacenamiento hace referencia a la energía máxima que es capaz de cargar o descargar a un sistema de potencia. La unidad de capacidad de almacenamiento es comúnmente medida en MWh.
- **Potencia máxima (P_{max}):** La potencia máxima describe la máxima energía transferida por unidad de tiempo, la cual puede ser suministrada o acumulada por una unidad de almacenamiento. La unidad de potencia es comúnmente medida en MW.
- **Estado de carga (SoC):** Es la cantidad de energía que queda en el sistema como porcentaje de la capacidad de almacenamiento utilizable. El SoC máximo es 100 % correspondiente a un sistema cargado totalmente. El SoC después de descargar la capacidad de almacenamiento utilizable es 0 %.
- **Eficiencia (η):** Es la relación entre la energía de salida y la energía de entrada. Una alta eficiencia de sistemas significa bajas pérdidas y, por lo tanto, también bajos costos para la compensación de estos pérdidas. Por otra parte, bajas eficiencias causan problemas importantes en varios sistemas de almacenamiento debido al calor generado.
- **Tiempo de descarga ($t_{descarga}$):** El tiempo de descarga es el tiempo que demora el almacenamiento en entregar su energía máxima acumulada. Asimismo, el tiempo de carga (t_{carga}) es el tiempo que demora el almacenamiento en acumular la energía a su capacidad máxima.

- **Tiempo de respuesta** ($t_{response}$): El tiempo de respuesta (*response time* o *deployment time*) es el tiempo máximo que demora el almacenamiento en llegar desde cero a su potencia máxima (ver figura 2.5). El tiempo de respuesta para los sistemas de almacenamiento de batería está en el rango de milisegundos, mientras que el tiempo de respuesta de almacenamiento tipo CAES está en el rango de 5 a 15 minutos.

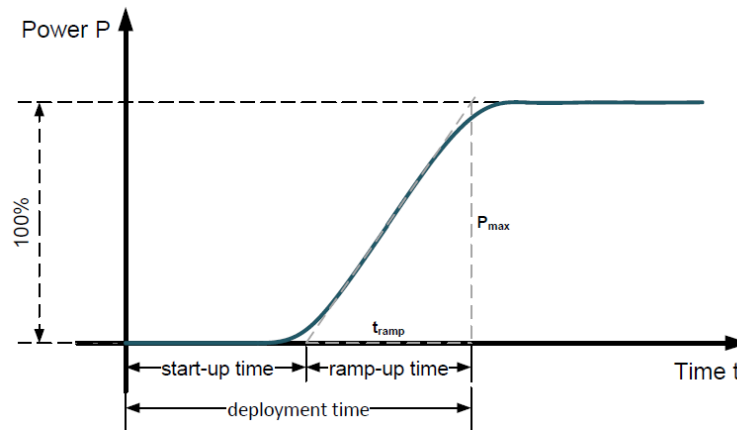


Fig. 2.5: Tiempo de respuesta para almacenamiento de energía (Fuente: *Technology Overview on Electricity Storage (2012)* [9])

2.4. Generación

El sector de generación en Chile está constituido principalmente por tecnologías basadas en hidroelectricidad y termoelectricidad, con una alta penetración en los últimos años de ERNC. La capacidad instalada de centrales de generación en el sistema chileno es de 22.800MW^1 , siendo un 18 % de centrales ERNC [13]. Por otra parte, la producción de energía por termoelectricidad es de aproximadamente un 55 % de la energía eléctrica generada [14]. Considerando los planes energéticos a nivel país, una de las metas a lograr es que el porcentaje de producción de termoelectricidad convencional no supere el 30 % al año 2050 [5].

2.4.1. Principales tecnologías de generación

Hidroelectricidad

Las centrales hidroeléctricas son unidades que permiten aprovechar la energía potencial gravitatoria contenida en el agua de los ríos, convirtiéndola en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos.

La hidroelectricidad es de respuesta muy rápida y flexible, siendo un respaldo fundamental para la incorporación de fuentes renovables a la red y un aporte importante al abastecimiento de energía base

¹Datos utilizados de la CNE [13] son considerados a Septiembre 2017.

al sistema. En Chile, la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas (pasada y embalse) constituye cerca del 30 % del total de centrales de generación [13]. Por otra parte, con respecto a la planificación a largo plazo, la hidroelectricidad constituye un desafío importante en el problema de planificación debido a la estocasticidad de los ciclos hidrológicos y la incorporación de escenarios con años húmedos, normales y secos.

Termoelectricidad

En las centrales térmicas convencionales se produce electricidad a partir de combustibles fósiles como carbón, diésel o gas natural, mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor.

Las centrales termoeléctricas son centrales maduras y, en general, bajas en costos de inversión [15]. Además, muestran ventajas como controlabilidad en el despacho y rapidez en la entrega de potencia (específicamente centrales diésel). Con respecto a la planificación a largo plazo, los precios de los combustibles suman una importante fuente de incertidumbre al problema de planificación, abordándolo en muchos casos a través de escenarios altos, medios y bajos en las proyecciones de precios.

Centrales solares

Las centrales solares se basan en el aprovechamiento de la radiación electromagnética proveniente del Sol. La energía solar no contamina, ya que no produce emisiones de CO_2 u otros contaminantes. En Chile, la capacidad instalada de centrales solares es aproximadamente un 8 % del total de capacidad en el sistema chileno [13]. Sin embargo, a medida que los costos de inversión han disminuido, la energía solar se ha transformado cada vez más en una alternativa económicamente atractiva para la generación de electricidad. El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura (sistema termosolar) y por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico).

▪ Centrales termosolares

En las centrales termosolares, también conocidas como Concentración Solar de Potencia (CSP), la generación eléctrica se consigue a partir del calentamiento de un fluido con el cual, mediante un ciclo termodinámico convencional, se genera electricidad a partir del vapor generado mediante una serie de espejos de grandes dimensiones donde se concentra la radiación solar. Una ventaja muy importante de este tipo de unidades es su gestionabilidad que permite un grado de independencia temporal respecto al recurso solar. Es decir, las centrales termosolares, a través de un sistema de almacenamiento de energía en sales fundidas, pueden generar energía eléctrica tanto en el día como en la noche [16].

A pesar de su alto costo de inversión, la gestionabilidad de las centrales CSP hacen que las instalaciones a nivel mundial aumentan cada vez más. En Chile, debido al alto potencial solar, existen diversos proyectos de centrales termosolares como Cerro Dominador en la Región de Antofagasta y la central Copiapó en la Región de Atacama. Esta última es capaz de proporcionar energía eléctrica confiable y no intermitente las 24 horas del día, sin necesidad del uso de combustible fósiles. Posee una capacidad de instalación de 260MW, produciendo una energía estimada de 1.800GWh al año [17].

Es decir, la instalación funcionará con un factor de capacidad y un porcentaje de disponibilidad igual al de una central eléctrica a carbón en aproximadamente el 80 % debido a su alta capacidad de almacenamiento.

■ Centrales fotovoltaicas

En las centrales solares fotovoltaicas, la energía eléctrica se produce a través de paneles fotovoltaicos que captan la energía luminosa del Sol para transformarla en energía eléctrica. Para conseguir la transformación se emplean células fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores que generan electricidad al incidir sobre ellos la radiación solar [16].

En Chile, las centrales fotovoltaicas han aumentando considerablemente en el nivel de capacidad instalada llegando a ser de 1.700MW, representando un 7.7% del total de capacidad instalada en Chile [13]. Este porcentaje aumenta considerablemente año a año, debido al gran potencial solar que posee Chile.

A pesar de ser una energía no contaminante, muestra desventajas importantes al ser una fuente energética intermitente con rendimientos energéticos bajos. Con respecto a su costo de inversión, se espera una disminución considerable al año 2050, posicionándose como las centrales con menor costo de inversión [15].

Centrales eólicas

La energía eólica es una fuente renovable de energía que utiliza el viento para generar electricidad. Las centrales eólicas obtienen la energía del viento a través de aerogeneradores de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. Las centrales pueden estar ubicadas tanto en suelo firme como en el suelo marino [16].

Chile posee una capacidad instalada de 1.300MW de energía eólica principalmente en la zona centro-sur del país [13].

Centrales geotérmicas

Las centrales geotérmicas a través del uso del calor de las profundidades de la tierra genera energía mediante vapor a altas presiones moviendo turbinas o sistemas integrados. De acuerdo a diversos estudios, el potencial geotérmico en Chile se encuentra entre los 3.350MW y 16.000MW [18].

La construcción de la central Cerro Pabellón en la Región de Antofagasta, de 48MW de capacidad, posiciona a Chile como uno de los países pioneros al instalar la primera planta geotérmica en Sudamérica y la primera a gran escala construida a 4.500 metros sobre el nivel del mar en el mundo [19].

Generación distribuida

La generación distribuida consiste en la generación de energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de energía en puntos próximos a las cargas. La generación distribuida principalmente se produce a través de sistemas fotovoltaicos y pequeños sistemas eólicos, los cuales se conectan directamente a la red de distribución de energía eléctrica.

A través de la Ley 20.571, se fomenta el desarrollo de la generación distribuida en Chile dando el derecho a los clientes regulados a generar su propia energía eléctrica y recibir una remuneración si los excedentes de energía se inyectan a la red [20] (ver más detalles en la sección 3.1.2.2).

2.5. Transmisión

La red de transmisión constituye un elemento básico que posibilita y facilita el desarrollo de los mercados competitivos, vinculando la generación con la demanda y aumentando la competencia en el sector de generación.

Una de las características principales de la transmisión es la existencia de las economías de escala, donde una línea de transmisión de mayor tamaño tiene un costo medio menor que una línea de menor tamaño. De acuerdo esto, el sector de transmisión se constituye en monopolios naturales donde la regulación y la planificación deben ser prioridad para asegurar un sistema confiable, seguro y a mínimo costo. Debido a esto, en Chile se creó la Ley 20.936, en la cual se cambia el paradigma fijando nuevos criterios de planificación.

Para realizar la planificación de la expansión de la transmisión se deben precisar datos con alta dificultad estimativa como tramos de las líneas de transmisión, costos de proyectos de ampliación, costos de transformadores, entre otros. A nivel de modelación, las líneas y transformadores son variables enteras que deben detallarse con sus parámetros básicos como límite térmico, resistencia, reactancia, nodos de conexión, vida útil y costos de inversión.

Capítulo 3

Metodología

La propuesta metodológica se divide principalmente en 2 secciones. La primera se basa en la creación de los escenarios de demanda, en la cual se proyecta tanto energía como potencia al año 2035 y 2050 considerando la demanda por electromovilidad y generación distribuida. La segunda sección se basa en la modelación del sistema interconectado chileno en el software PLEXOS a través de proyecciones de costos, tecnologías de almacenamiento, entre otros. Además, esta sección incluye los parámetros y base de datos para la simulación propiamente tal.

Este estudio se basa en la búsqueda de planes óptimos de expansión en el año 2035 y 2050 ajustado a un modelo estático con un sistema económicamente adaptado. Es decir, se simula el sistema con restricciones específicas planificando todas las inversiones en ese año de estudio, logrando así el abastecimiento confiable de la demanda en un sistema económicamente equilibrado.

3.1. Proyección de demanda en Chile bajo distintos escenarios tecnológicos

3.1.1. Escenario Base: Proyección de demanda eléctrica 2017-2050

A partir de la expansión tecnológica de los últimos 50 años y el uso intensivo de la electricidad como principal fuente de energía, en distintas fuentes [21] [22] se reconoce una fuerte relación entre el consumo eléctrico y el crecimiento económico, el cual se refleja finalmente en una estrecha relación entre el Producto Interno Bruto (PIB) y la demanda de energía eléctrica de un país. Para la determinación de la conexión de estas dos variables existen diversas hipótesis que señalan la unidireccionalidad, bidireccionalidad o no causalidad entre el consumo eléctrico y el crecimiento económico [23].

En el largo plazo, la intensidad de la relación de estas dos variables se encuentra determinada por distintos factores como la productividad del país, crisis económicas, características de los bienes, entre otros factores que alteran una relación establecida. En economías emergentes, el crecimiento del PIB está fuertemente ligado con el crecimiento de la demanda eléctrica. Esto se puede evidenciar claramente en Chile a través de los años a partir de la figura 3.1.

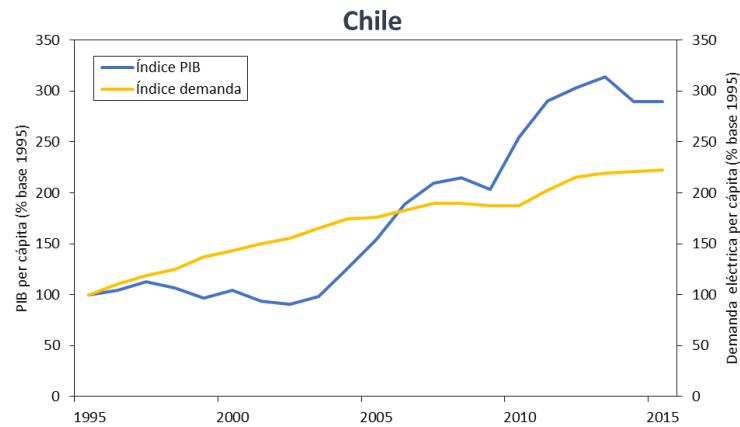


Fig. 3.1: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Chile (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).

Sin embargo, esta relación directa no es constante a través del tiempo, debido a la llamada “desmaterialización de las economías” que hace referencia al desacople entre el crecimiento económico y la demanda eléctrica. Este fenómeno, evidenciado en países desarrollados, se produce en primer lugar por una mayor conciencia y educación medioambiental generando una menor utilización de la energía eléctrica, y en segundo lugar, debido al reemplazo de aparatos eléctricos o innovación tecnológica que conducen a una mayor eficiencia energética generando el desacople antes mencionado [25].

La eficiencia y educación energética, uno de los pilares de la “Política Energética 2050”, es una práctica que tiene como objetivo mejorar la utilización de la energía eléctrica manteniendo estándares de seguridad y calidad de servicio en conjunto con una protección al medioambiente. La eficiencia energética en este sentido se puede interpretar tanto en la demanda como en la generación de energía eléctrica. Asimismo, uno de los métodos efectivos de eficiencia energética también considerado es la gestión de la demanda al disminuir el consumo principalmente en horarios de máxima demanda generando así un retraso en inversiones públicas con respecto a la ampliación de la capacidad del sistema eléctrico.

De acuerdo a las diferentes hipótesis entre PIB–demanda, este estudio considera los datos históricos de 10 países, realizando un análisis gráfico con estimación de regresiones del promedio de datos. Los 10 países seleccionados en este estudio son países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD, por sus siglas en inglés) con características similares a Chile en el aspecto geográfico y climático, como es el caso de Nueva Zelanda y Australia; con grandes estándares de economía, como el caso de Estados Unidos y Japón; y con altas metas de eficiencia energética e innovación, como el caso de Alemania y Reino Unido.

Los países seleccionados son:

- Alemania
- Australia
- Canadá
- España
- Estados Unidos
- Francia
- Japón
- Nueva Zelanda
- Países bajos
- Reino Unido

De acuerdo a los diferentes objetivos planteados en la “Política Energética 2050”, el contexto al cual se aspira en la demanda energética chilena es un escenario en el cual existe un desarrollo económico desacoplado con respecto al consumo eléctrico. Si las políticas de eficiencia energética logran el objetivo planteado, el desarrollo de la demanda eléctrica no crecerá de manera lineal en el tiempo, sino más bien tenderá a saturarse llegando a variaciones cercanas a cero como puede observarse empíricamente en países desarrollados ilustrados en las figuras 3.2–3.5.

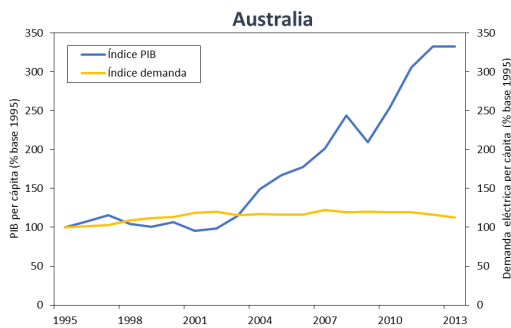


Fig. 3.2: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Australia (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).

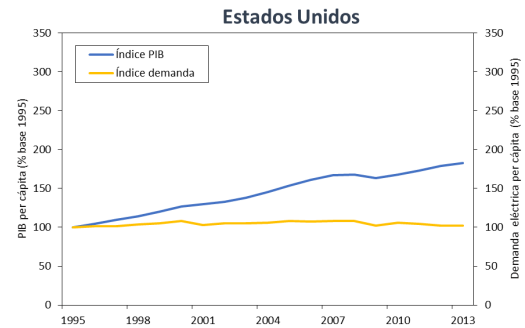


Fig. 3.3: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Estados Unidos (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).

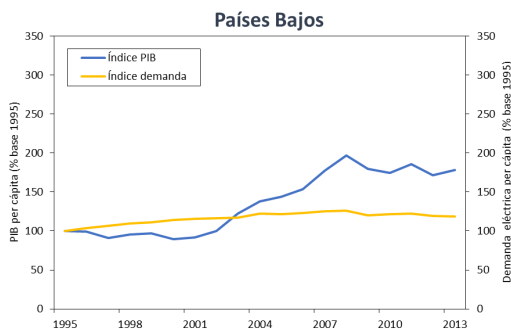


Fig. 3.4: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Países Bajos (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).

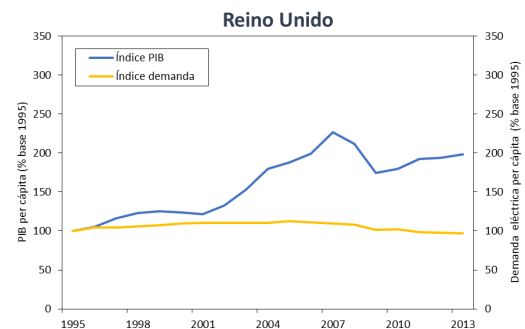


Fig. 3.5: Índice de crecimiento del consumo energético y del PIB de Reino Unido (1995=100) (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).

Para determinar la proyección del consumo eléctrico en Chile se observa el indicador de eficiencia energética denominado Intensidad Energética, el cual considera el cociente entre el consumo eléctrico y el PIB (ecuación (3.1)).

$$I_h = \frac{D_h}{PIB_h} \quad (3.1)$$

donde I_h es la intensidad histórica en $\frac{GWh}{US\$_{vact}}$, D_h es la demanda eléctrica per cápita histórica en GWh y PIB_h es el PIB per cápita histórico en $US\$$ a valor actual. La Intensidad Energética mide la relación entre el consumo final de energía eléctrica y el Producto Interno Bruto reflejando la energía requerida para la obtención de una unidad del producto [26]. En la figura 3.6 se ilustra la intensidad histórica de Chile más los países seleccionados. Se observa que este parámetro posee una tendencia de alto decaimiento en los primeros años y una estacionalidad en los últimos llegando a valores muy cercanos entre todos los países.

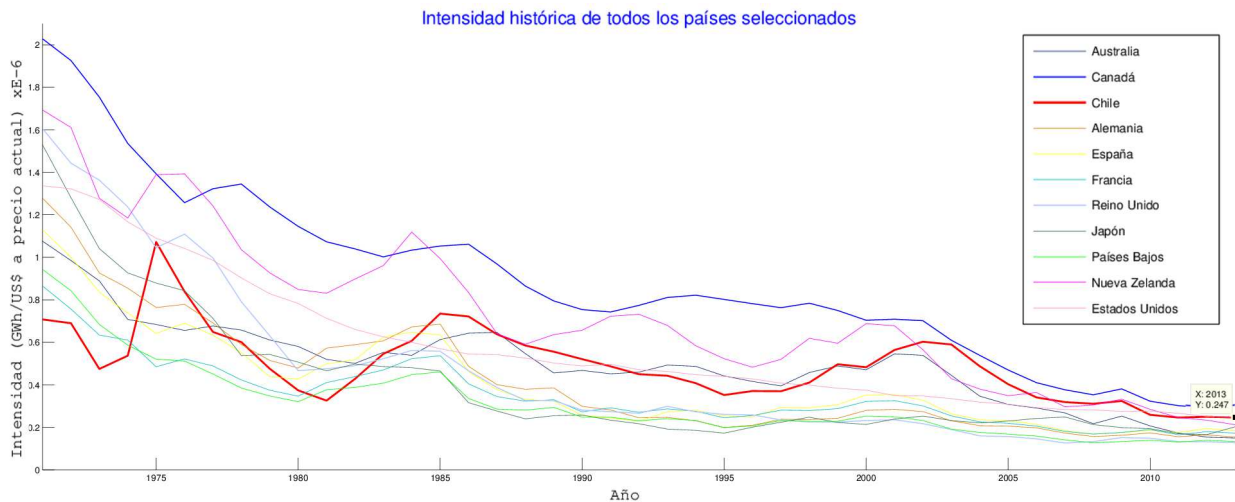


Fig. 3.6: Intensidad histórica de los países seleccionados (Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial [24]).

Con respecto a las proyecciones del PIB e Intensidad en Chile para el 2050, se realizaron las siguientes consideraciones y supuestos:

- Por análisis gráfico se observa que Chile al año 2016 posee el PIB del año 1987 del promedio de los países. Se proyecta el PIB de Chile al 2050 realizando un ajuste exponencial al PIB histórico promedio de los 10 países resultando en un 4,1 % de variación anual. Esta variación es escalada de acuerdo a la proyección del PIB tendencial dado por el Ministerio de Hacienda hasta el 2021 [27] a partir de datos históricos y una proyección de lo que señala el Banco Central [28] desde el 2022 al 2050 (ver tabla 3.1). De esta manera, se rescata una proyección optimista de un PIB más alto acorde a los países de la OECD y una proyección más realista con respecto a la variación histórica chilena de los últimos años.
- Por análisis gráfico se observa que Chile al año 2016 posee la Intensidad Energética del año 2001 del promedio de los países. Se proyecta la Intensidad Energética de Chile al 2050 realizando un

ajuste lineal a la Intensidad histórica promedio de los 10 países con respecto a los últimos 10 años en los cuales se observa menor dispersión y mayor estacionalidad en los datos. La proyección de la Intensidad Energética al año 2050 se observa en la tabla 3.1.

- De acuerdo a las estimaciones de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) [29], la población de Chile se proyectará de acuerdo a la tabla 3.1.

Año	I [Wh/US\$]	Δ PIB [%]	Población	Año	I [Wh/US\$]	Δ PIB [%]	Población
2017	0,2368	3,0	18.234.942	2034	0,1877	3,5	20.162.103
2018	0,2352	3,1	18.375.934	2035	0,1842	3,5	20.238.080
2019	0,2333	3,2	18.513.776	2036	0,1806	3,5	20.309.538
2020	0,2311	3,2	18.648.673	2037	0,1770	3,5	20.376.487
2021	0,2289	3,3	18.780.755	2038	0,1733	3,5	20.438.961
2022	0,2264	3,5	18.909.946	2039	0,1696	3,5	20.496.949
2023	0,2234	3,5	19.036.015	2040	0,1659	3,5	20.550.553
2024	0,2204	3,5	19.158.701	2041	0,1621	3,5	20.599.784
2025	0,2173	3,5	19.277.747	2042	0,1582	3,5	20.644.705
2026	0,2142	3,5	19.392.980	2043	0,1543	3,5	20.685.347
2027	0,2110	3,5	19.504.229	2044	0,1503	3,5	20.721.805
2028	0,2078	3,5	19.611.345	2045	0,1463	3,5	20.754.167
2029	0,2046	3,5	19.714.235	2046	0,1423	3,5	20.782.497
2030	0,2013	3,5	19.812.772	2047	0,1381	3,5	20.806.896
2031	0,1980	3,5	19.906.874	2048	0,1340	3,5	20.827.479
2032	0,1946	3,5	19.996.491	2049	0,1298	3,5	20.844.310
2033	0,1912	3,5	20.081.568	2050	0,1255	3,5	20.857.555

Tabla 3.1: *Proyección de Intensidad Energética, variación PIB tendencial y población al 2050 en Chile.*

La tabla 3.2 y la figura 3.7 muestran los resultados obtenidos sobre la proyección de demanda de energía eléctrica al año 2050 en Chile. Estos valores estiman solamente la energía eléctrica base sin considerar los consumos asociados a electromovilidad ni generación distribuida que se desarrollarán en las secciones siguientes.

Año	Energía [GWh]	Variación	Año	Energía [GWh]	Variación
2017	69412	4,04 %	2034	118061	2,55 %
2018	72187	4,00 %	2035	120970	2,46 %
2019	74970	3,86 %	2036	123848	2,38 %
2020	77755	3,71 %	2037	126687	2,29 %
2021	80606	3,67 %	2038	129476	2,20 %
2022	83445	3,52 %	2039	132205	2,11 %
2023	86181	3,28 %	2040	134861	2,01 %
2024	88960	3,22 %	2041	137432	1,91 %
2025	91777	3,17 %	2042	139907	1,80 %
2026	94629	3,11 %	2043	142269	1,69 %
2027	97511	3,05 %	2044	144504	1,57 %
2028	100418	2,98 %	2045	146598	1,45 %
2029	103346	2,91 %	2046	148531	1,32 %
2030	106287	2,85 %	2047	150287	1,18 %
2031	109236	2,77 %	2048	151847	1,04 %
2032	112186	2,70 %	2049	153189	0,88 %
2033	115130	2,62 %	2050	154293	0,72 %

Tabla 3.2: Proyección de energía eléctrica consumida en Chile al 2050, en GWh (variación de 2017 basado en $E_{2016} = 66.714$ [GWh] dado por CNE [30]).

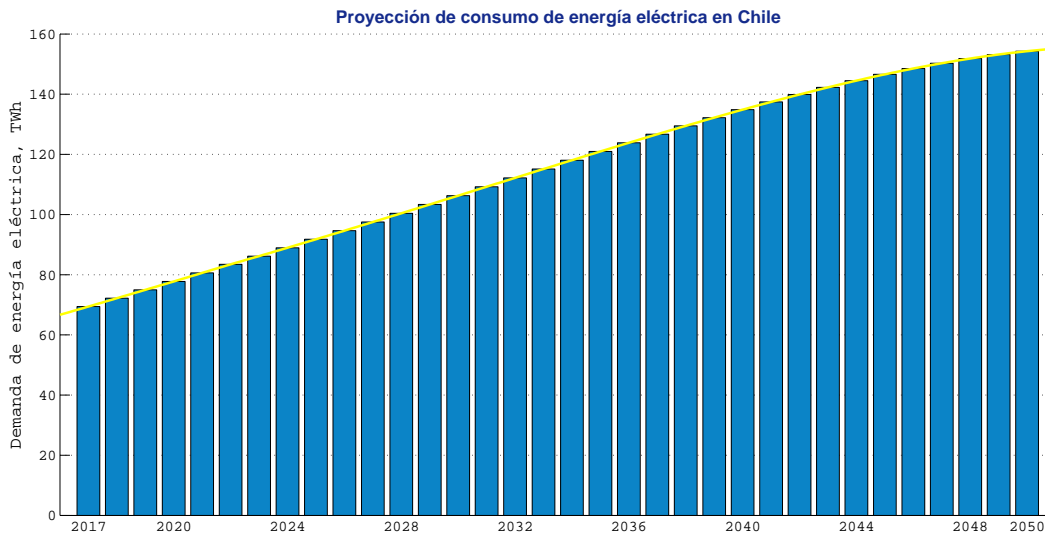


Fig. 3.7: Proyección de energía eléctrica en Chile al 2050 (Fuente: Elaboración propia).

Como se puede observar en la figura 3.7, la demanda de energía eléctrica chilena se comporta de manera similar a la de los países desarrollados a finales del período de evaluación, donde su crecimiento comienza a disminuir mayormente desde el año 2035 llegando a variaciones cercanas a cero al año 2050. La figura 3.8 muestra las proyecciones de demanda de energía eléctrica de la CNE al 2036 [30], del CDEC SIC al 2050 [31] y del Ministerio de Energía [15], comparándolas con el resultado obtenido. La proyección resultante se acerca los primeros años a la proyección de la CNE, sin embargo, a partir

del 2035 se empieza a saturar ubicándose bajo la proyección del Ministerio de Energía y sobre la proyección del CDEC SIC.

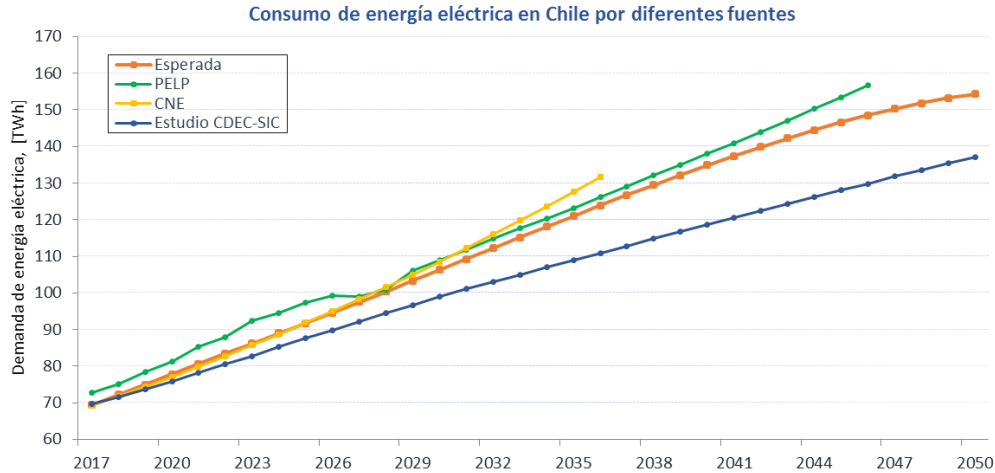


Fig. 3.8: Proyección de demanda de energía eléctrica en Chile por distintas fuentes (Fuente: Elaboración propia con datos de [15], [30] y [31]).

3.1.2. Escenarios de desarrollo tecnológico

3.1.2.1. Electromovilidad

El creciente aumento en la venta de automóviles eléctricos hace considerar el impacto energético en la demanda eléctrica chilena a futuro tanto para energía como para potencia. A nivel mundial las cifras de venta de autos con motor eléctrico han aumentado exponencialmente. Sin embargo, en Chile no lo han hecho de la misma manera representando un aumento de solo 0,001 % por año desde el 2011 [32]. A pesar de esto, este escenario actual chileno puede cambiar rotundamente cuando los autos de motor eléctrico se igualen en precio a los autos con combustión interna. Según *Bloomberg* [33], en el año 2022 los vehículos eléctricos alcanzarán el mismo precio de producción que los autos con combustión interna debido a una disminución considerable en el valor de las baterías. Es debido a esto que las proyecciones de distintas fuentes consideran un escenario de ventas de electromovilidad de un 35 % al año 2040 [33], un 40 % al año 2050 [34], entre otras.

De acuerdo a esto, se realizan las siguientes consideraciones y supuestos para la proyección al año 2050 acerca del consumo de energía por parte de los autos con motor eléctrico:

- El parque automotriz total es proyectado hasta el año 2030 a través del estudio realizado por la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC) [35]. Extrapolando esta proyección a través de una curva semejante hasta el año 2050, como se observa en la figura 3.9, se obtiene el parque automotriz total desde el año 2031 al 2050. Esta cifra se ha obtenido en base a una metodología que considera la incorporación de vehículos nuevos a través de la estimación de ventas y la salida histórica de vehículos de este mismo parque [36]. Debido a que el parque automotriz proyectado

por ANAC considera el parque automotriz completo, entonces la proyección por electromovilidad considera tanto autos, camiones y buses eléctricos.

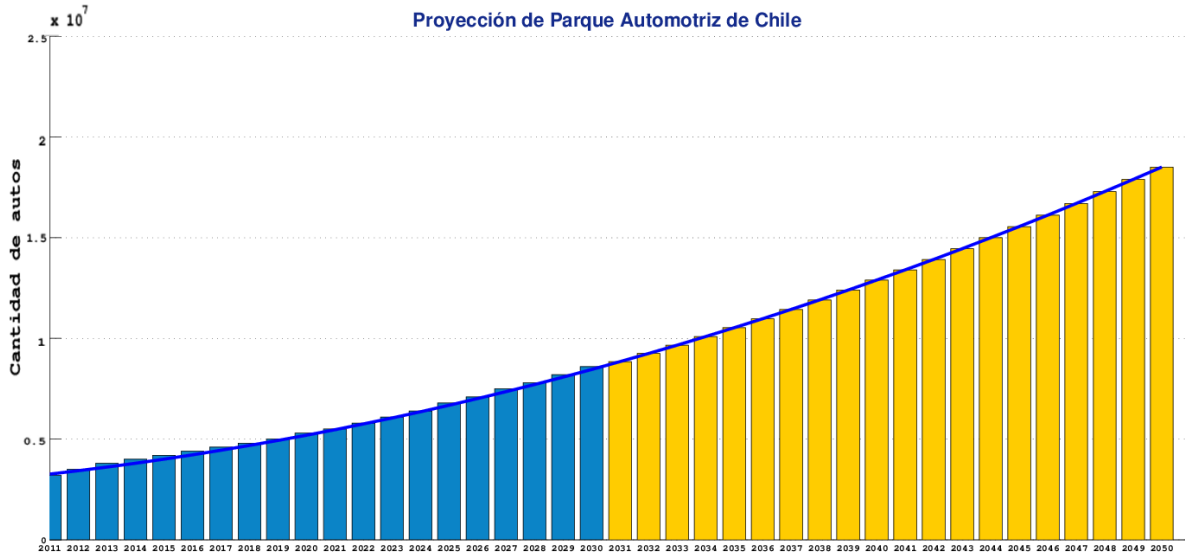


Fig. 3.9: Proyección de parque automotriz chileno al 2050 (Fuente: Elaboración propia con datos de ANAC [35]).

- Se consideran indiferentemente vehículos eléctricos o vehículos híbridos en las proyecciones. Además, se realiza el supuesto de que el valor de la energía eléctrica será más barata que el valor del petróleo y, por tanto, los vehículos híbridos consumirán preferentemente energía eléctrica. Sumado a esto, se considera también, la tendencia mundial a considerar un impuesto a los vehículos por nivel de emisiones de CO_2 [37] [38].
- Desde el año 2017 al año 2022 se considera un aumento lineal del desarrollo de electromovilidad por año (pendiente determinada desde 2011 al 2015 a través de datos del INE) [32]. Este aumento es despreciable llegando a ser solo un 0,01 % al año 2022. Se considera, por tanto, que el aumento significativo de autos eléctricos en Chile comienza recién en el año 2022 debido al estudio realizado por *Bloomberg* [33], suponiendo que la venta de autos con motor eléctrico en Chile solo se hará significativa cuando el precio se iguale al de un auto con combustión interna.
- Desde el año 2022 se consideran tres escenarios de venta de vehículos eléctricos en Chile:
 1. **Acelerado:** 75 % de ventas al año 2050.
 2. **Moderado:** 40 % de ventas al año 2050.
 3. **Bajo:** 15 % de ventas al año 2050.
- Se consideran tasas de crecimiento en razón 2:3 al período 2022-2035 y 2035-2050, respectivamente. Se estima un aumento mayor en las ventas en el período 2035-2050 de acuerdo al mayor fomento de políticas de eficiencia energética y disminuciones significativas de precios en nuevas tecnologías [39].

La figura 3.10 ilustra la proyección en porcentaje de ventas de vehículos eléctricos en el parque automotriz nacional para los tres escenarios.

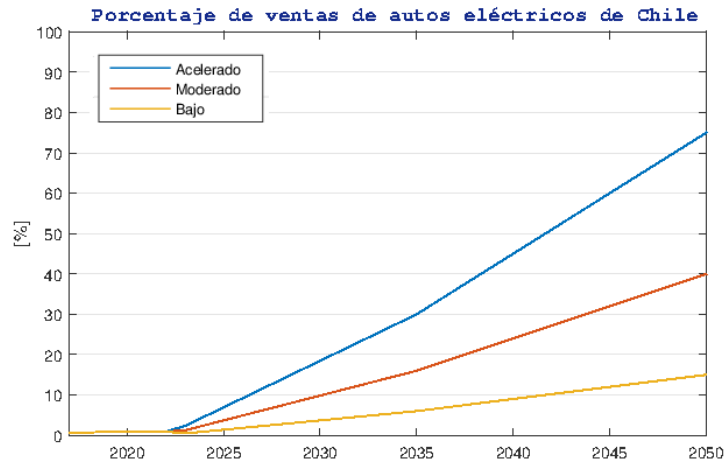


Fig. 3.10: Proyección de porcentaje de electromovilidad en parque automotriz chileno al 2050 (Fuente: Elaboración propia).

- Se considera un consumo promedio de 0,17[kWh/km] para un vehículo eléctrico [40].
- Se considera un recorrido anual de un vehículo promedio chileno de 29.000km [41].
- Se considera una obsolescencia de un 4,3% anual considerando la distribución promedio de la edad de un vehículo en Chile [35].

Al obtener la cantidad de vehículos eléctricos a través del porcentaje de ventas menos la obsolescencia del parque automotriz, esta cantidad de vehículos eléctricos se multiplica por el consumo promedio y el recorrido promedio, para obtener finalmente el consumo anual por electromovilidad. De acuerdo a esto, se obtiene la tabla 3.3 y la figura 3.11, indicando los valores de energía por electromovilidad hasta el año 2050.

Año	Acelerado	Medio	Bajo	Año	Acelerado	Medio	Bajo
2015	1,1	1,1	1,1	2033	5329	2843	1068
2016	1,3	1,3	1,3	2034	6478	3456	1298
2017	1,5	1,5	1,5	2035	7767	4144	1556
2018	1,7	1,7	1,7	2036	9234	4926	1849
2019	2,0	2,0	2,0	2037	10892	5810	2180
2020	2,2	2,2	2,2	2038	12747	6800	2551
2021	2,4	2,4	2,4	2039	14812	7901	2964
2022	2,7	2,7	2,7	2040	17095	9118	3421
2023	65	36	15	2041	19611	10461	3924
2024	193	104	41	2042	22368	11931	4476
2025	424	227	87	2043	25378	13536	5078
2026	693	371	141	2044	28650	15281	5732
2027	1094	585	221	2045	32202	17176	6443
2028	1519	812	306	2046	36040	19223	7210
2029	2105	1124	423	2047	40180	21430	8038
2030	2790	1489	560	2048	44629	23804	8928
2031	3421	1826	686	2049	49409	26352	9884
2032	4313	2301	865	2050	54524	29080	10907

Tabla 3.3: Energía total consumida por electromovilidad, en GWh.

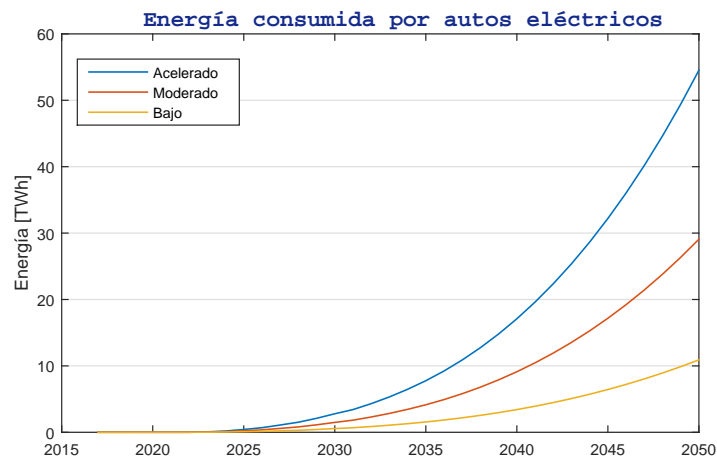


Fig. 3.11: Proyección de energía eléctrica consumida por autos eléctricos, en TWh, al 2050 (Fuente: Elaboración propia).

La distribución regional del parque automotriz actual se describe en la figura 3.12 [35].

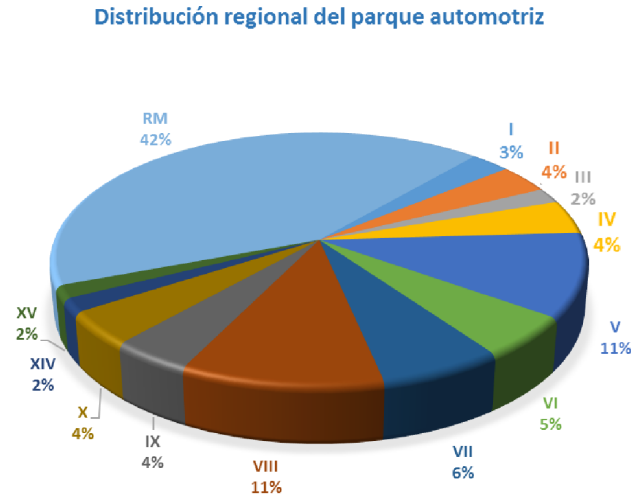


Fig. 3.12: Distribución regional de parque automotriz en Chile (Fuente: Elaboración propia con datos de ANAC [35]).

La tabla 3.4 muestra la demanda de energía eléctrica por región debido a electromovilidad¹ al año 2035 y 2050. Se considera que la distribución regional del parque automotriz se mantiene durante el tiempo.

Región	Escenario Acelerado		Escenario Moderado		Escenario Bajo	
	E_{2035}	E_{2050}	E_{2035}	E_{2050}	E_{2035}	E_{2050}
I	210	1472	112	785	42	294
II	280	1963	149	1047	56	393
III	148	1036	79	553	30	207
IV	326	2290	174	1221	65	458
V	816	5725	435	3053	163	1145
VI	404	2835	215	1512	81	567
VII	497	3490	265	1861	100	698
VIII	816	5725	435	3053	163	1145
IX	326	2290	174	1221	65	458
X	326	2290	174	1221	65	458
XIV	132	927	70	494	26	185
XV	124	872	66	465	25	175
RM	3200	22464	1707	11981	641	4494

Tabla 3.4: Energía consumida por región debido a electromovilidad al año 2035 y 2050, en GWh.

Para determinar el horario en el cual se consume la energía por electromovilidad se realizan las siguientes consideraciones y suposiciones:

¹No se considera las regiones XI y XII debido a que no pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional.

- De acuerdo a diversos estudios y estimaciones de la carga de electromovilidad, se señala que un vehículo eléctrico se carga aproximadamente entre un 84 % y un 87 % en el hogar y el resto en el trabajo o centros de carga [42]. De igual manera, otro estudio menciona que un 81 % de los vehículos eléctricos se cargan en el hogar [43]. Por lo tanto, se estima finalmente que en Chile un 85 % de la carga total se realizará en el hogar durante la noche y un 15 % se realizará en centros comerciales, el trabajo o puntos de recarga durante el día. Se considera, por tanto, que el 85 % de la energía se consume entre las 20:00 hrs. y las 06:00 hrs. y que el 15 % restante se consume en el resto del día.
- Con respecto a las consideraciones anteriores se tiene que:
 - Un vehículo promedio consume 1,15kW de potencia constante durante la noche (20:00-06:00 horas).
 - Un vehículo promedio consume 0,15kW de potencia constante durante el día (06:00-20:00 horas).

De acuerdo a esto, los perfiles de demanda diaria varían en las distintas barras del sistema. En la figura 3.13 se ilustra los perfiles de demanda para un día típico al 2050 en algunas barras del sistema para el escenario con mediana electromovilidad. Se observa que para barras de la Región Metropolitana como Polpaico 220 y Cerro Navia 110, se producen *peaks* nocturnos debido a la fuerte entrada de electromovilidad en dicha región.

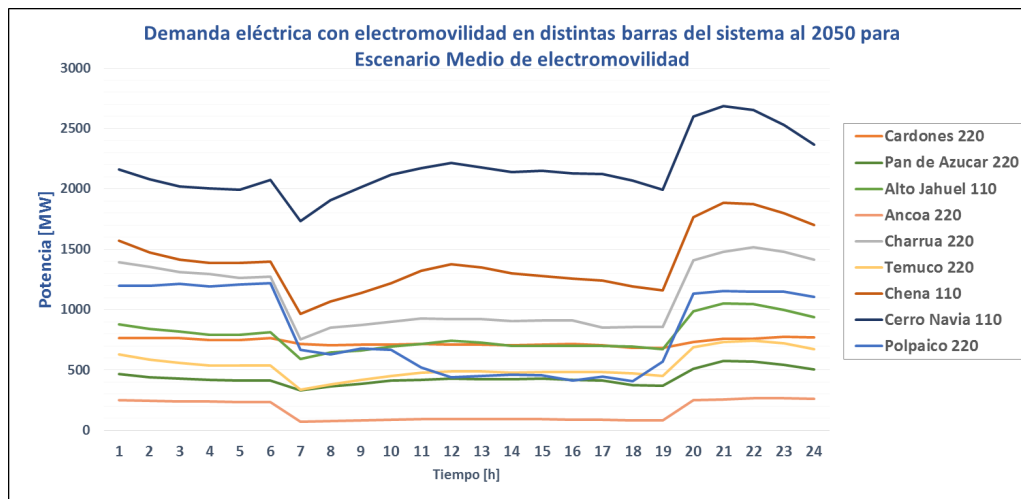


Fig. 3.13: Demanda eléctrica base más la demanda por electromovilidad en distintas barras del sistema para escenario medio de electromovilidad (Fuente: Elaboración propia).

Por otra parte, en la figura 3.14 se ilustra la distribución de rampas de un día típico en el 2050 producto de la entrada de electromovilidad media en las distintas barras del sistema eléctrico. Se observa que la principal rampa de bajada se encuentra en la mañana (06:00 horas) y la principal rampa de subida se encuentra en la tarde (19:00 horas), debido a los horarios de descarga y carga de electromovilidad, respectivamente.

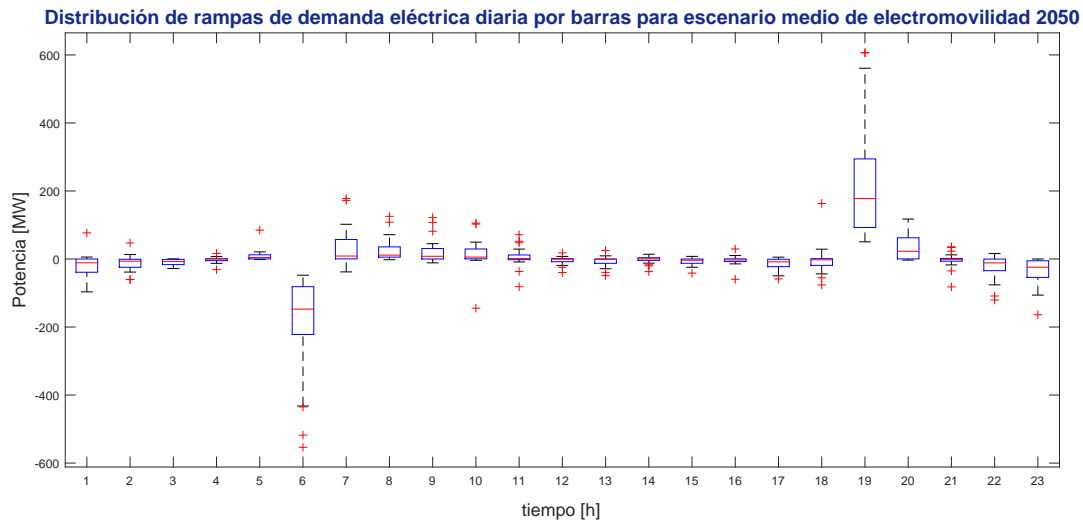


Fig. 3.14: *Boxplot de rampas de demanda eléctrica horaria por barras para escenario medio de electromovilidad al año 2050 (Fuente: Elaboración propia).*

3.1.2.2. Generación distribuida

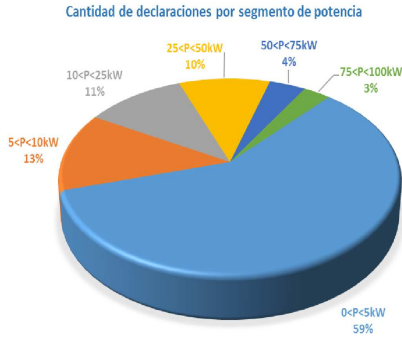
Uno de los puntos fundamentales en la “Política Energética 2050” es el pilar 1 de “Seguridad y Calidad de Suministro”. En aquel pilar se apela a un nuevo paradigma de producción de energía, siendo la generación distribuida pieza central para lograr una producción gestionable y bidireccional. Las metas para el año 2035 y 2050 señalan respectivamente: “*El sistema eléctrico es completamente bidireccional con sistemas de tecnologías de la información que permiten producir y gestionar la energía a todo nivel, en forma similar a otros países OECD*” y “*El sector público, comercial y residencial aprovecha su potencial de generación distribuida y gestión de la demanda eléctrica*” [5].

Para el cumplimiento de dichas metas la producción residencial y comercial de energía deben enmarcarse en puntos importantes a considerar. Sin embargo, Chile actualmente está en un escenario alejado de los países de la OECD con respecto a la generación distribuida, específicamente autogeneración residencial y comercial. Este escenario está dado por los altos precios de los paneles solares y pocos incentivos a la autogeneración. Para un mayor fomento de esta tecnología se legisló la ley 20.571 de Net Billing que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. El objetivo de esta ley es dar el derecho a los clientes regulados de las empresas distribuidoras a generar su propia energía eléctrica (mediante medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente), autoconsumirla y recibir una remuneración asociada a sus excedentes de energía que son entregados a las empresas distribuidoras [44].

Según datos de la SEC [45], solo 13,8MW de generación residencial y comercial están instalados o en proceso de instalación. Del total de instalaciones, el 99,6 % corresponden a paneles fotovoltaicos. Debido a esto, se considera como supuesto que la generación distribuida en Chile se desarrollará en su totalidad a través de paneles fotovoltaicos.

De acuerdo a la figura 3.15, el 59 % de las instalaciones son bajo 5kW, obteniendo así un promedio

ponderado de 13,5kW de potencia para todas las instalaciones fotovoltaicas actuales de generación distribuida en Chile.



%	Potencia [kW]
59	2,5
13	7,5
11	17,5
10	37,5
4	62,5
3	87,5
Media	13,5

Fig. 3.15: Cantidad de instalaciones Net Billing por segmento de potencia (Fuente: Elaboración propia con datos de SEC [45]).

Tabla 3.5: Promedio ponderado de instalaciones Net Billing en Chile.

La cantidad de solicitudes de conexión de instalaciones fotovoltaicas en Chile se ilustra en la figura 3.16.

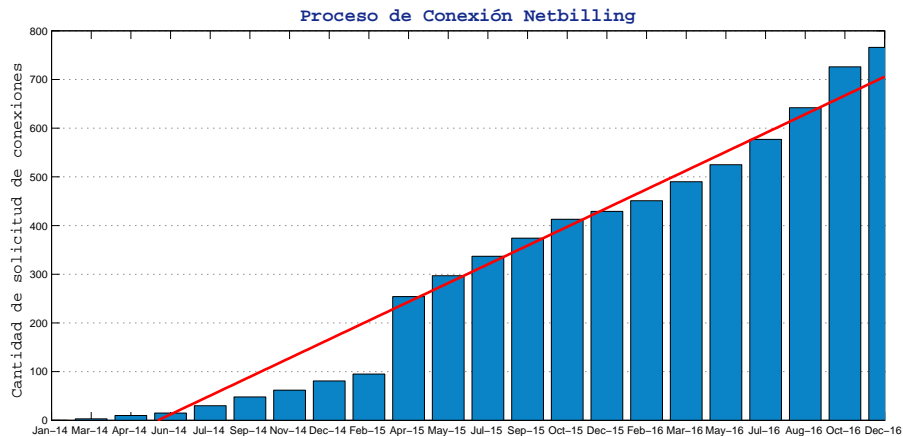


Fig. 3.16: Cantidad de instalaciones Net Billing en Chile (Fuente: Elaboración propia con datos de SEC [45]).

De acuerdo al escenario actual de Chile y planes a futuro, se consideran 2 escenarios al año 2050. El primero es un escenario medio/bajo de generación distribuida, proyectando la tecnología solo linealmente de acuerdo al aumento en Chile en los últimos años. El segundo escenario, se realiza a través de una proyección de precios de paneles fotovoltaicos y el avance histórico en algunos países de la OECD considerando planes optimistas en la generación distribuida.

Escenario Medio

En condiciones en que la generación distribuida no se fomente a través de incentivos o publicidad y que los costos de instalación de paneles fotovoltaicos sean elevados, un escenario de generación propia es poco favorable. Si, además, la inversión de privados a gran escala es alta, entonces los precios de energía final no superarán a los de inversión por paneles solares residenciales, siendo así no conveniente la compra de estos [31]. De acuerdo a esto, este escenario supone una generación residencial baja a través de los años, aumentando solo linealmente de acuerdo a la pendiente observada en la figura 3.16. Considerando la potencia media de las instalaciones actuales descritas en la tabla 3.5, entonces la potencia instalada al año 2050 es la que se señala en la tabla 3.6.

Año	Potencia [GW]	Año	Potencia [GW]
2016	0,014	2035	0,243
2025	0,062	2040	0,304
2030	0,183	2050	0,424

Tabla 3.6: *Tabla resumen de potencia por generación distribuida, en GW.*

Escenario Acelerado

Para el cumplimiento de las políticas antes mencionadas se debe incurrir a un análisis detallado de países representativos de la OECD. Actualmente, Alemania es el país con más paneles fotovoltaicos residenciales a nivel de población. Esto se logró a través de bajos costos en los paneles fotovoltaicos con altos incentivos en la compra de éstos. Chile, a diferencia de Alemania y Reino Unido, posee valores de paneles fotovoltaicos residenciales elevados por lo que a pesar de que exista un alto fomento, el despegue de autogeneración en este momento es desfavorable debido a los altos precios de éstos. Sin embargo, el panorama a futuro es alentador debido a una fuerte caída en la proyección en los precios de paneles fotovoltaicos en Chile (disminuyendo considerablemente la brecha con paneles fotovoltaicos para centrales solares (*utilities*)) [46]. Además, con la nueva regulación de generación distribuida a través de la ley 20.571 se potencia de manera activa la autogeneración aprovechando así el amplio recurso solar que posee Chile.

Se espera que la instalación de paneles solares crezca exponencialmente a nivel mundial [47]. Este escenario considera que en Chile la instalación de paneles solares se desarrollará de la misma manera que en países con alta penetración de paneles solares residenciales considerando un desarrollo histórico de aquellos países. Chile posee uno de los más altos niveles de radiación mundial, tanto en el norte como en zonas pobladas en el centro y sur del país. Si se considera además que la instalación de paneles solares residenciales es una alternativa eficaz para descongestionar las líneas de transmisión y que la bidireccionalidad con una demanda proactiva es una alternativa importante para aumentar la flexibilidad del sistema, entonces la generación distribuida debe enmarcarse dentro de los proyectos fuertes a futuro a nivel país. Para esto, se debe promocionar tanto económicamente como potenciarla a nivel educacional. De acuerdo a esto, este escenario considera un desarrollo acelerado en la evolución de la generación distribuida sin restricciones de localidad ni de nivel socioeconómico por persona.

En la figura 3.17 se observa una proyección de los precios de paneles residenciales en Chile y los

cuatro países estudiados.

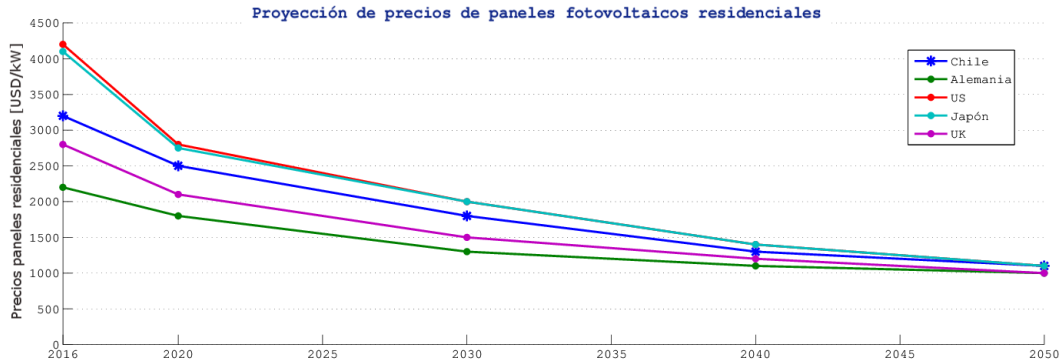


Fig. 3.17: Proyección de precios de paneles fotovoltaicos residenciales al 2050 (Fuente: Elaboración propia con datos de IEA [48] y [46].)

De acuerdo a la proyección de precios y demanda se realiza un análisis econométrico de los países representativos de la OECD para proyectar la demanda eléctrica en Chile al año 2050 considerando el recurso solar por país.

La tabla 3.7 señala el porcentaje que representan los paneles solares residenciales con respecto al total. Además muestra la proyección de potencia total, en GW, generada por paneles fotovoltaicos *utilities* más *rooftop* en los 4 países representativos [49].

País	Paneles residenciales %	Potencia [GW]				
		2016	2020	2030	2040	2050
Alemania	80	45	50	75	90	110
US	45	30	70	240	400	620
Japón	30	50	60	180	250	350
UK	30	10	12	24	32	43

Tabla 3.7: Proyección de potencia, en GW, por recurso solar total (Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA [49]).

De acuerdo a lo señalado en la tabla 3.7, se ilustra en la figura 3.18 la proyección de potencia instalada, en GW, diferenciado en paneles fotovoltaicos *utilities* y *rooftop* junto con la proyección de precios al año 2050 para los cuatro países analizados.

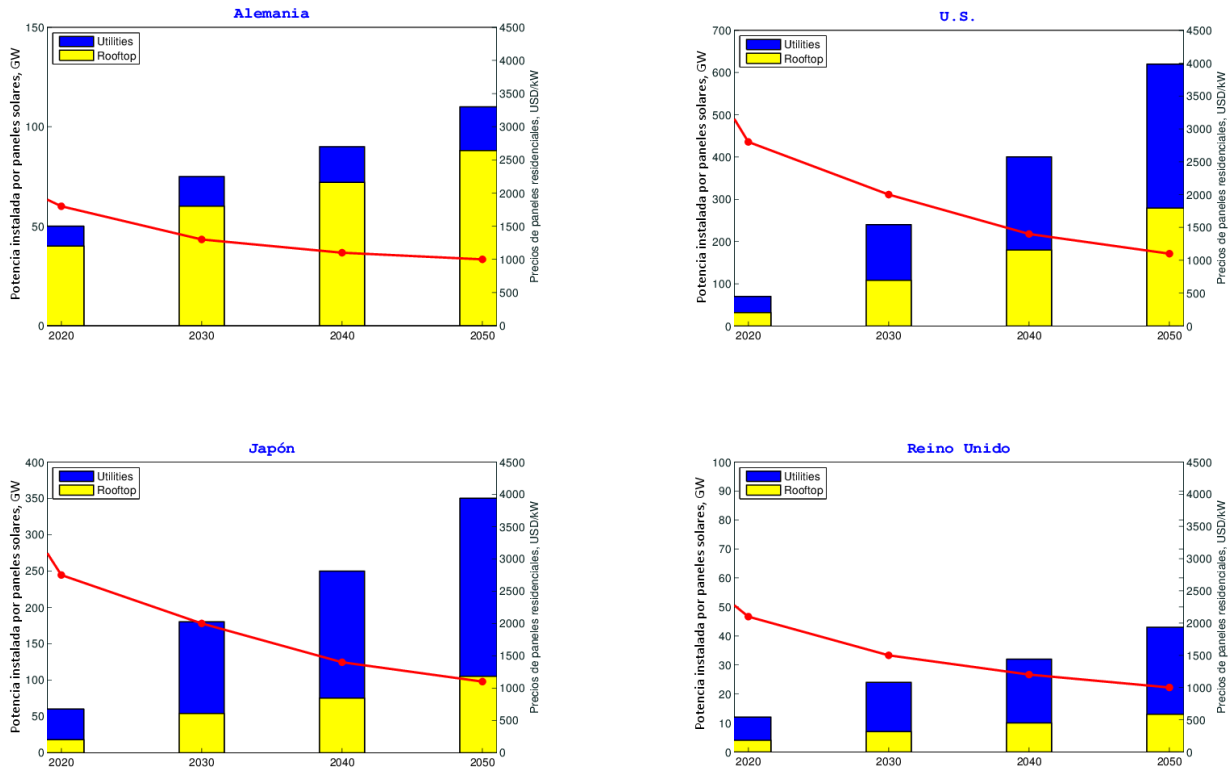


Fig. 3.18: Proyección de generación distribuida y precios de paneles fotovoltaicos en países de la OECD (Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA [49]).

Se observa que existe un incremento de la demanda de los paneles solares a medida que bajan los precios de aquellos. Esto es más significativo en países como Estados Unidos y Japón donde la caída de precios es mucho mayor. Es por esto que se asume que existe una fuerte dependencia entre precios y paneles solares residenciales. Debido a esto, se realiza un estudio de pendientes entre las variables precio/demanda para cada período en los cuatro países representativos, considerando que el factor de la variación promedio es igual que en Chile, como se describe en la ecuación (3.2):

$$\beta_t = \frac{\Delta Q_{OECD_t}}{\Delta P_{OECD_t}} = \frac{\Delta Q_{Chile_t}}{\Delta P_{Chile_t}} \quad (3.2)$$

donde ΔQ_{OECD_t} es la variación de la demanda de paneles residenciales promedio de los países de la OECD para cada período t , ΔP_{OECD_t} es la variación de los precios de paneles residenciales promedio de los países de la OECD para cada período t , ΔQ_{Chile_t} es la variación de la demanda de paneles residenciales en Chile para cada período t y ΔP_{Chile_t} es la variación de los precios de paneles residenciales de Chile para cada período t .

Se determina la cantidad de viviendas con paneles solares en cada país para así determinar el porcentaje nominal al cual se proyecta Chile.

- Se proyecta la cantidad de viviendas como el cociente entre la población total del país y la cantidad de personas promedio por vivienda (Chile: 3,5 personas por vivienda) [50] [51].

- Se determina el factor β para cada década por país, obteniendo el promedio mostrado en la tabla 3.9. Se utilizan los precios y la demanda de paneles solares de la figura 3.18.
- Cada factor β es ponderado de acuerdo al recurso solar de cada país en proporción al recurso solar de Chile dado en la tabla 3.8.

País	Radiación kWh/m ² día
Alemania	3,62
US	4,82
Japón	4,54
UK	3,12
Chile	6,18

Tabla 3.8: Radiación normal directa promedio anual de los últimos 10 años en cada capital del país seleccionado (Fuente: NASA [52])

País	Factor β			
	2016-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Alemania	- 0,015	- 0,059	- 0,088	- 0,234
US	- 0,008	- 0,057	- 0,072	- 0,197
Japón	- 0,003	- 0,067	- 0,049	- 0,140
UK	- 0,001	- 0,010	- 0,014	- 0,029
Promedio	- 0,027	- 0,193	- 0,222	- 0,599

Tabla 3.9: Factor β para cada país por década, en $\frac{\% \cdot W}{MUS\$}$.

Utilizando el factor β para cada período y la proyección del precio de los paneles fotovoltaicos para Chile dado en la figura 3.17, se determina el porcentaje de viviendas en Chile que poseen paneles solares. Se estima que al año 2035 y 2050, Chile posee una potencia de 4,22GW y 7,75GW por autogeneración residencial, respectivamente.

Año	Potencia [GW]	Año	Potencia [GW]
2016	0,014	2035	4,22
2025	1,74	2040	5,34
2030	3,10	2050	7,75

Tabla 3.10: Tabla resumen de potencia por generación distribuida, en GW.

Se utiliza un factor de capacidad de 0,24 para los paneles solares residenciales en ambos escenarios [53]. De acuerdo a esto, la energía para los dos escenarios se muestra en la tabla 3.11.

Año	Esc. Medio	Esc. Acelerado	Año	Esc. Medio	Esc. Acelerado
2015	3	3	2033	384	7927
2016	24	24	2034	405	8397
2017	45	199	2035	426	8868
2018	66	399	2036	447	9338
2019	88	598	2037	469	9808
2020	109	797	2038	490	10278
2021	130	1369	2039	511	10748
2022	151	1941	2040	532	11219
2023	172	2513	2041	553	11726
2024	193	3085	2042	574	12233
2025	215	3657	2043	595	12741
2026	236	4229	2044	617	13248
2027	257	4801	2045	638	13756
2028	278	5373	2046	659	14263
2029	299	5944	2047	680	14770
2030	320	6516	2048	701	15278
2031	342	6987	2049	722	15785
2032	363	7457	2050	744	16293

Tabla 3.11: Energía total generada por generación distribuida, en GWh.

Se considera que la generación distribuida en Chile:

- Abastece la demanda residencial propia y de la red sin almacenamiento. Según esto, se entrega un perfil de potencia residencial creada a partir de la radiación promedio en Santiago [52]. En la figura 3.19 se aprecia el perfil de potencia de una residencia de 4kW generando 23kWh por día en cada residencia según el Escenario Acelerado.

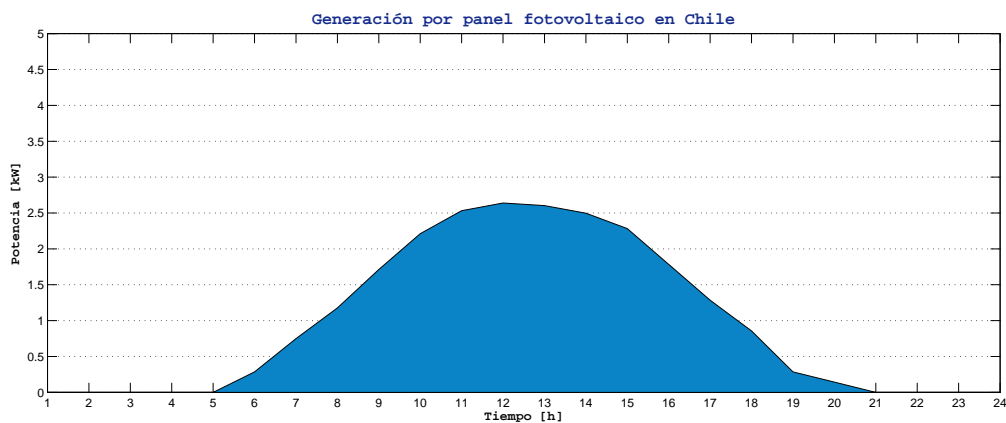


Fig. 3.19: Perfil diario de generación de panel fotovoltaico residencial en Chile al 2050 (Fuente: Elaboración propia con datos de NASA [52].)

De acuerdo a las instalaciones declaradas en Chile actualmente, los paneles fotovoltaicos residenciales y comerciales tienen una distribución regional como se muestra en la figura 3.20, con una

mayoritaria influencia en la región Metropolitana.

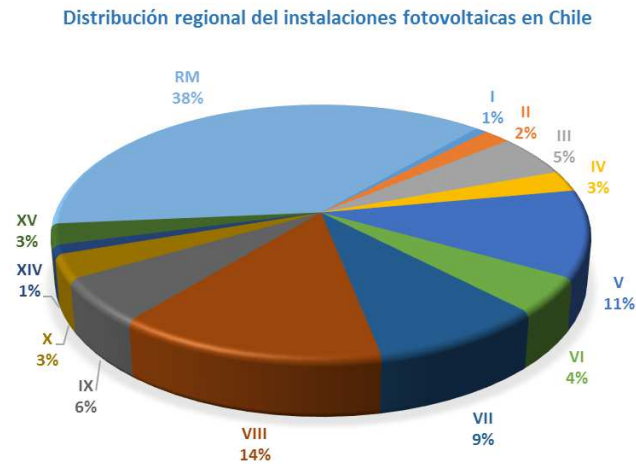


Fig. 3.20: Distribución regional de instalaciones fotovoltaicas declaradas en Chile (Fuente: Elaboración propia con datos de SEC [45]).

La tabla 3.12 muestra la demanda de energía eléctrica por región² al año 2035 y 2050. Se considera que la distribución regional se mantiene constante a través del tiempo.

Región	Escenario Medio		Escenario Acelerado	
	E_{2035}	E_{2050}	E_{2035}	E_{2050}
I	3	6	68	124
II	8	14	169	311
III	23	40	474	871
IV	11	20	237	435
V	47	82	982	1803
VI	20	34	406	746
VII	39	68	812	1492
VIII	60	105	1252	2301
IX	24	43	508	933
X	13	23	271	497
XIV	5	9	102	187
XV	11	20	237	435
RM	161	281	3351	6156

Tabla 3.12: Energía generada por paneles fotovoltaicos por región al 2035 y 2050, en GWh.

De acuerdo a la distribución regional y horaria, se crean distintos perfiles de demanda en las barras del sistema. En la figura 3.21 se ilustra los perfiles de demanda para un día típico al 2050 en algunas barras del sistema para el Escenario Alto de generación distribuida. Se observa que en horarios

²No se considera las regiones XI y XII debido a que no pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional.

diurnos la demanda disminuye en comparación con los horarios nocturnos. Además, se observa que ante la fuerte entrada de generación distribuida en algunas barras la demanda es cercana a cero durante algunas horas en el día. Es más, en la barra Polpaico 220 la demanda es negativa durante algunas horas para un día típico al año 2050 debido a la alta densidad poblacional que existe en la Región Metropolitana.

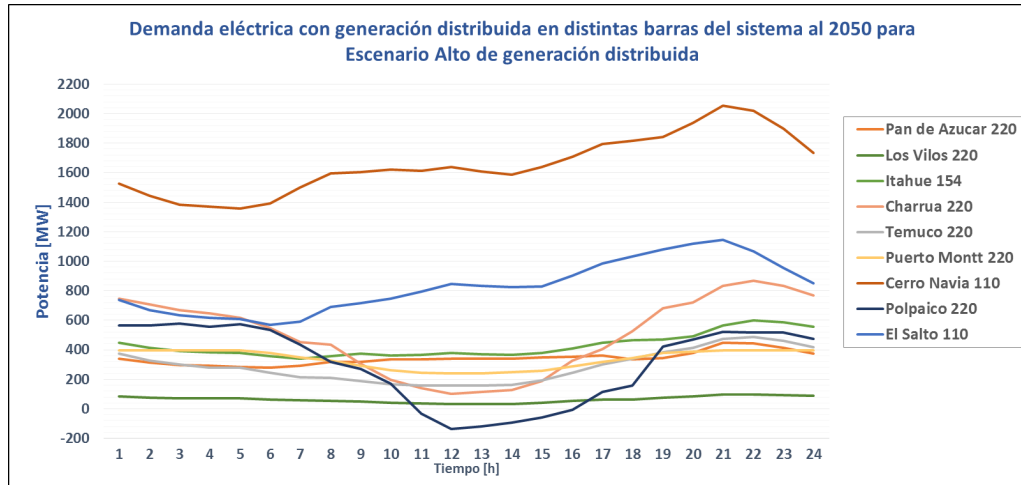


Fig. 3.21: Demanda eléctrica base más generación distribuida en distintas barras del sistema para escenario alto de generación distribuida (Fuente: Elaboración propia).

Por otra parte, en la figura 3.22 se ilustra la distribución de rampas de un día típico en el 2050 producto de la entrada de alta generación distribuida en las distintas barras del sistema eléctrico. Se observa una distribución más homogénea en comparación con la distribución de rampas por electro-movilidad.

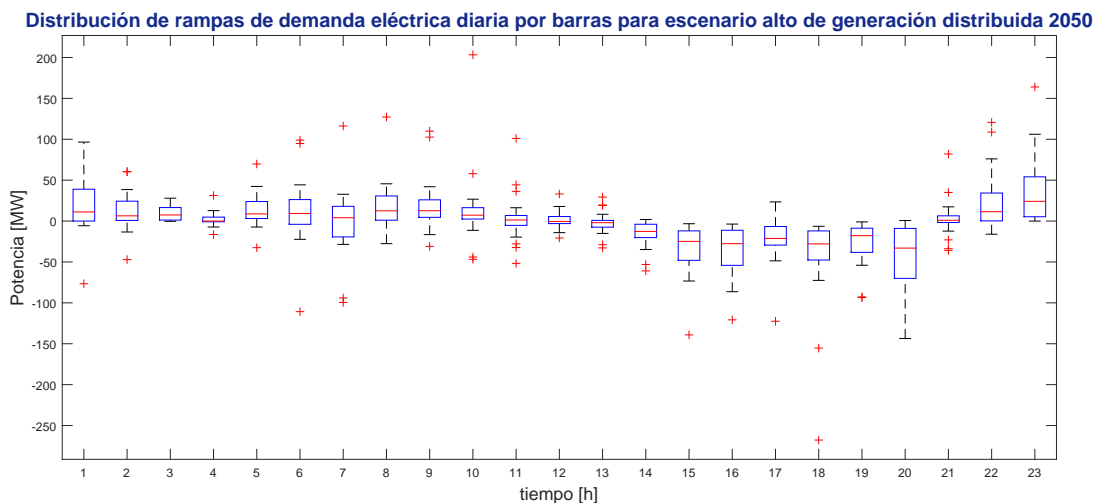


Fig. 3.22: Boxplot de rampas de demanda eléctrica horaria por barras para escenario alto de generación distribuida al año 2050 (Fuente: Elaboración propia).

3.1.3. Escenarios de demanda eléctrica

A partir del escenario base más la suma de la energía debido a electromovilidad (EM) y la resta de energía debido a generación distribuida (GD), se crean 6 escenarios energéticos dados por la ecuación (3.3):

$$E_{T_k} = E_{B_k} + E_{EM_k} - E_{GD_k} \quad (3.3)$$

donde E_{T_k} es la energía total al año k , E_{B_k} es la energía base al año k , E_{EM_k} es la energía por electromovilidad al año k y E_{GD_k} es la energía por generación distribuida al año k .

Los 6 escenarios energéticos, diferenciados con siglas, siendo la primera la penetración de electromovilidad y la segunda la penetración de generación distribuida (ver diagrama 3.23), son :

1. **Escenario BM:** Escenario Bajo de desarrollo de electromovilidad y Escenario Medio de generación distribuida.
2. **Escenario BA:** Escenario Bajo de desarrollo de electromovilidad y Escenario Acelerado de generación distribuida.
3. **Escenario MM:** Escenario Moderado de desarrollo de electromovilidad y Escenario Medio de generación distribuida.
4. **Escenario MA:** Escenario Moderado de desarrollo de electromovilidad y Escenario Acelerado de generación distribuida.
5. **Escenario AM:** Escenario Acelerado de desarrollo de electromovilidad y Escenario Medio de generación distribuida.
6. **Escenario AA:** Escenario Acelerado de desarrollo de electromovilidad y Escenario Acelerado de generación distribuida.

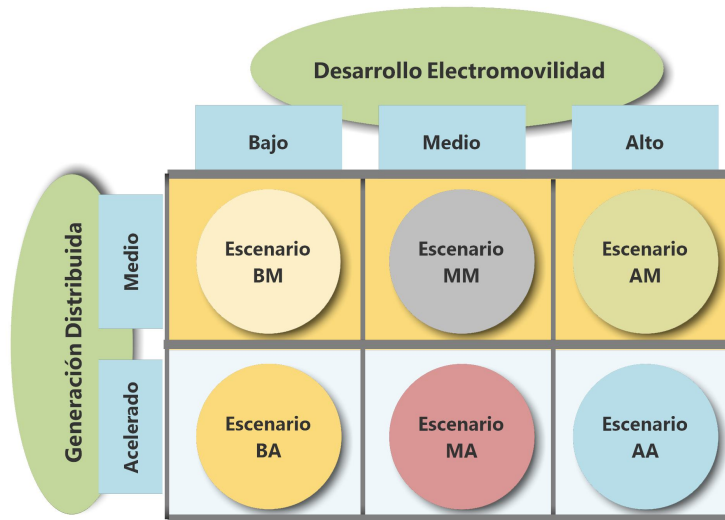


Fig. 3.23: Diagrama de escenarios de demanda con electromovilidad y generación distribuida.

La figura 3.24 ilustra la demanda de energía neta³ al año 2050 para los distintos escenarios energéticos. Se visualiza que la diferencia de energía se acrecienta durante los últimos años, llegando a ser de aproximadamente 60TWh al 2050 entre el Escenario AM y el Escenario BA.

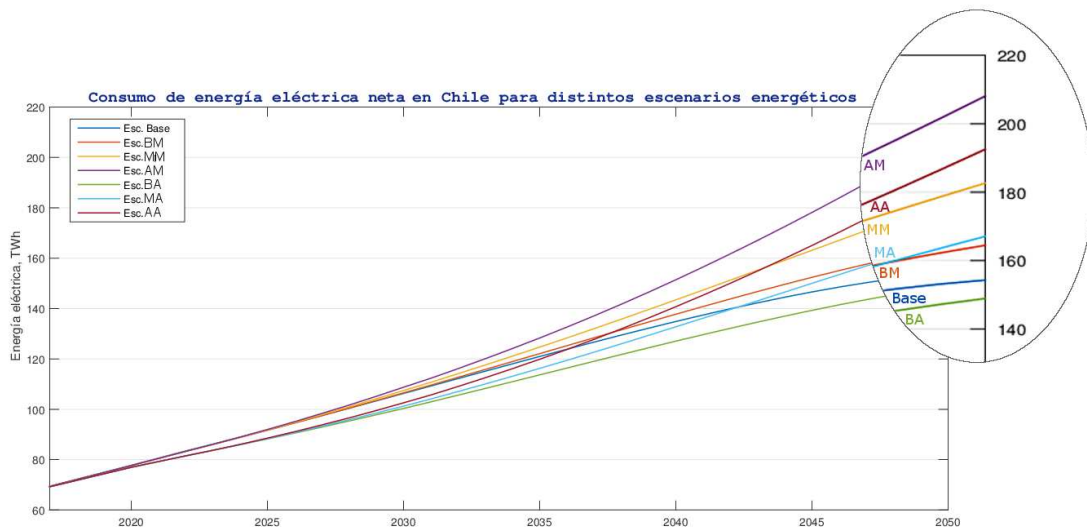


Fig. 3.24: Demanda neta de energía eléctrica para distintos escenarios energéticos (Fuente: Elaboración propia).

Las figuras 3.25- 3.30 muestran a través de un gráfico de área la distribución de energía eléctrica en todos los escenarios. Se observa que en el Escenario MA la energía por autos eléctricos y generación

³Se entiende por demanda eléctrica neta como la demanda base más la demanda por electromovilidad y menos el desarrollo de generación distribuida.

distribuida es semejante y, por tanto, al restarse las dos tecnologías hacen que la energía en el Escenario MA sea similar a la energía eléctrica del Escenario Base, como se ilustró en la figura 3.24. Además, se observa que la energía aportada por generación distribuida en los escenarios medios de aquella es casi nula, siendo ampliamente superada por electromovilidad o consumo base. Sin embargo, a pesar de que la generación distribuida en escenarios medios puede no afectar a nivel de energía, en algunas barras el efecto a nivel de potencia (perfil de demanda) sí puede llegar a ser relevante, debido a que la concentración en barras con alta generación distribuida afectan el perfil de potencia horario neto, como se observa más adelante en la figura 3.31.

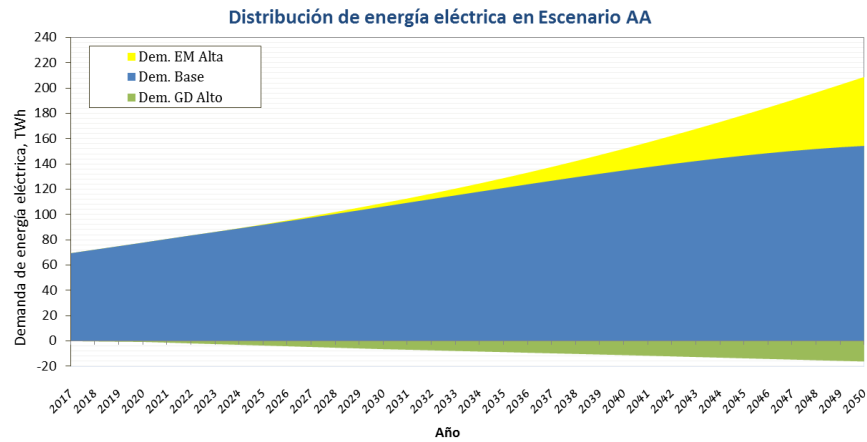


Fig. 3.25: Distribución de energía eléctrica en escenario AA (Fuente: Elaboración propia).

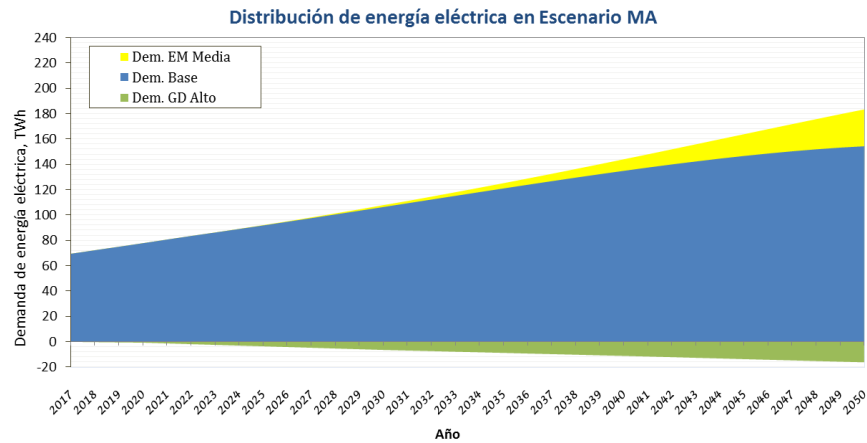


Fig. 3.26: Distribución de energía eléctrica en escenario MA (Fuente: Elaboración propia).

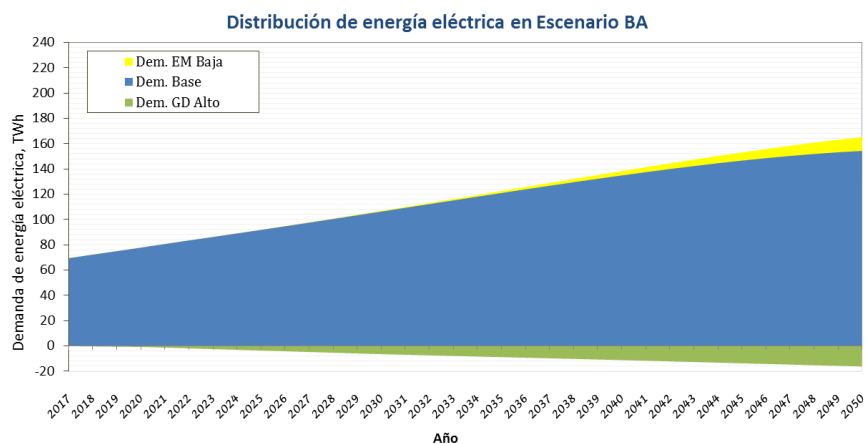


Fig. 3.27: *Distribución de energía eléctrica en escenario BA (Fuente: Elaboración propia).*

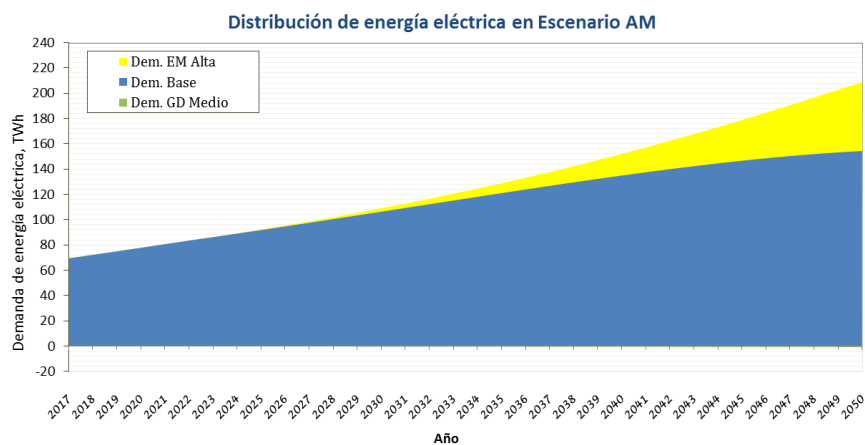


Fig. 3.28: *Distribución de energía eléctrica en escenario AM (Fuente: Elaboración propia).*

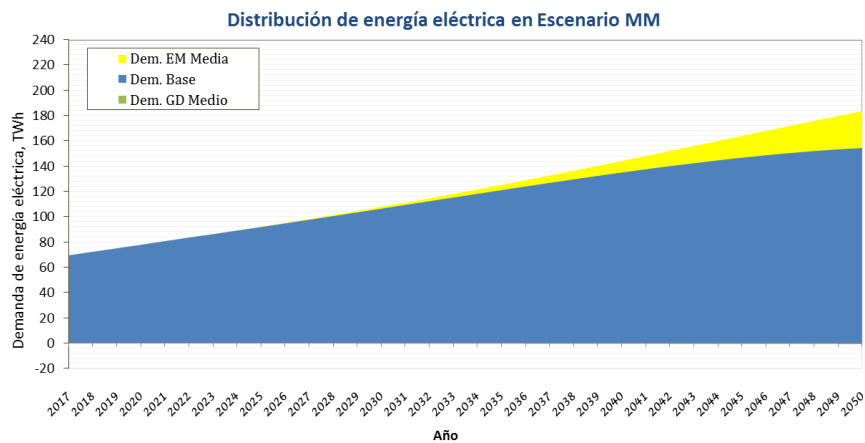


Fig. 3.29: *Distribución de energía eléctrica en escenario MM (Fuente: Elaboración propia).*

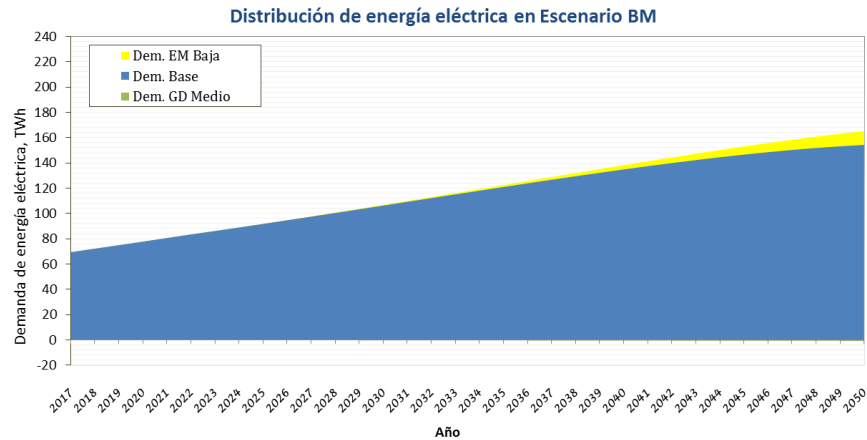
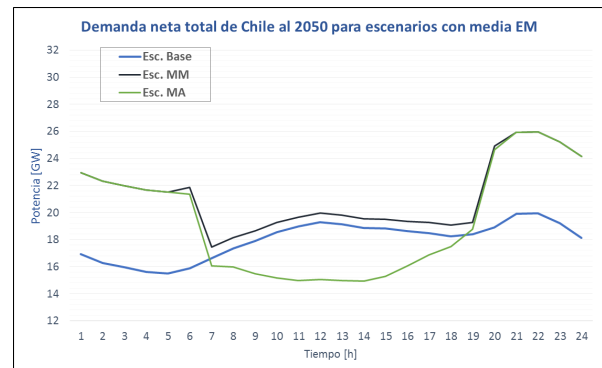
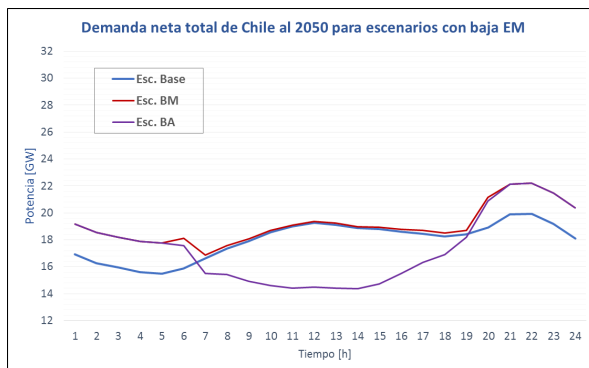
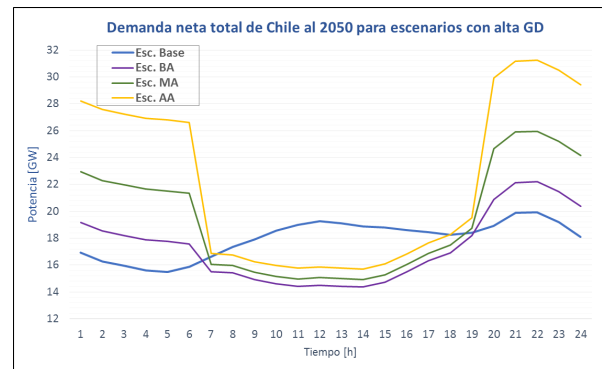
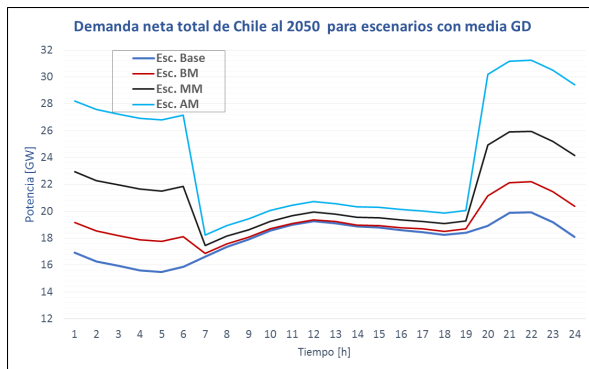


Fig. 3.30: Distribución de energía eléctrica en escenario BM (Fuente: Elaboración propia).

Sin embargo, esta similitud en la energía no es reflejada en la potencia consumida diaria. Debido a que las dos tecnologías son opuestas en el horario de consumo/generación, el perfil de potencia actual se ve modificado (autos eléctricos se cargan principalmente en la noche y paneles fotovoltaicos generan durante el día). Las figuras 3.31 ilustran el cambio en el perfil de potencia para el año 2050⁴ para los distintos escenarios con un claro aumento en los *peaks* nocturnos y una disminución considerable de potencia en el horario diurno para los escenarios con alta generación distribuida.



⁴Se consideró el día 1 de Octubre del 2035 y 2050, los cuales fueron escalados con los valores de energía en Escenario Base a partir del perfil de potencia del mismo día en el año 2016 .

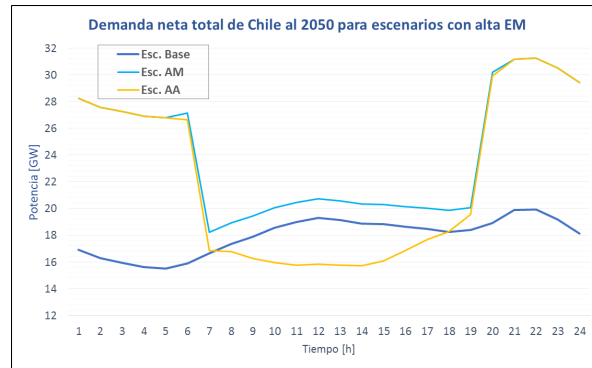


Fig. 3.31: Perfil de demanda de Chile al año 2050 bajo distintos escenarios (Fuente: Elaboración propia).

Para visualizar de mejor manera las demandas máximas y mínimas de los distintos escenarios, en la figura 3.32 se muestra un gráfico boxplot para una representación de la demanda diaria neta al año 2050. Se observa que para los escenarios que la penetración de electromovilidad y generación distribuida es menor, entonces los escenarios tienen una distribución mucho más homogénea. Por otra parte, se puede observar que para el escenario con alta electromovilidad y alta generación distribuida, la distribución es mucho mayor.

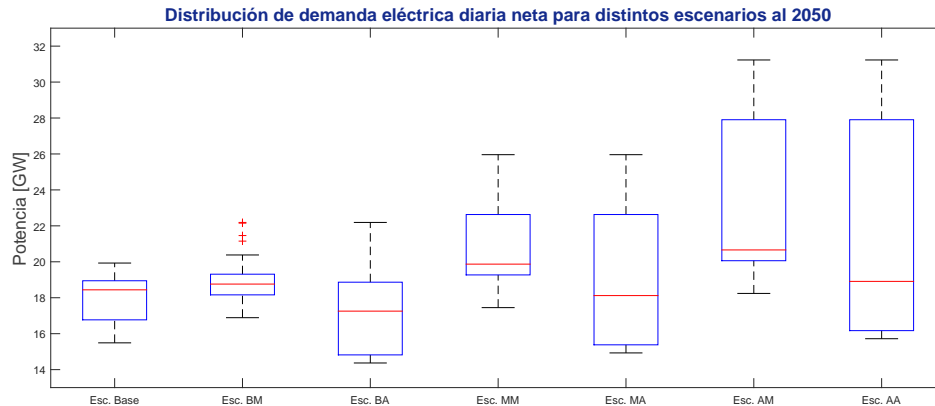


Fig. 3.32: Boxplot de demanda eléctrica diaria neta para distintos escenarios al año 2050 (Fuente: Elaboración propia).

Sin embargo, la diferencia entre escenarios para el año 2035 no es tan pronunciada como en el año 2050. Como se observó en la figura 3.24 la diferencia considerable entre un escenario y otro comienza en el 2035 consolidándose en el año 2050 con grandes cambios. En la figura 3.33 se puede observar los distintos perfiles de potencia (este gráfico posee la misma escala que los gráficos del 2050 en las figuras 3.31 para una correcta comparación).

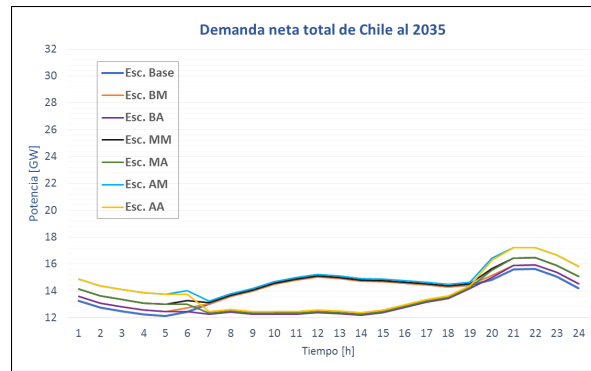


Fig. 3.33: Demanda total de Chile para el año 2035 bajo diferentes escenarios

Las figuras 3.34 muestran los distintos perfiles de potencia al año 2035. Se observa que durante las 6 primeras horas del día el aumento por autos eléctricos es considerable, pero sin superar los valores de potencia de la tarde del Escenario Base. Al igual que en el año 2050 la demanda por electromovilidad se hace relevante principalmente por el mayor *peak* que se ocasiona durante las primeras horas de la noche.

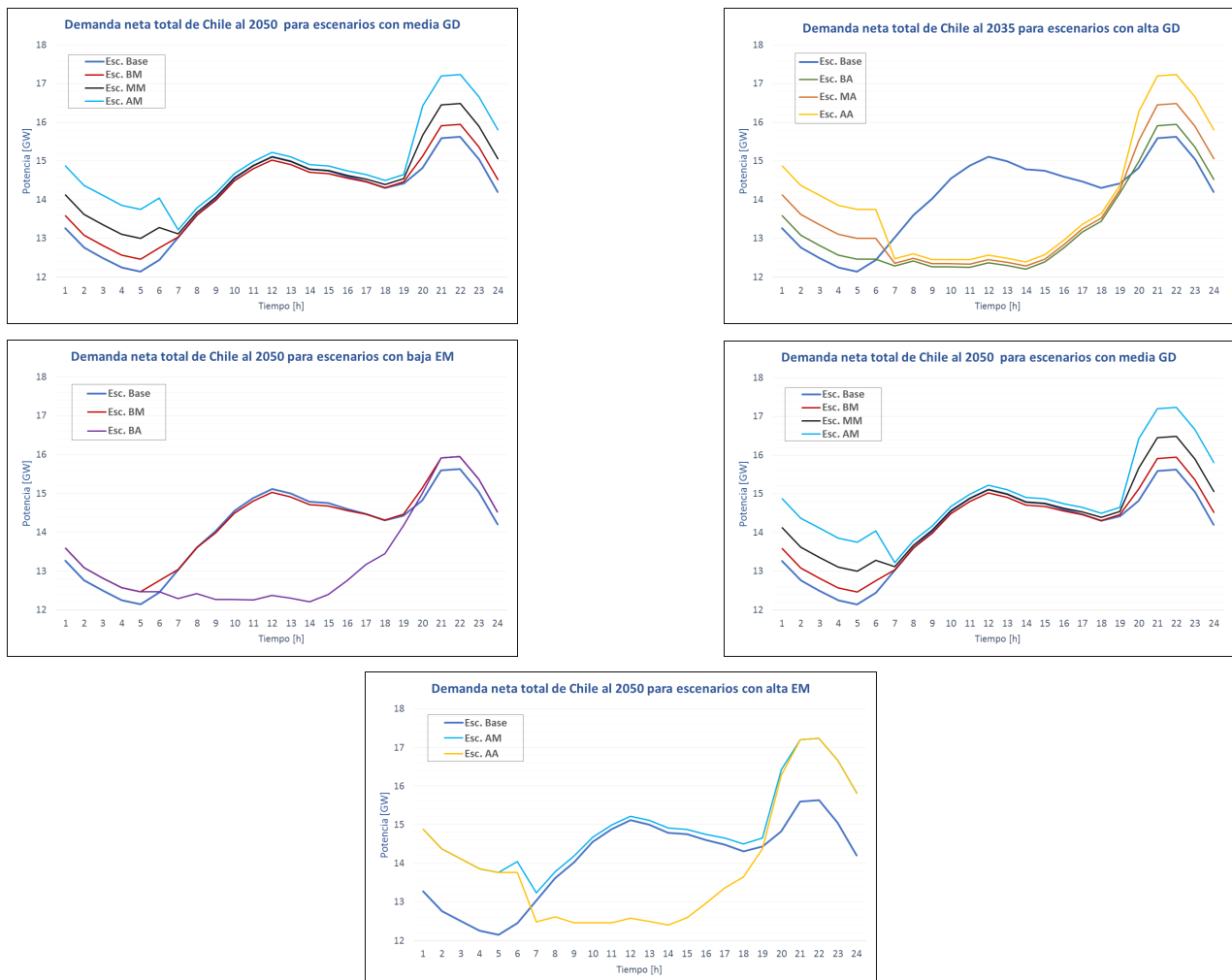


Fig. 3.34: Perfil de demanda de Chile al año 2035 bajo distintos escenarios (Fuente: Elaboración propia).

Finalmente, la tabla 3.13 muestra los parámetros más relevantes a nivel de energía y potencia al año 2035 y 2050⁵. Se observa que para los escenarios con alta electromovilidad las rampas de subida y bajada son considerablemente mayores que para los escenarios con baja electromovilidad. De la misma manera, para el Escenario AA se obtiene un factor $\frac{D_{max}}{D_{min}}$ mucho mayor que para los otros escenarios, repercutiendo claramente en aspectos técnicos como reservas y almacenamientos.

Año	Escenarios	$D_{neta_{anual}}$	$D_{neta_{max}}$	$Rampa_{max_{up}}$	$Rampa_{max_{down}}$	$\frac{D_{max}}{D_{min}}$
		[TWh]	[GW]	[MW/min]	[MW/min]	
2050	Base	154.3	19.9	16.4	18.0	1.29
	BM	164.5	22.2	40.6	20.4	1.31
	BA	148.9	22.2	45.0	34.7	1.54
	MM	182.6	26.0	94.0	73.8	1.49
	MA	167.1	26.0	98.4	88.1	1.74
	AM	208.1	31.2	168.8	148.5	1.71
	AA	192.5	31.2	173.2	162.8	1.99
2035	Base	121.0	15.6	12.8	14.1	1.29
	BM	122.1	16.0	13.0	14.1	1.28
	BA	113.7	16.0	15.3	14.1	1.31
	MM	124.7	16.5	18.8	14.1	1.27
	MA	116.2	16.5	21.2	14.1	1.34
	AM	128.3	17.2	29.5	14.1	1.30
	AA	119.9	17.2	31.9	21.3	1.39

Tabla 3.13: Tabla resumen de demanda anual, demanda máxima, rampas y $\frac{D_{max}}{D_{min}}$ de los distintos escenarios al año 2035 y 2050 (Fuente: Elaboración propia).

⁵ $D_{neta_{anual}}$:demanda neta anual de energía eléctrica; $D_{neta_{max}}$:demanda neta máxima de potencia; $Rampa_{max_{up}}$:rampa máxima de subida; $Rampa_{max_{down}}$:rampa máxima de bajada; $\frac{D_{max}}{D_{min}}$:cociente entre demanda neta máxima de potencia y demanda neta mínima de potencia.

3.2. Modelación del sistema interconectado chileno

Al obtener los distintos escenarios de demanda, entonces resta obtener el sistema eléctrico nacional modelado en PLEXOS para realizar la simulación de la planificación a largo plazo. En esta sección se modela el sistema integrando variables de decisión como líneas, transformadores, centrales de generación y almacenamiento de energía.

3.2.1. Descripción del sistema eléctrico utilizado

El modelo base utilizado para representar el sistema interconectado chileno fue obtenido a partir de la base de modelación PLEXOS 2017 del Plan del Coordinador [54]. Esta representación cuenta con 206 barras (ver Anexo C.1), 320 líneas de transmisión (ver Anexo C.2) y 578 centrales de generación⁶. Además, se consideran ya instaladas todas las obras en construcción debido a que el estudio proyecta la operación al año 2035 y 2050.

Para complementar el estudio se agregaron datos de toma de subida y bajada en MW/min y mínimos técnicos para distintas centrales obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional [55].

De acuerdo a las metas de la “Política Energética 2050” que consideran una reducción de las emisiones de carbono sumado a las restricciones sociales a las centrales de carbón, no se consideran como variables de decisión la construcción de centrales a base de carbón en el plan de expansión de este estudio.

Con respecto a los precios de combustible, se consideró para el año 2035 la proyección realizada por el Coordinador. Para el año 2050, se realizó un ajuste lineal considerando la proyección desde el año 2017 al 2035.

Finalmente, se complementa la modelación bajo los siguientes supuestos y consideraciones determinados en el Plan del Coordinador [54]:

- *Perfil ERNC*: Las unidades ERNC se modelan mediante un perfil horario de generación según época del año. Una vez determinado el perfil se procede a “reordenar” dicho perfil de generación de tal manera que la generación del parque sea coincidente horariamente con los bloques de demanda del sistema.
- *Pérdidas de las líneas y transformadores*: El sistema de transmisión es modelado con pérdidas con una aproximación lineal para las líneas sobre 220kV.
- *Número de series hidrológicas*: Información histórica desde 1960 a la fecha.
- *Costo de falla de larga duración (CFLD)*: Se considera el CFLD definido en la NTSyCS vigente.

⁶Para visualizar generación instalada ver base de datos de Plexos y archivos .csv del Coordinador en [54] donde se especifican las características técnicas utilizadas de cada central.

3.2.2. Demanda eléctrica

Se considera la demanda eléctrica con pasos de 1 hora obteniendo así 8760 bloques por barra para cada año. La demanda total se agrupa a 76 barras del sistema. Esta demanda fue obtenida a partir de la base de modelación Plexos 2017 del Plan del Coordinador [54] y escalada con respecto a la demanda energética determinada en el Escenario Base de la sección 3.1.1.

Con respecto a la demanda eléctrica de electromovilidad y generación distribuida se asignaron de la siguiente manera:

- *Temporalmente:* La demanda de vehículos eléctricos se asigna en un 85 % desde 20:00 hrs. a 06:00 hrs. y un 15 % desde 06:00 hrs. a 20:00 hrs. como se desarrolló en la sección 3.1.2.1. La demanda de generación distribuida se asigna de acuerdo al perfil de generación dado por la figura 3.19 en la sección 3.1.2.2.
- *Espacialmente:* La demanda de autos eléctricos y generación distribuida se asigna respectivamente de acuerdo a las figuras 3.12 y 3.20 de la sección 3.1.1, las cuales muestran la distribución regional actual en Chile para electromovilidad y generación distribuida. De acuerdo a esto, se seleccionan las barras representativas por región y se le asignan el porcentaje de demanda a cada barra. Las barras seleccionadas están dadas en la tabla 3.14.

Nombre	Tensión [kV]	Región
Agua Santa	110	V
Alto Jahuel	110	VI
Ancoa	220	VII
Antofagasta	110	II
Arica	110	XIV
Calama	110	II
Cardones	220	III
Cerro Navia	110	RM
Charrúa	220	VIII
Chena	110	RM
Cóndores	220	I
El Salto	110	RM
Itahue	154	VII
Las Vegas	110	V
Los Vilos	220	IV
Maitencillo	220	III
Pan de Azúcar	220	IV
Polpaico	220	RM
Pozo Almonte	110	I
Puerto Montt	220	X
Quillota	110	V
Temuco	220	IX
Valdivia	220	XV

Tabla 3.14: Barras de asignación a la demanda de electromovilidad y generación distribuida.

3.2.3. Modelación de las tecnologías de almacenamiento de energía

La modelación de las distintas tecnologías de almacenamiento se realiza tanto con la caracterización de aquellas como la proyección de costos de inversión y operación. Se modelan 4 tipos de tecnologías (centrales de bombeo (PHES), almacenamiento por aire comprimido (CAES), BESS Li-ion y BESS NaS) con distintas características de energía, potencia, tiempos de descarga, tiempos de respuesta, vida útil y costos de inversión y operación.

Debido a un amplio rango de los valores de las distintas características se escogieron aquellas que vuelvan singulares un tipo de tecnología en especial, por ejemplo, la batería de Li-ion es un almacenamiento con rápidos tiempos de respuesta pero con reducido almacenamiento de energía. Por otra parte, el PHES posee un alto almacenamiento de energía con altos tiempos de descarga. De acuerdo a esto y a partir de diversas fuentes [8] [11], se seleccionaron las características principales descritas en la tabla 3.15⁷⁸.

Tipo	Eficiencia	P_{max}	Capacidad	$t_{descarga}$	Min SoC	$t_{response}$	Max Units Built
	%	MW	MWh	min	%		
PHES	78	200	2000	600	25	2 min	5
CAES	65	100	600	360	33.3	10 min	5
BESS Li-ion	88	20	10	30	25	1 ms	5
BESS NaS	85	35	105	180	57	3 ms	5

Tabla 3.15: Características de modelación de las distintas variables de decisión de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de [8] y [11])

En la actualidad, los distintos tipos de almacenamientos de energía poseen rangos amplios de valores de inversión dependiendo de las características de cada tipo de almacenamiento. De acuerdo a esto, estimaciones de valores son difíciles de realizar y acotar, más aún si estas estimaciones son realizadas a más de 30 años. Una visión empírica con proyectos actuales ayuda a obtener valores reales para un tipo específico con características particulares de almacenamiento⁹.

Existen diversas fuentes que proyectan valores de inversión para los almacenamientos de energía al 2030, todos coincidentes en una disminución considerable en tecnologías de baterías [56] [57] [9] [58] [59]. Por otra parte, se considera que el PHES es una tecnología madura la cual tendrá costos de inversión constantes en el tiempo. Como supuesto se tiene que la disminución de BESS desde el 2035 al 2050 es de un 20% de su valor referencial. La tabla 3.16 muestra los valores proyectados al 2050. Estos costos son considerados valores promedios dentro del amplio rango de estimación.

⁷Min SoC: Mínimo estado de carga representado en porcentaje de la potencia máxima.

⁸Max Units Built: Máximas unidades a construir por nodo.

⁹Se obtuvieron características y costos de proyectos de almacenamiento de energía realizados en el mundo a través de la página Web: <http://www.energystorageexchange.org/>

Tipo	Año	CAPEX	OPEX fixed	OPEX variable	Vida útil
		US\$/kW	US\$/kW	US\$/MWh	Años
PHES	2016	1100	4	7	55
	2035	1100	4	7	55
	2050	1100	4	7	55
CAES	2016	1100	27	0	35
	2035	1000	19	0	35
	2050	1000	19	0	35
Li-ion	2016	2600	9	2	12,5
	2035	1000	9	2	12,5
	2050	800	9	2	12,5
NaS	2016	4000	32	0	12,5
	2035	900	32	0	12,5
	2050	720	32	0	12,5

Tabla 3.16: Proyección de costos de las distintas tecnologías de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de [56], [57], [9], [58] y [59]).

Para complementar el modelo, se agregaron 4 baterías instaladas en el sistema interconectado con las características dadas en la tabla 3.17. Las características fueron asignadas con los valores de la tabla 3.15 y datos de potencia máxima y tiempos de descarga de cada BESS [60] [61] .

Batería	Nodo	P_{max}	Capacidad	$t_{descarga}$	Min SoC	$t_{response}$
		MW	MWh	min	%	ms
Li-ion Andes	Andes 220	12	4	20	25	1
Li-ion Angamos	Angamos 220	20	6.67	20	25	1
Li-ion Atacama	Encuentro 220	12	4	20	25	1
Li-ion Cochrane	Cochrane 220	20	6.67	20	25	1

Tabla 3.17: BESS representadas en el modelo del sistema eléctrico chileno (Fuente: Elaboración propia con datos de [60] y [61]).

3.2.4. Modelación de las tecnologías de generación

3.2.4.1. Proyección de precios de generación

Los costos de inversión de las distintas tecnologías de generación se basaron en la proyección de costos referenciales realizada por el Ministerio de Energía [15]. Existen tecnologías que se espera una alta disminución en los costos de inversión como son algunas centrales no convencionales. Por otra parte, las tecnologías convencionales se espera que no exista una evolución en los costos de inversión actuales. Las tecnologías de generación evaluadas en el 2035 y 2050 son: solar fotovoltaica, solar de concentración de potencia (CSP), eólica, geotermia, hidroelectricidad, ciclo combinado en base a gas

natural (GNL) y diésel.

Solar fotovoltaica

Se proyecta al 2050 una disminución de un 50 % de su valor aproximado actual de 1200[US\$/kW]. Los costos de inversión corresponden a la instalación de una planta solar fotovoltaica con módulos con un eje de rotación. La tabla 3.18 muestra los valores de inversión al año 2035 y 2050.

Solar de concentración de potencia (CSP)

Se proyecta que los costos de inversión de CSP disminuyen notablemente los próximos 15 años, disminuyendo un 55 % de su valor actual en aproximadamente 9000[US\$/kW]. A partir del 2030 se espera que el valor de inversión no disminuya considerablemente. La tabla 3.18 muestra los valores de inversión al año 2035 y 2050.

Eólica

Se proyecta que los costos de inversión de la generación eólica no tenga una disminución considerable en el tiempo sino que su mejora tecnológica se vea reflejada en un aumento del factor de planta. De acuerdo a esto, los valores proyectados no se diferencian considerablemente con el valor actual de aproximadamente 1800[US\$/kW]. La tabla 3.18 muestra los valores de inversión al año 2035 y 2050.

Geotermia

Se proyecta que el valor de inversión de la generación geotérmica no tendrá una disminución tan significativa al valor aproximado actual de 6000[US\$/kW]. La tabla 3.18 muestra los valores de inversión al año 2035 y 2050.

Hidroelectricidad

En el plan de expansión candidato se consideraron centrales hidroeléctricas de pasada. Las centrales hidroeléctricas, al ser una tecnología madura, no se considera una disminución en sus costos en el tiempo. De acuerdo al precio referencial se considera un valor constante de 3250[US\$/kW] [15]. La tabla 3.18 muestra los valores de inversión al año 2035 y 2050.

Térmicas: GNL y diésel

Al igual que la hidroelectricidad, las tecnologías térmicas se consideran tecnologías maduras y por tanto, sin una evolución en el tiempo. Para centrales de gas natural fue considerado un costo de 1150[US\$/kW] y para las centrales diésel de 800[US\$/kW] [15]. La tabla 3.18 muestra los valores de inversión al año 2035 y 2050.

Tecnología	V.I. [$\frac{US\$}{kW}$]	
	2035	2050
Solar PV	800	600
CSP	4000	3500
Eólica	1700	1600
Geotermia	5500	5000
Hidro	3250	3250
GNL	1150	1150
Diésel	800	800

Tabla 3.18: Valores de inversión de las distintas tecnologías al 2035 y 2050 (Fuente: Ministerio de Energía [15]).

3.2.4.2. Vida útil de las tecnologías de generación

La vida útil de las tecnologías de generación son las consideradas en el Plan del Coordinador [54]. La tabla 3.19 muestra los valores utilizados.

Tecnología	Vida útil [años]
Solar	25
CSP	25
Eólica	25
Geotermia	40
Hidro	40
GNL	30
Diésel	40

Tabla 3.19: Vida útil de las distintas tecnologías de generación (Fuente: Ministerio de Energía [15]).

3.2.5. Variables candidatas de expansión del sistema interconectado

Para la selección de las variables candidatas de transmisión, almacenamiento y generación se realizó una simulación a corto plazo con un horizonte de 1 semana utilizando la demanda del Escenario Base en el año 2035 y 2050, evidenciando los siguientes factores:

- *Líneas con mayor congestión:* Sobre 70% de cargabilidad en promedio son consideradas candidatas de expansión.
- *Nodos con alta generación y alta demanda:* Son considerados nodos de conexión de almacenamiento aquellos nodos con generación variable (eólica y solar principalmente) y demanda variable (nodos con alta variabilidad en la demanda como son los puntos de inyección de generación distribuida y demanda por electromovilidad).

3.2.5.1. Líneas de transmisión

Las líneas y transformadores que sobrepasaron un 70% de cargabilidad en promedio para una simulación de corto plazo se tomaron como variables de decisión en ampliación (ver Anexo D.1). Con respecto a la expansión, se tomaron líneas y transformadores en zonas con alta demanda y generación. Los valores de inversión de las líneas candidatas fueron determinadas a través del estudio realizado por la CNE [62] junto con una estimación del valor [US\$/km/kV] para líneas de ampliación y expansión, respectivamente. Se seleccionaron 60 variables de decisión en el sistema de transmisión.

3.2.5.2. Almacenamiento de energía

Se modelaron 126 candidatos de almacenamiento con las características descritas en la tabla 3.15 los cuales están conectados en distintos nodos del sistema (ver Anexo D.2). En todos aquellos nodos que existan como candidatos centrales solares y eólicas se modelaron también almacenamiento como candidatos para complementar los planes de expansión. Específicamente en total se modelaron: 25 PHES, 28 de CAES, 39 de BESS de Li-ion y 34 de BESS de NaS.

3.2.5.3. Centrales de generación

Las centrales de generación candidatas se ajustan al Plan de Expansión de Generación del Coordinador [54] representando 126 centrales de distintos tipos de tecnologías (ver Anexo D.3). En consecuencia, el plan de generación del Coordinador contempla como candidatos de expansión: 9 centrales de GNL, 4 centrales diésel, 29 centrales hidroeléctricas de pasada, 31 centrales eólicas, 40 centrales solares, 12 centrales geotérmicas y 1 central de CSP.

Al plan original de generación del Coordinador descrito anteriormente, se agregaron 9 centrales de CSP con las mismas características que la central Nueva Crucero Encuentro dado en el modelo original. Estas centrales se agregaron debido a que el Plan del Coordinador contaba con sola una central de CSP y por tanto, el modelo se veía debilitado al no tener alternativas de este tipo. Estas centrales se ubicaron en nodos donde existe potencial para la conexión de dichas centrales (ver figura 3.35).

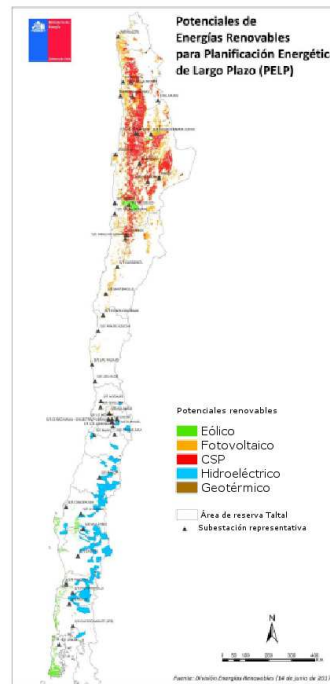


Fig. 3.35: Potenciales de energía renovable en Chile (Fuente: Ministerio de Energía [15]).

Las 9 centrales candidatas de CSP se ubicaron en los nodos dados en la tabla 3.20:

Nodo	Tensión [kV]
Chacaya	220
Collahuasi	220
Domeyko	220
Lagunas	220
Pozo Almonte	220
Cóndores	220
Laberinto	220
Parinacota	220
Tarapacá	220

Tabla 3.20: Nodos asociados a los candidatos de generación de CSP.

Además, se incorporaron como variables de decisión 8 centrales de GNL en nodos de la zona centro del país (ver Anexo D.3) debido a la gran demanda existente en dicha zona. Estas centrales se modelaron con las mismas características que las centrales Candelaria CC y Cardones CC.

Finalmente, con respecto a cambios al Plan del Coordinador, también se retiraron algunas centrales térmicas con antigüedad mayor a 1970 y se pusieron como candidatas de expansión con las mismas características generando así la posibilidad de instalación de las mismas con una nueva infraestructura. Estas centrales son: Laguna Verde, Laguna Verde TG, Renca, TG1, TG2, TGIQ, SUIQ, M1AR y M2AR.

3.2.6. Contrastes generales con Planificación Energética de Largo Plazo 2017 (PELP)

En esta sección se revisa las semejanzas y diferencias generales que se aprecian con respecto a la Planificación Energética de Largo Plazo creado por el Ministerio de Energía [15].

- Para la proyección de la demanda base, el Ministerio de Energía crea tres escenarios (alto, medio y bajo). La proyección de la demanda base esperada por este estudio se ubica entre el escenario alto y bajo de la PELP y muy cercano en los valores del escenario medio. Sin embargo, en la PELP no se aprecia una saturación de la curva de demanda de energía en los últimos años como sí se observa en este estudio (tendencia lineal clara en la PELP).
- Con respecto a la electromovilidad, en la PELP se crea un escenario del 40% de entrada de vehículos eléctricos al año 2050 coincidiendo con el Escenario Medio de este estudio. Observando los dos escenarios se aprecia una clara similitud entre ellos, ya que en la PELP se proyectan 5.600.000 autos eléctricos al año 2050 y en este estudio se proyectan 5.800.000 autos eléctricos al mismo año.
- Con respecto a la generación distribuida, en los dos estudios se considera mediante sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, este estudio considera una entrada más fuerte de generación distribuida que en la PELP siendo los dos escenarios más altos a nivel de energía autogenerada.
- Con respecto a la proyección de costos de inversión en generación, este estudio se basa en los precios proyectados por la PELP. Sin embargo, los costos de inversión en almacenamiento de energía fueron considerados a partir de otras fuentes con valores más optimistas, en especial para sistemas de baterías los cuales se espera una gran disminución en los costos de inversión.

3.2.7. Simulación

Las distintas simulaciones se realizaron en el programa computacional de expansión de sistemas eléctricos PLEXOS versión 6.400 (ver Anexo B). Con respecto al horizonte y plan de largo plazo:

- Se evaluaron los años 2035 y 2050 con intervalos de 1 hora considerando una cronología completa.
- Se consideró una cronología *Sampled* para visualizar correctamente los requerimientos de energía y potencia, en especial el almacenamiento y restricciones intertemporales de generación (ver Anexo B.2).
- Se consideró un método de resolución determinístico con transmisión nodal y soluciones enteras (excepto generación eólica y solar).
- El *Solver* utilizado fue el Xpress-24 Núcleos con un *gap* relativo de 1%.
- Se utilizó un computador PCSIM-SEP-01, Intel Core i7, 3.20GHz, 24GB de memoria RAM.

Finalmente, con respecto a la evaluación de las inversiones se consideró una tasa de descuento de un 10% a perpetuidad (ver Anexo B.3).

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presentan los resultados de expansión de la transmisión, almacenamiento de energía y generación para los distintos escenarios energéticos. Primeramente, se analizan los resultados para cada escenario de forma individual al año 2050. Además, en segunda etapa se realiza un análisis comparativo de estos 7 escenarios. Asimismo, para el año 2035 se realiza la comparación entre los escenarios ilustrando zonas de expansión, capacidades de instalación y generación anual de las distintas tecnologías. Por otra parte, se realizan distintos análisis de sensibilidad al Escenario AM-2050 ajustando el modelo a dos situaciones que pueden afectar el plan actual. Finalmente, comparando los escenarios y situaciones de sensibilidad, se sugieren distintas alternativas en el desarrollo del sistema eléctrico de Chile.

Nota: En Anexo E se encuentran los resultados específicos de costos de inversión, función objetivo y planes de obras de cada escenario al 2050.

4.1. Planes óptimos de expansión 2050

Escenario Base

Los resultados para el escenario en el cual la penetración de electromovilidad y generación distribuida es nula, muestran que el plan óptimo de generación se basa principalmente en la inversión de centrales solares fotovoltaicas (ver figura 4.2). Por otra parte, la inversión en almacenamiento de energía es considerable superando los 2.500MW de capacidad a instalar (ver figura 4.3). Debido a la alta inversión en la tecnología solar fotovoltaica, entonces las tecnologías CAES y PHES de almacenamiento complementan dicha inversión en las centrales solares, la cual se produce principalmente en la región de Antofagasta, como lo ilustra la figura 4.1.

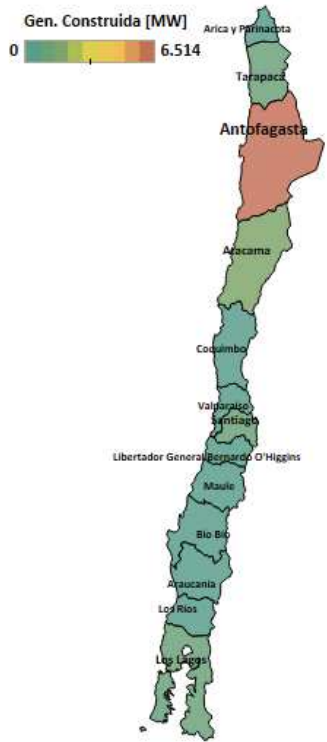


Fig. 4.1: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario Base año 2050.

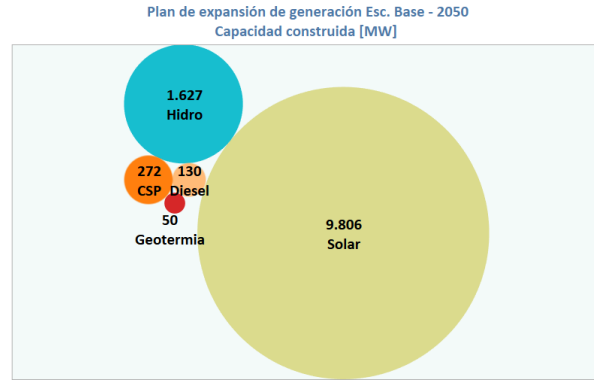


Fig. 4.2: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario Base año 2050.

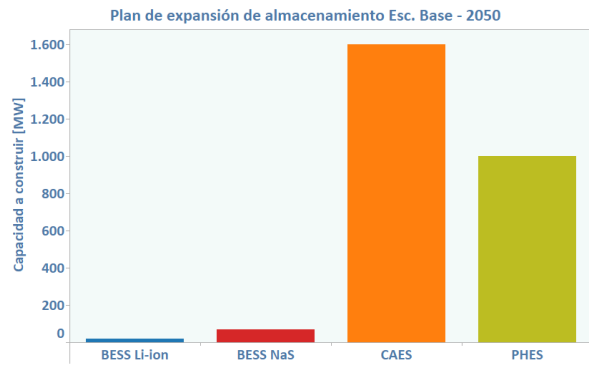


Fig. 4.3: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario Base año 2050.

Asimismo, la inversión en transmisión se debe realizar principalmente en las regiones de Antofagasta, Metropolitana y Maule, como se observa en la figura 4.4, para complementar el plan de generación solar e hidroelectricidad del norte y sur del país, respectivamente.

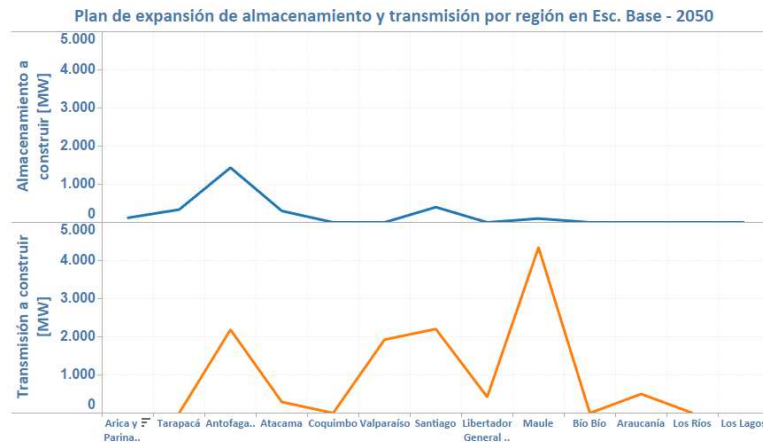


Fig. 4.4: Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario Base año 2050.

Escenario AA

Este escenario con alto desarrollo de electromovilidad y generación distribuida necesita un plan de generación mucho más robusto que el Escenario Base. Las tecnologías predominantes en inversión siguen siendo solar e hidroelectricidad, pero sumado a una inversión de GNL a zonas con alta demanda: Alto Jahuel y Cerro Navia–Lo Aguirre. Como se puede observar en la figura 4.6 también se suman como alternativas la generación CSP y eólica. Como se observa en la figura 4.5, las regiones de Antofagasta y Atacama son las principales zonas de unidades a construir debido a la fuerte penetración de energía solar.

Asimismo, debido a los altos cambios en el perfil de potencia diario de la demanda eléctrica y la fuerte entrada de energía solar fotovoltaica, es necesario contar con un alto almacenamiento de energía de aproximadamente 11.000MW de capacidad, como lo ilustra la figura 4.8, para principalmente las regiones Metropolitana (altos cambios en el perfil de demanda) y de Antofagasta (alta entrada de generación solar).

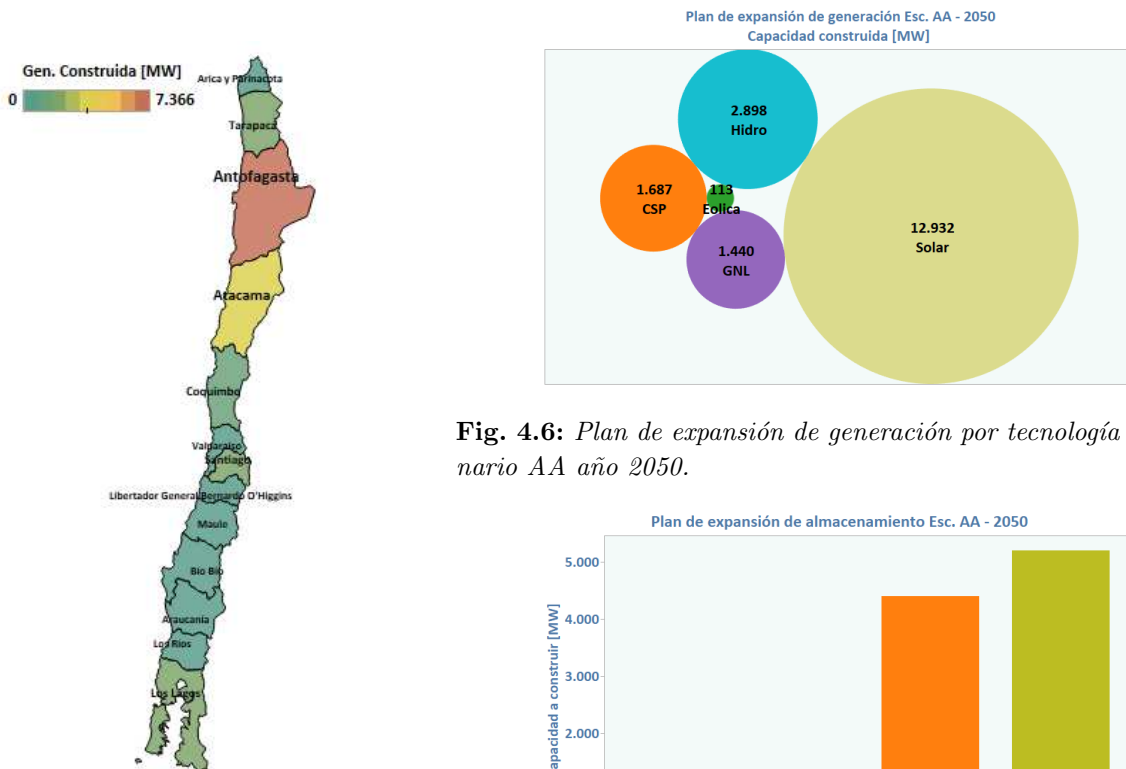


Fig. 4.5: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AA año 2050.

Fig. 4.6: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AA año 2050.

Fig. 4.7: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AA año 2050.

Con respecto a la transmisión, el plan de expansión se centra principalmente en la zona centro-sur del país; al contrario del almacenamiento de energía que tiene un plan zonal concentrado principalmente en la región Metropolitana y Antofagasta (ver figura 4.8).

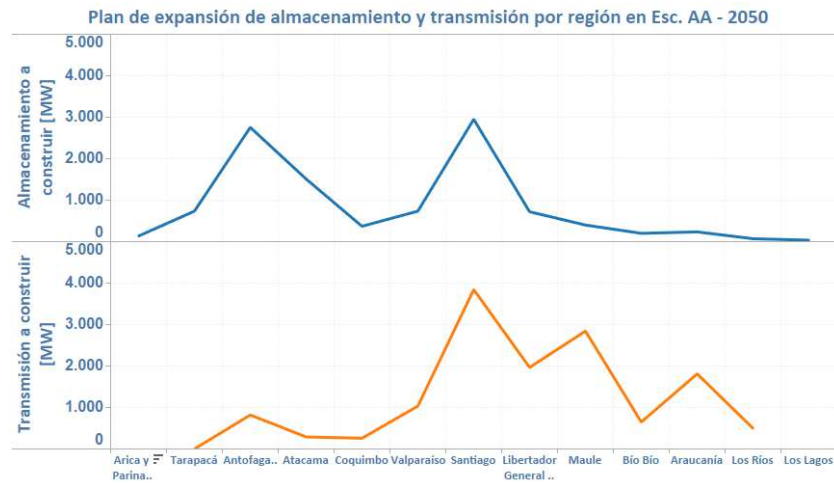


Fig. 4.8: Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario AA año 2050.

Escenario AM

El escenario con una alta entrada de electromovilidad y una penetración media de generación distribuida muestra una inversión elevada en generación (ver figura 4.10) superando al Escenario AA debido a que no existe el alto aporte de generación distribuida. De la misma manera que el Escenario AA, las regiones predominantes en inversión de generación son la región Antofagasta y Atacama, como se observa en la figura 4.9, debido a la entrada de 14.776MW de generación solar fotovoltaica. Asimismo, las tecnologías de hidroelectricidad, CSP, GNL y geotermia se suman a la alta entrada de generación solar.

Debido a los fuertes cambios en el perfil de demanda y la fuerte entrada de generación solar, también es necesario una fuerte inversión en almacenamiento para lograr suministrar principalmente energía en el horario nocturno. Como se muestra en la figura 4.11, la principal alternativa de almacenamiento es del tipo CAES y PHES.



Fig. 4.9: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AM año 2050.

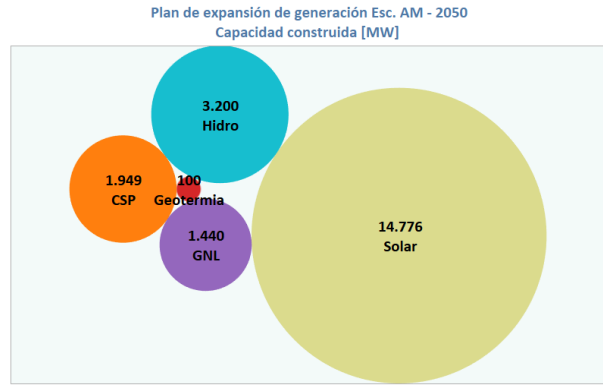


Fig. 4.10: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AM año 2050.

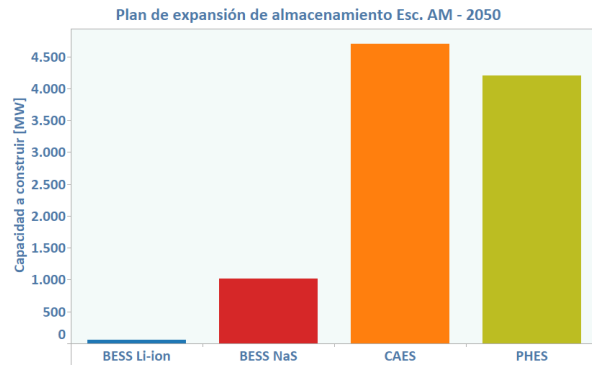


Fig. 4.11: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM año 2050.

La figura 4.12 muestra el plan de expansión de almacenamiento y transmisión por región. Se puede apreciar una alta inversión en transmisión en las regiones Metropolitana y Maule. Con respecto al almacenamiento, nuevamente las regiones de alta inversión son la región de Antofagasta y Metropolitana.

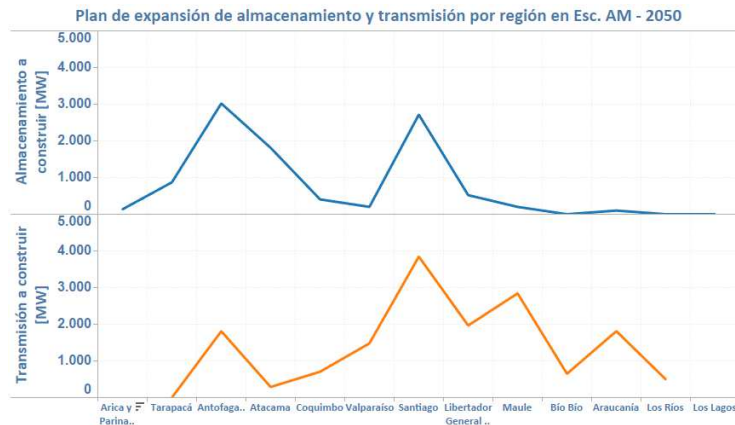


Fig. 4.12: Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario AM año 2050.

Escenario MA

Este escenario con penetración media de electromovilidad y acelerada en generación distribuida, disminuye en generación y almacenamiento comparados con los escenarios con alta penetración de electromovilidad. Se aprecia de la figura 4.14 que las tecnologías de inversión en generación son solar, hidroelectricidad y CSP. Por otra parte, las tecnologías de almacenamiento siguen siendo necesarias dentro del plan de expansión, como se observa en la figura 4.15, debido a los cambios en el perfil de demanda aún existentes y la gran entrada de generación solar.



Fig. 4.13: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario MA año 2050.

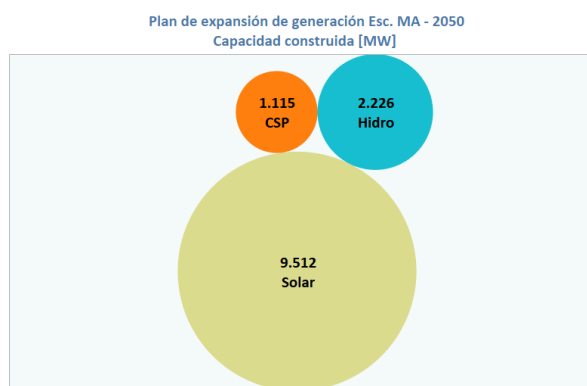


Fig. 4.14: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario MA año 2050.

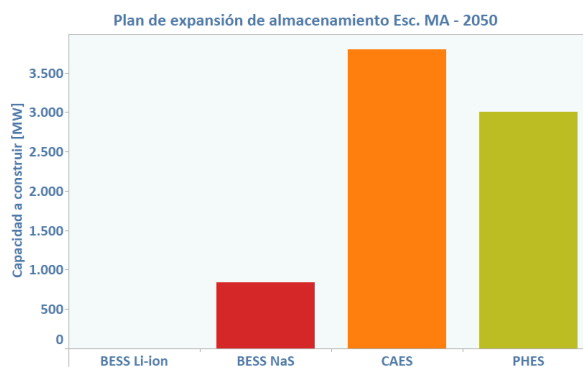


Fig. 4.15: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario MA año 2050.

Como se observa en las figuras 4.13 y 4.16 las alternativas de expansión de generación se centran principalmente en la región Antofagasta, mientras que la transmisión se distribuye principalmente en 4 regiones del país (región del Maule muestra la mayor inversión en transmisión). A su vez, el almacenamiento de energía se concentra, al igual que en los otros escenarios, en la región de Antofagasta y Metropolitana principalmente.

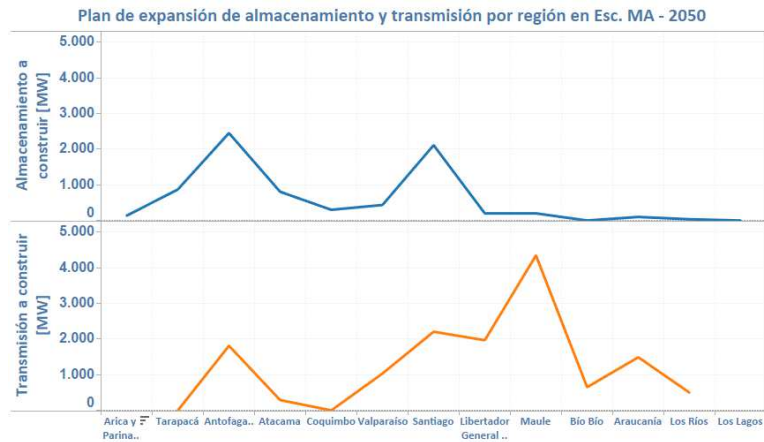


Fig. 4.16: Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario MA año 2050.

Escenario MM

Este escenario con penetración media de electromovilidad y generación distribuida muestra un plan de generación y almacenamiento esperable con respecto al Escenario MA. Es decir, a nivel de generación es necesaria una mayor inversión debido a que no existe el alto aporte de generación distribuida que compense la demanda en horarios diurnos; y a nivel de almacenamiento, es necesario una menor inversión debido a que no existen grandes cambios en el perfil de potencia diario de la demanda (ver figuras 4.18 y 4.19). El mapa del plan de expansión de generación se muestra en la figura 4.17 mostrando nuevamente una alta inversión en la región de Antofagasta y Atacama.



Fig. 4.17: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario MM año 2050.

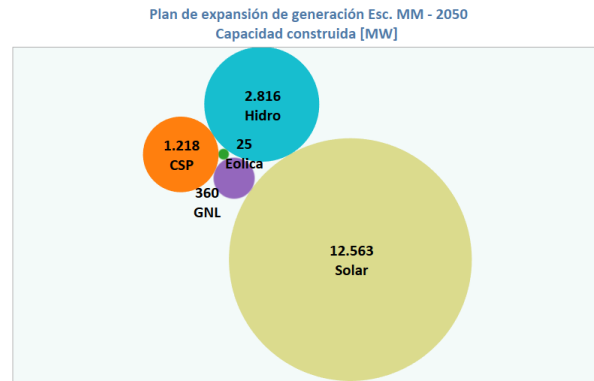


Fig. 4.18: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario MM año 2050.



Fig. 4.19: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario MM año 2050.

Debido a que la generación solar aumenta y los cambios en el perfil de demanda disminuyen con respecto al Escenario MA, se observa de la figura 4.20 que el almacenamiento de energía aumenta en la región de Antofagasta y disminuye en la región Metropolitana. Es decir, se observa que existe una fuerte relación del almacenamiento de energía en zonas con altos cambios en el perfil de demanda (región Metropolitana debido a fuerte entrada de vehículos eléctricos) y en zonas con alta generación solar como la región de Antofagasta. Con respecto a la transmisión, se aprecia una alta inversión (comparable con el escenario AM) principalmente en la región Metropolitana, como se ilustra en la figura 4.20.

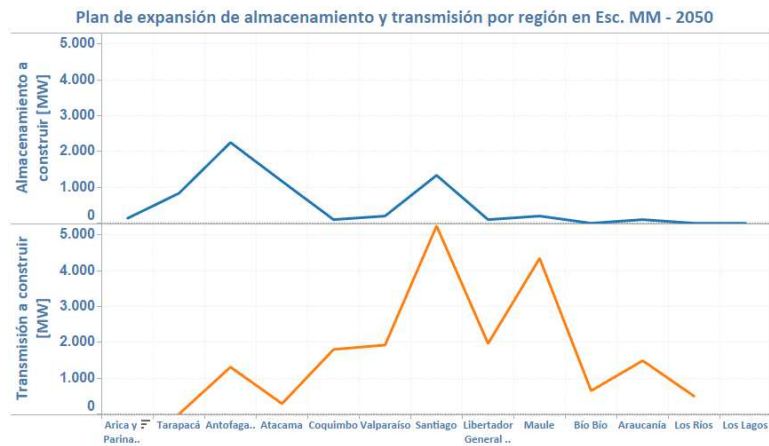


Fig. 4.20: Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario MM año 2050.

Escenario BA

El escenario con bajo desarrollo de electromovilidad y alta penetración en generación distribuida muestra un plan de generación muy parecido al Escenario Base. Se aprecia en la figura 4.22 que debido a la disminución de electromovilidad con respecto a los escenarios altos y medios, la generación se basa principalmente en solar fotovoltaica e hidroelectricidad, llegando a valores muy similares al Escenario Base. Esta inversión nuevamente es realizada en las regiones de Antofagasta y Los Lagos, como se observa en la figura 4.21, debido a la generación solar e hidroelectricidad, respectivamente.

Con respecto al almacenamiento, cada vez disminuye más hasta llegar al Escenario Base debido a que la generación solar a instalar disminuye y los cambios en el perfil de demanda no son tan pronunciados como los escenarios altos y medios de electromovilidad. La tecnología predominante es la CAES, como se observa en la figura 4.23, al igual que en la mayoría de los escenarios energéticos, pero en este caso con un alto aporte de la tecnología BESS NaS.



Fig. 4.21: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario BA año 2050.

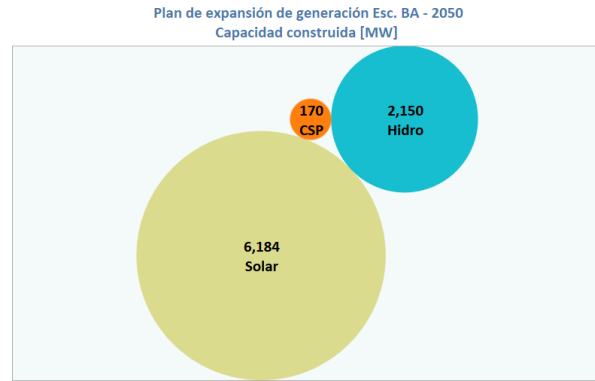


Fig. 4.22: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario BA año 2050.

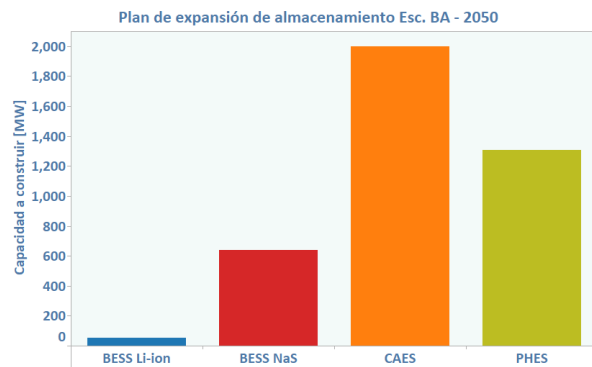


Fig. 4.23: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario BA año 2050.

Con respecto a la transmisión, se aprecia en la figura 4.24 que la inversión se produce principalmente en cuatro regiones del país: Antofagasta, Metropolitana, Maule y Araucanía. Por otra parte, el almacenamiento de energía debe ubicarse en la región de Antofagasta y Metropolitana, al igual que en los otros escenarios energéticos.

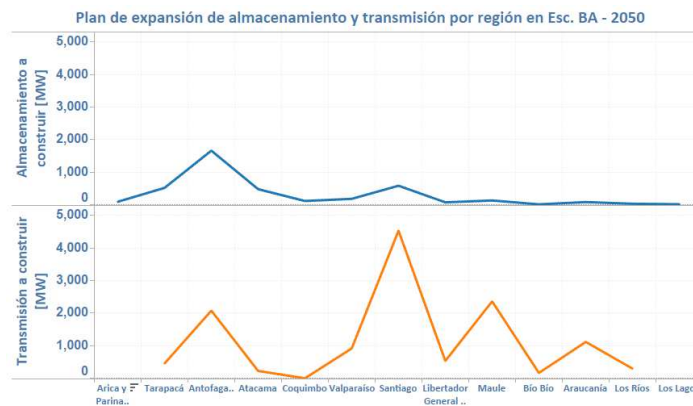


Fig. 4.24: Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario BA año 2050.

Escenario BM

Este escenario es el más parecido al Escenario Base debido a la baja diferencia de energía y perfil de potencia entre ambos. Los planes óptimos de expansión no se diferencian mayormente en la generación aumentando solo en aproximadamente 800MW de instalación. Asimismo, las tecnologías predominantes y las zonas de inversión no varían al Escenario Base, como se observa en la figura 4.26 y 4.25, respectivamente. Con respecto al almacenamiento, se observa en la figura 4.27, que las tecnologías predominantes a nivel de potencia siguen siendo la CAES y PHES.

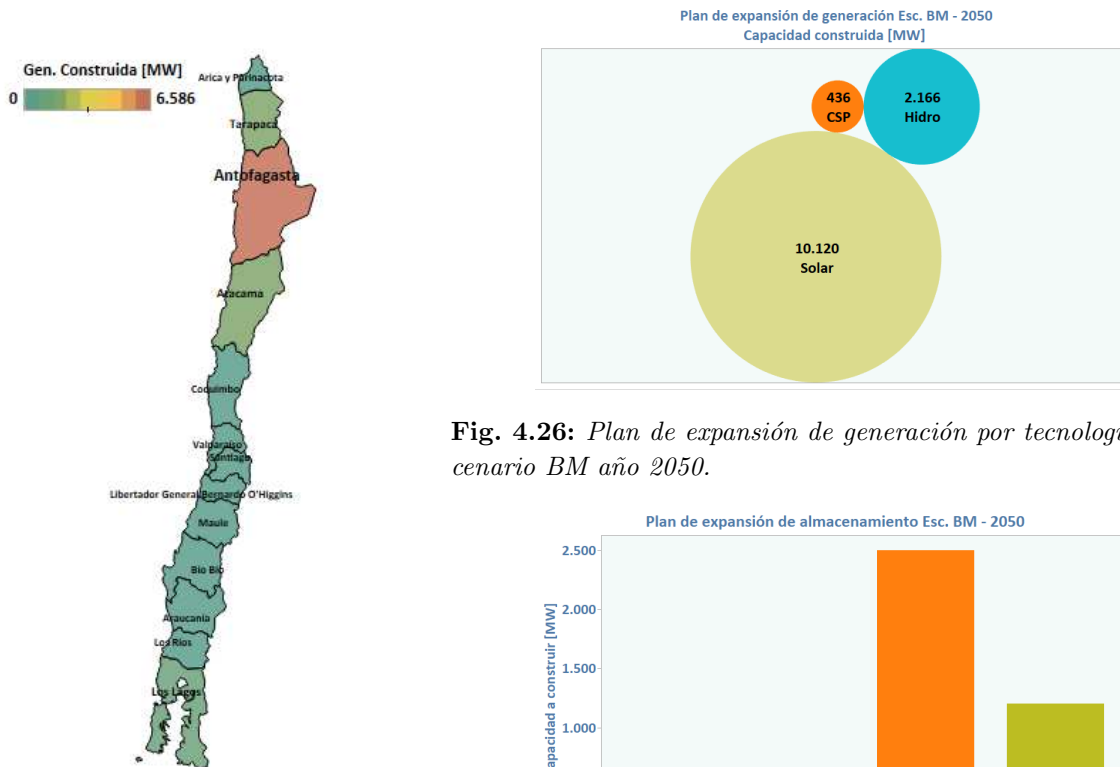


Fig. 4.25: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario BM año 2050.

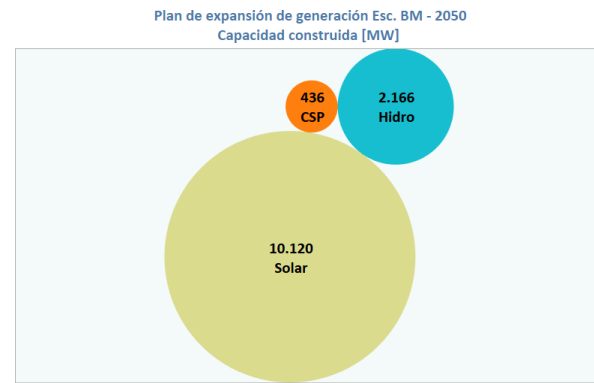


Fig. 4.26: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario BM año 2050.

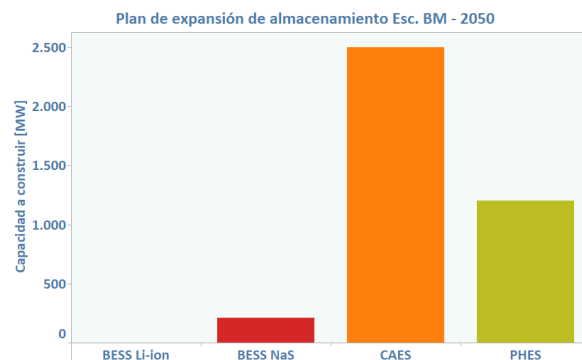


Fig. 4.27: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario BM año 2050.

Debido a que la generación distribuida es de penetración mediana, el plan de transmisión debe ser mayor a nivel de capacidad que el Escenario BA, pero predominantes en las mismas regiones. Asimismo, el plan de almacenamiento no varía con respecto a la localización de la inversión (ver figura 4.28).

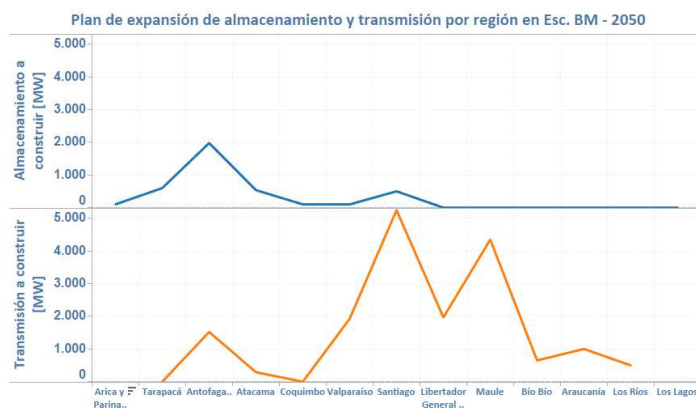


Fig. 4.28: Plan de expansión de almacenamiento y transmisión en Escenario BM año 2050.

4.2. Análisis comparativo de escenarios 2050

Para contrastar los distintos escenarios se debe realizar una diferenciación entre transmisión, generación y almacenamiento abordando de forma conjunta y de forma separada sus diferentes características y planes a largo plazo. La figura 4.29 muestra colectivamente las tres alternativas de expansión, ilustrando las capacidades óptimas en cada escenario. Se puede apreciar que la transmisión necesita una expansión más amplia y homogénea a nivel de capacidad que la generación y el almacenamiento en la mayoría de los escenarios. Sin embargo, en los Escenarios AA y AM la inversión en generación sobrepasa los 20.000MW de capacidad a construir al año 2050, ubicándose como la alternativa de mayor expansión en el sistema. Por otra parte, el almacenamiento de energía aporta gran potencia de instalación en la mayoría de los escenarios. A nivel de capacidad, el almacenamiento se ubica solo por debajo de la generación solar. Por ejemplo, en el Escenario AA la capacidad a construir de solamente PHES es de 5.200MW, superando claramente a la segunda tecnología en generación como es la hidroelectricidad con aproximadamente 3.000MW de capacidad a construir.

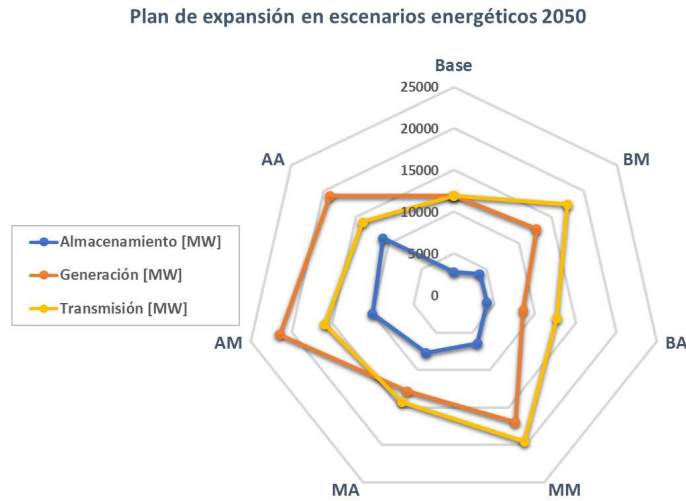


Fig. 4.29: Capacidad a construir en los planes de expansión de los distintos escenarios al año 2050

Con respecto a la generación, la tecnología predominante en todos los escenarios es la generación solar. Este plan se complementa con alternativas de hidroelectricidad y CSP. Además, se observa un aporte de generación GNL localizada en puntos donde existe alta demanda por electromovilidad como es la región Metropolitana. Asimismo, en escenarios donde el desarrollo de la electromovilidad no es alto, el plan de generación no necesita de aporte termoeléctrico para lograr abastecer esta demanda. En la figura 4.30 se puede apreciar que mientras mayor sea la entrada por autos eléctricos, mayor será la capacidad a construir en generación, y de igual forma, mientras mayor sea la entrada de generación distribuida, menor es el plan de expansión necesario en generación.

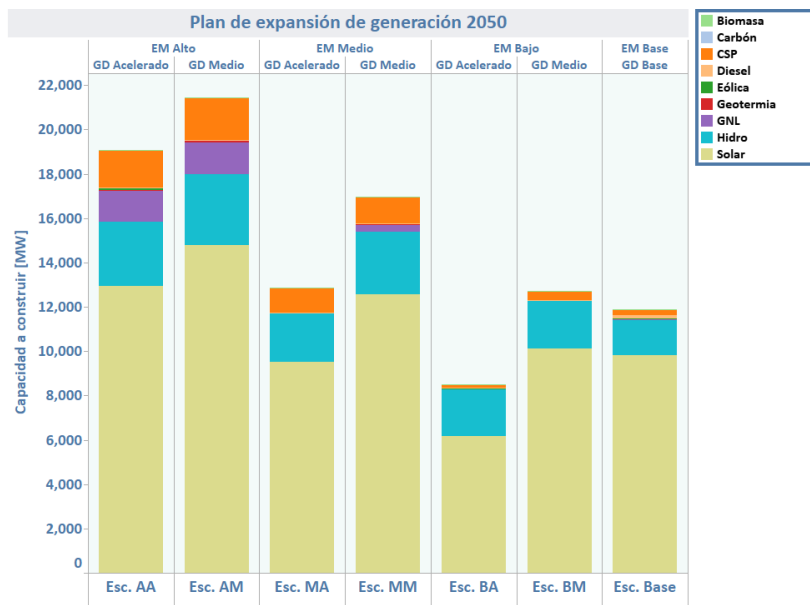


Fig. 4.30: Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de generación en los distintos escenarios al año 2050

Con respecto a la capacidad instalada al año 2050, se aprecia en la figura 4.31 que la generación solar es la tecnología con mayor potencia instalada en Chile, superando a la hidroelectricidad. Sin embargo, con respecto a la generación anual entregada por cada tecnología, la hidroelectricidad es la principal fuente de generación base a nivel nacional, como se puede observar en la figura 4.32. Además, en la figura 4.31 se puede apreciar que la capacidad instalada de tecnologías térmicas decae fuertemente pasando a dominar las tecnologías renovables. En el Escenario MM, por ejemplo, la capacidad térmica instalada alcanza solo el 32 %, mientras que la capacidad instalada de centrales ERNC alcanza un 46 %, superando ampliamente el 18 % de capacidad instalada actual.

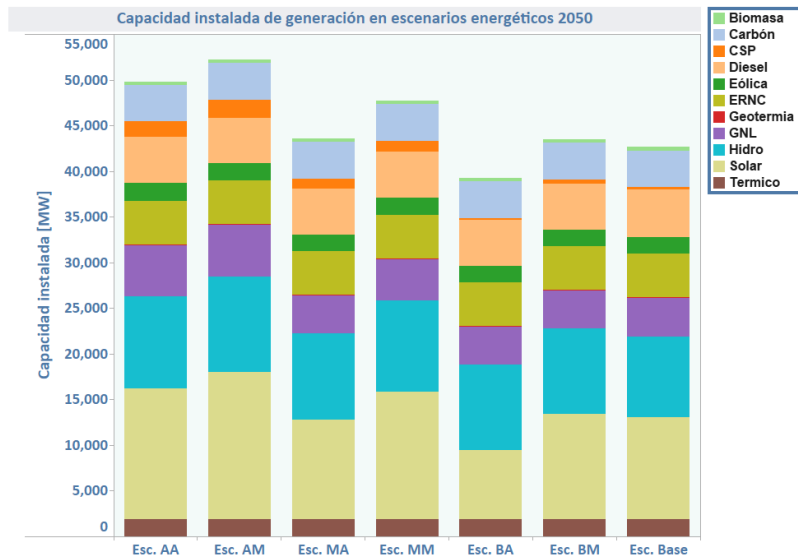


Fig. 4.31: Capacidad instalada por tecnología en los distintos escenarios al año 2050

Lo anterior es aun superior si se visualiza la generación anual en el año 2050, dado en la figura 4.32, donde la generación térmica disminuye notablemente con respecto al panorama actual (producción de energía por termoelectricidad es de aproximadamente un 55 % de la energía eléctrica total generada [14]). Por ejemplo, para el Escenario AA (con la mayor generación térmica anual debido a los rápidos cambios en el perfil de demanda) se observa que solo es necesario un 18 % de generación térmica anual. Es decir, una de las metas fundamentales de la “Política Energética 2050” es lograda superando ampliamente el 70 % de generación renovable al año 2050. Para escenarios como el Base o MM es aún mayor la generación anual renovable, siendo un 85 % en ambos casos.

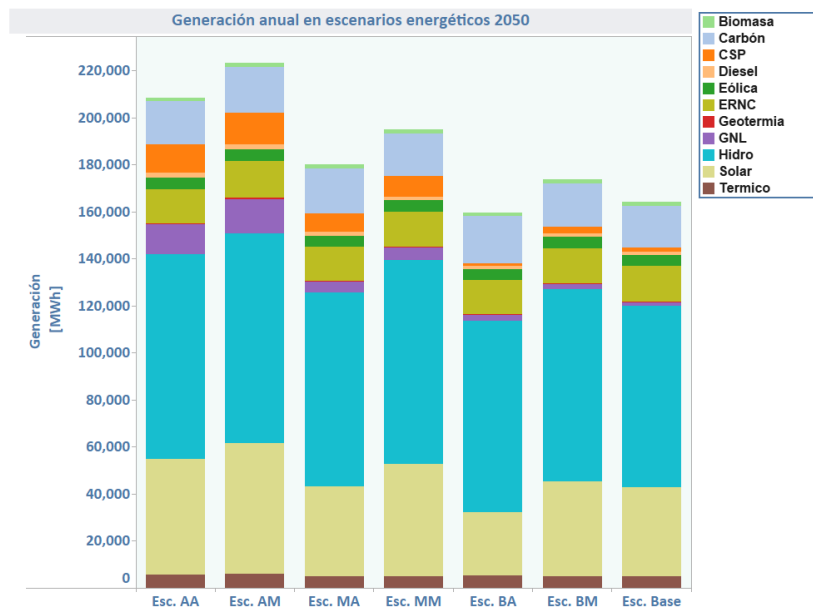


Fig. 4.32: Generación anual por tecnología en los distintos escenarios al año 2050

Para realizar un análisis de la generación horaria por tecnología, se debe observar primeramente la demanda en un escenario energético. En la figura 4.33 se observa la demanda diaria del Escenario AA separada por sistema. Se observa una fuerte disminución de demanda en los horarios diurnos en las barras del SIC y una demanda aproximadamente constante en las barras del SING.

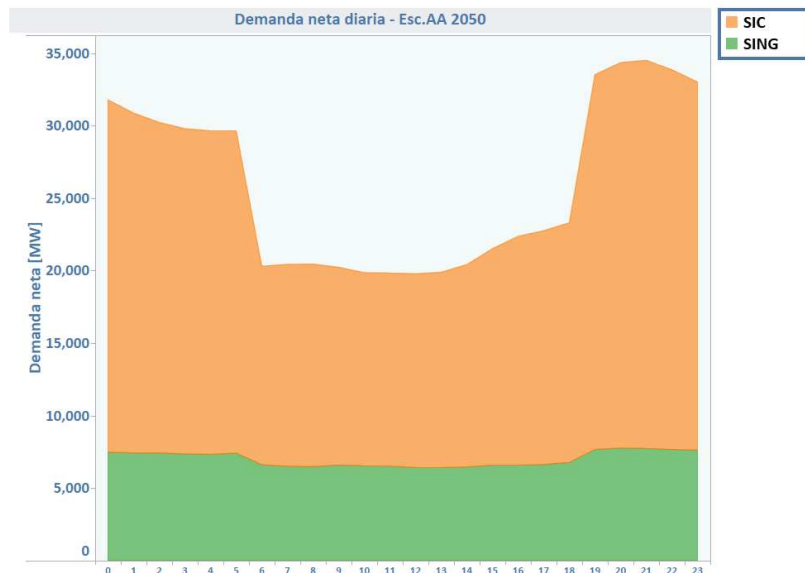


Fig. 4.33: Demanda neta diaria por sistema en Escenario AA – 2050

Para visualizar la generación horaria por cada tecnología de generación se muestra en la figura 4.34 el perfil en un día típico para el Escenario AA. Se observa que la hidroelectricidad es la energía predominante a nivel de potencia aportando la generación base en el perfil horario. Sin embargo, por

otra parte, existe un alto aporte de generación solar durante el día. Debido a esto, el perfil de generación no posee una disminución durante el día como sí se observa en la demanda mostrada anteriormente en la figura 4.33. Es decir, los perfiles de demanda y generación son contrapuestos sobre todo en el horario diurno.

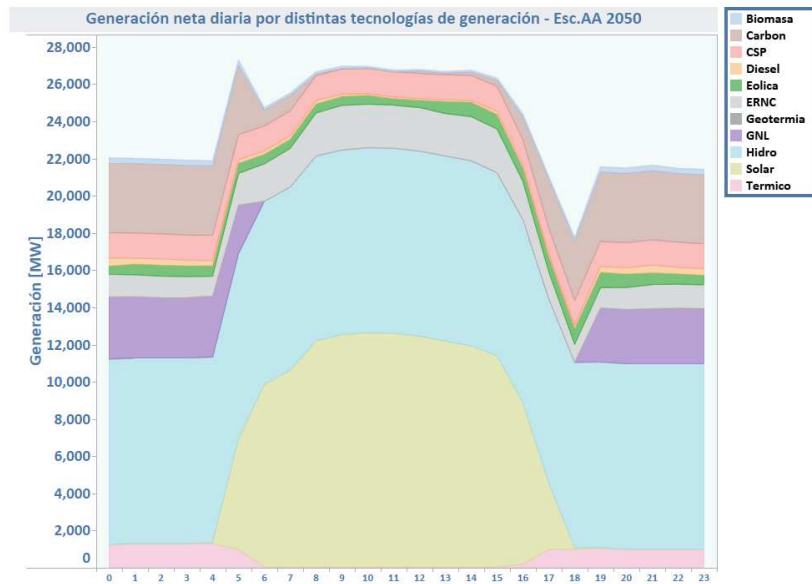


Fig. 4.34: *Generación horaria por tecnología de generación en Escenario AA – 2050*

Sin embargo, si al aporte de las centrales de generación se le suma la generación que provee el almacenamiento de energía, entonces se puede observar en la figura 4.35 un perfil de generación mucho más parecido al perfil de demanda.

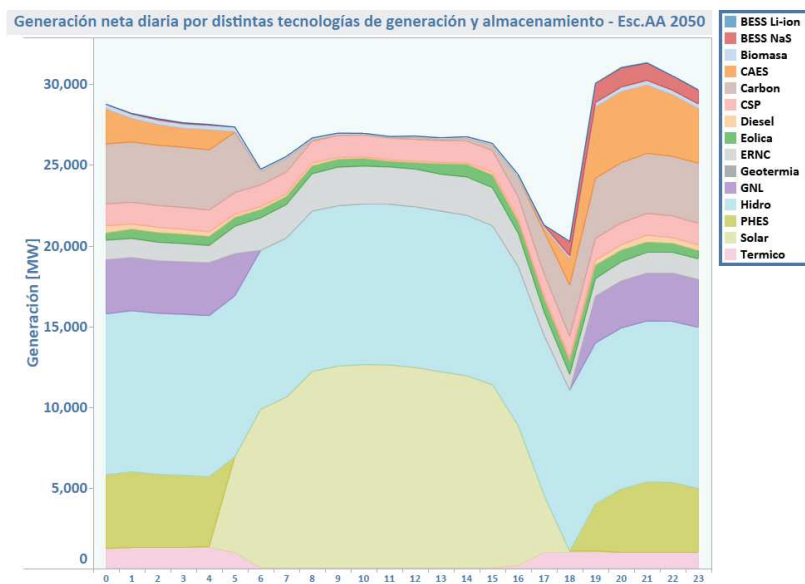


Fig. 4.35: *Generación horaria por tecnología de generación y almacenamiento en Escenario AA – 2050*

Se observa que las tecnologías CAES y PHEs aportan gran generación en el horario nocturno. Esto se debe al perfil de generación neta que poseen los almacenamientos de energía, los cuales se cargan principalmente durante el día en horario con alta generación solar (generación negativa) y se descargan durante la noche en horario con alta demanda (generación positiva), como se observa en la figura 4.36.

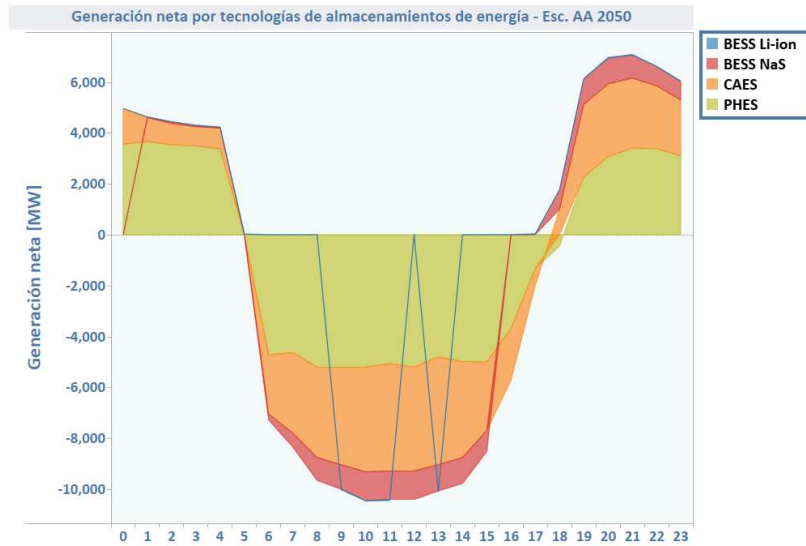


Fig. 4.36: Suma de generación neta horaria de almacenamiento de energía para Escenario AA 2050

Por otra parte, las centrales de GNL aporta también generación en horarios con alta demanda. Se observa en la figura 4.37 que la principal rampa de subida de la generación GNL se produce en el horario de mayor rampa de demanda. Por otra parte, la generación solar muestra las principales rampas de subida en las primeras horas del día y las principales rampas de bajada en las últimas horas del día, como se puede observar la figura 4.38. De la misma manera, las principales rampas de bajada de la generación térmica coincide con las disminuciones considerables de demanda. De acuerdo a esto, se observa que la generación térmica sirve como apoyo en horarios donde las rampas de subida y bajada de demanda son altamente considerables.

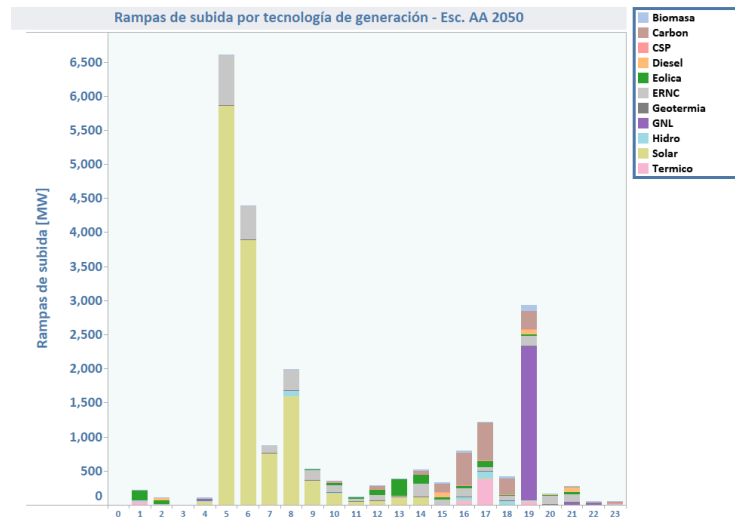


Fig. 4.37: Rampas de subida de los distintas tecnologías de generación para Escenario AA 2050

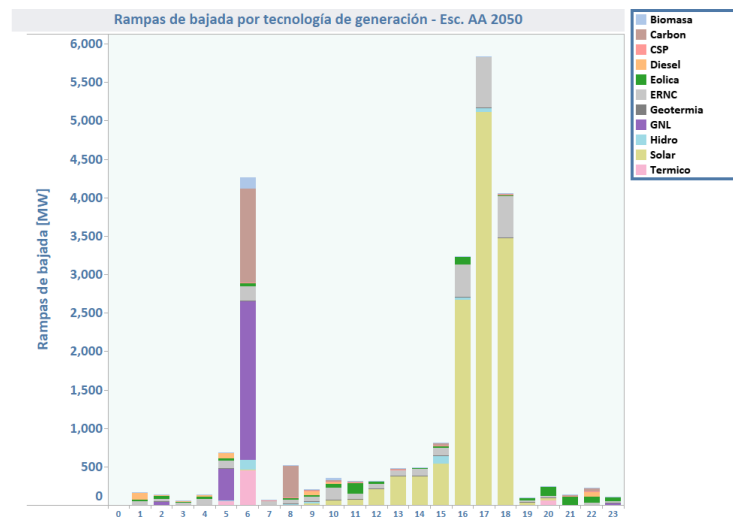


Fig. 4.38: Rampas de bajada de los distintas tecnologías de generación para Escenario AA 2050

En la figura 4.39 se muestran las tecnologías de generación que aportan a la reserva en giro para los distintos escenarios. Se observa que la tecnología GNL es la principal energía para aportar a la reserva en giro en los escenarios con alta demanda.

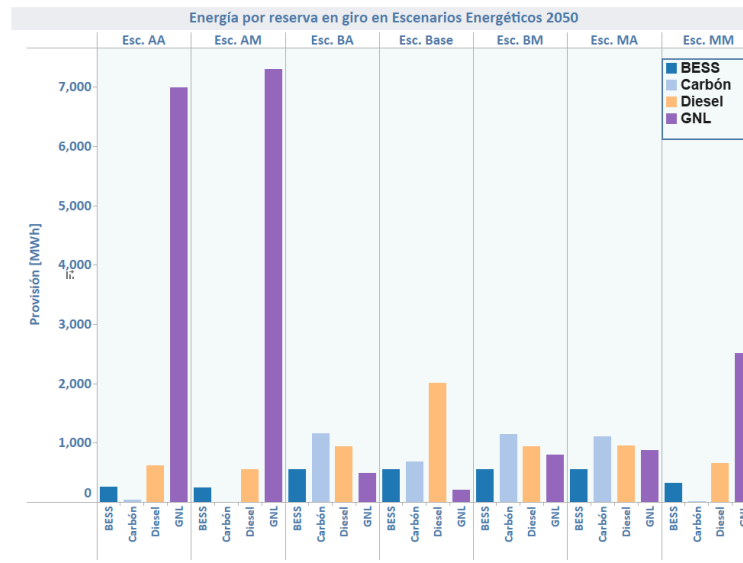


Fig. 4.39: Energía anual por reserva en giro para distintos Escenarios Energéticos en el año 2050

Con respecto al plan de almacenamiento, es importante diferenciar entre la cantidad de potencia a construir y la cantidad de unidades a construir en el plan de expansión de almacenamiento de energía. En la mayoría de los escenarios, la cantidad de unidades de almacenamiento tipo BESS NaS es superior a la tecnología PHES, sin embargo, a nivel de potencia a construir en el plan de expansión no es tan significativa como las tecnologías CAES o PHES. En la figura 4.40 se puede apreciar que los escenarios con alta y media entrada de electromovilidad son abundantes en cantidad de unidades a construir para las tecnologías de almacenamiento: CAES, BESS NaS y PHES.

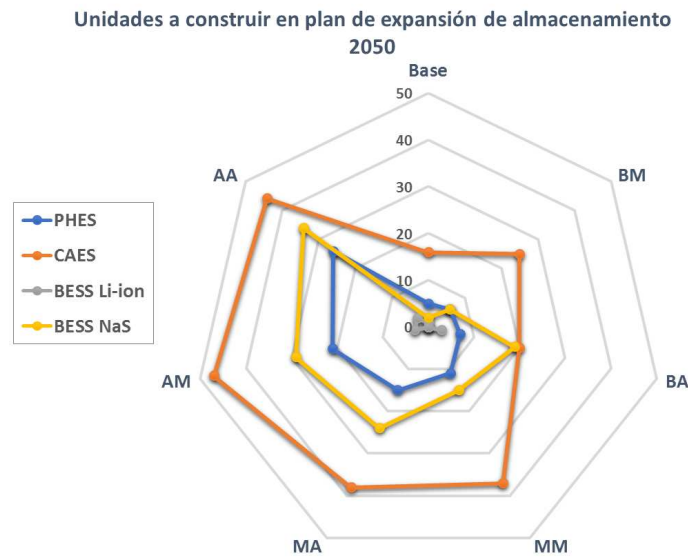


Fig. 4.40: Cantidad de unidades de almacenamiento de energía en los distintos escenarios al año 2050

Respecto a la potencia construida, se aprecia comparando los escenarios altos y medios de generación distribuida en la figura 4.41, que la necesidad de almacenamiento para escenarios con alta

penetración de generación distribuida siempre es mayor que para escenarios con generación distribuida moderada. Es decir, para escenarios que los cambios en el perfil de demanda son mayores, el requerimiento de almacenamiento de energía también es mayor. Por otra parte, las características de la tecnología CAES y PHES son las que dominan en los planes óptimos de almacenamiento resultando como las tecnologías predominantes debido a la alta capacidad de almacenamiento.

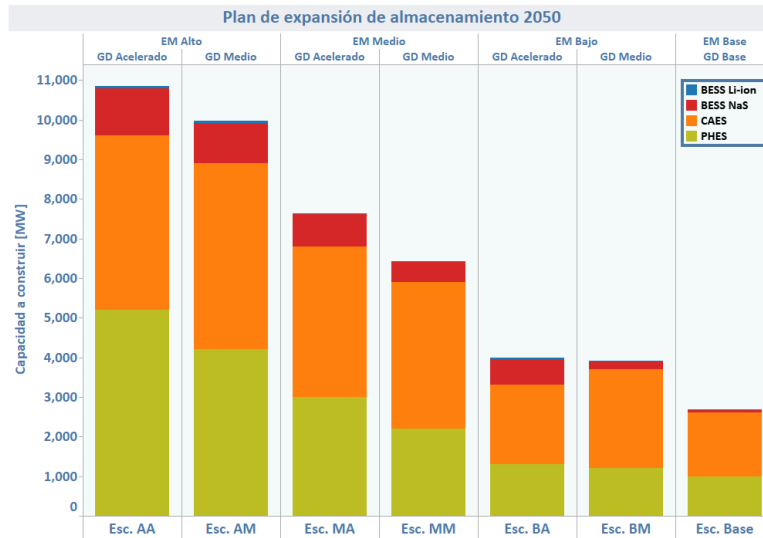


Fig. 4.41: Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de almacenamiento en los distintos escenarios al año 2050

La figura 4.42 muestra la generación neta de algunos almacenamientos en el plan de expansión. Como se mencionó anteriormente, el almacenamiento se puede visualizar como generación en horarios de alta demanda y como carga en horarios de baja demanda. De acuerdo a esto, se aprecia que en el horario diurno las tecnologías de almacenamiento se cargan para poder entregar energía durante la noche. Además, se observa en los perfiles de generación neta que su comportamiento es variable, teniendo numerosas subidas y bajadas en poco tiempo. Esto se produce debido a la capacidad de rapidez en la entrega de potencia de las tecnologías de almacenamiento que pueden abastecer cargas que varían considerablemente en poco tiempo.

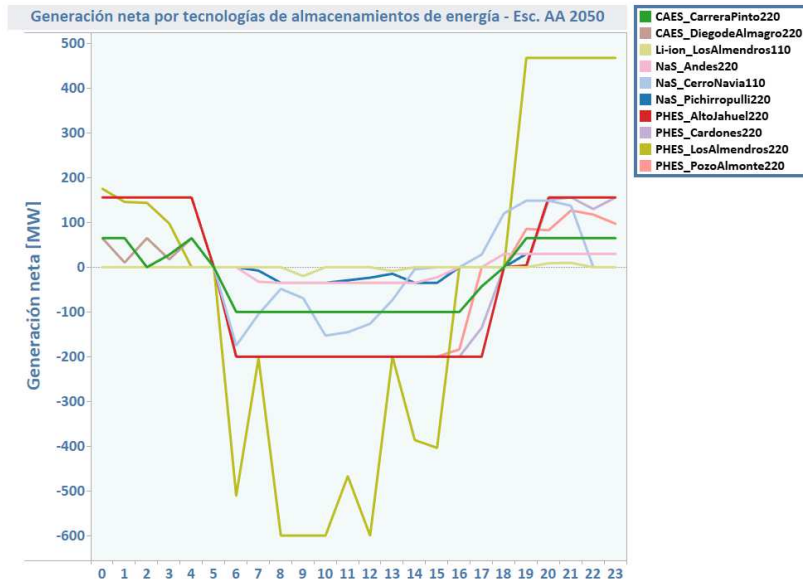


Fig. 4.42: Generación neta horaria de tecnologías de almacenamiento para Escenario AA 2050

Con respecto al plan de expansión de la transmisión, se aprecia en la figura 4.43 que las zonas a reforzar las líneas de transmisión principalmente son Cerro Navia-Lo Aguirre, Ancoa y Polpaico.

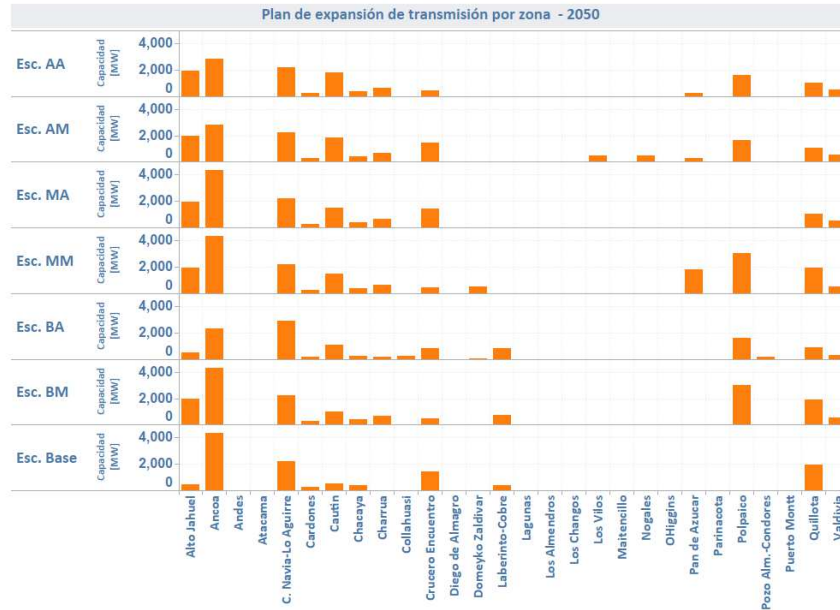


Fig. 4.43: Capacidad a construir en plan de expansión de transmisión por zona en los distintos escenarios al año 2050

Con el plan de expansión de transmisión propuesto se logran valores promedio de cargabilidad bajo el 60% en todos los escenarios, como se puede observar en la figura 4.44. Las zonas de Ancoa, Charrúa, Los Vilos y Cerro Navia-Lo Aguirre son puntos donde más adelante se debe evaluar las ampliaciones de líneas de transmisión ya que muestran los mayores valores de cargabilidad a nivel zonal.

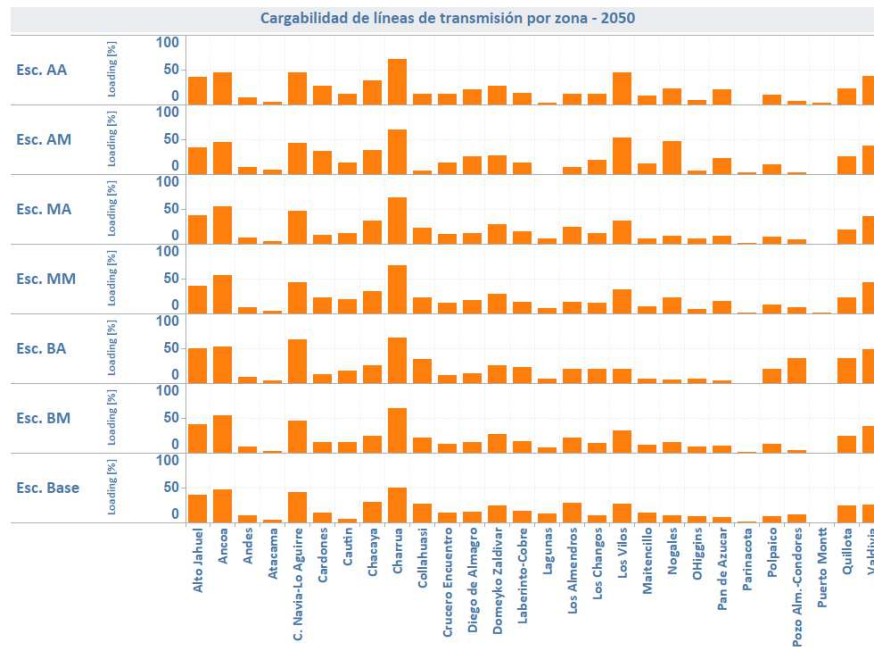


Fig. 4.44: Sobrecarga de líneas de transmisión en zonas de Chile en los distintos escenarios al año 2050

Finalmente, se muestra en la tabla 4.1 los valores de la función objetivo, costo de inversión en generación más almacenamiento ($C_{inv} G+A$) y costo de inversión de transmisión ($C_{inv} T$) para todos los escenarios 2050. Se observa que para escenarios con alta electromovilidad la función objetivo es mayor que para los otros escenarios. Asimismo, para escenarios donde la generación distribuida es acelerada, la función objetivo es menor.

Escenario	f.o. [MMUS\$]	$C_{inv} G+A$ [MMUS\$]	$C_{inv} T$ [MMUS\$]
Base	34.289	15.243	714
AA	80.700	39.943	796
AM	86.241	38.344	925
MA	50.353	24.547	826
MM	54.767	27.905	1.055
BA	36.337	15.234	760
BM	40.018	18.608	955

Tabla 4.1: Valores de inversión y función objetivo en escenarios energéticos 2050

Nota: En el Anexo F se muestran los resultados de expansión al año 2050 considerando una cronología a través de Duration Load Curve (DLC). Se observa que los resultados de expansión de generación se sobredimensionan, y por otra parte, el almacenamiento de energía participa del plan de expansión solo en muy poca capacidad a instalar. Es decir, los resultados varían al considerar una cronología u otra, y por tanto, se debe resolver imperativamente las simulaciones con la cronología que considera las restricciones intertemporales y de almacenamiento (cronología Sampled) para lograr resultados correctos.

4.3. Planes óptimos de expansión 2035

Los planes de expansión para el año 2035 siguen una tendencia clara hacia los planes de expansión para el año 2050. Como se puede observar en la figura 4.45, los planes de generación se basan casi exclusivamente en la región de Antofagasta más un porcentaje de hidroelectricidad en la región de Los Lagos¹.

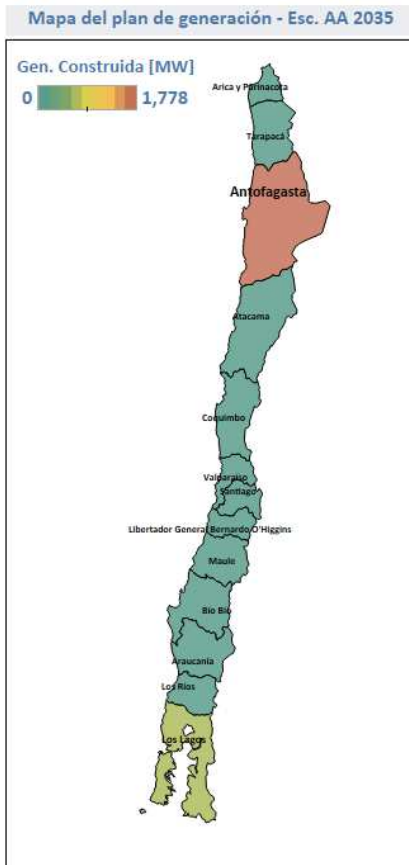


Fig. 4.45: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AA año 2035.

Este plan óptimo de generación en la zona norte del país se basa principalmente en generación solar fotovoltaica en las zonas de Crucero-Encuentro y Domeyko-Zaldivar. De esta forma, se observa en la figura 4.46 que la tecnología solar es la principal fuente de energía a construir al año 2035, seguido en segundo lugar por hidroelectricidad. Comparando estos resultados con los del año 2050 se aprecia claramente que las tecnologías predominantes no varían. Sin embargo, desde el 2035 al 2050 se suman más tecnologías de generación (CSP y GNL en escenarios con alta electromovilidad) para abastecer la mayor demanda.

¹En la figura 4.45 solo se observa el Escenario AA, sin embargo, los resultados no varían en gran medida para los otros escenarios, debido a que la región de Antofagasta provee generación solar y la región de los Lagos provee hidroelectricidad.

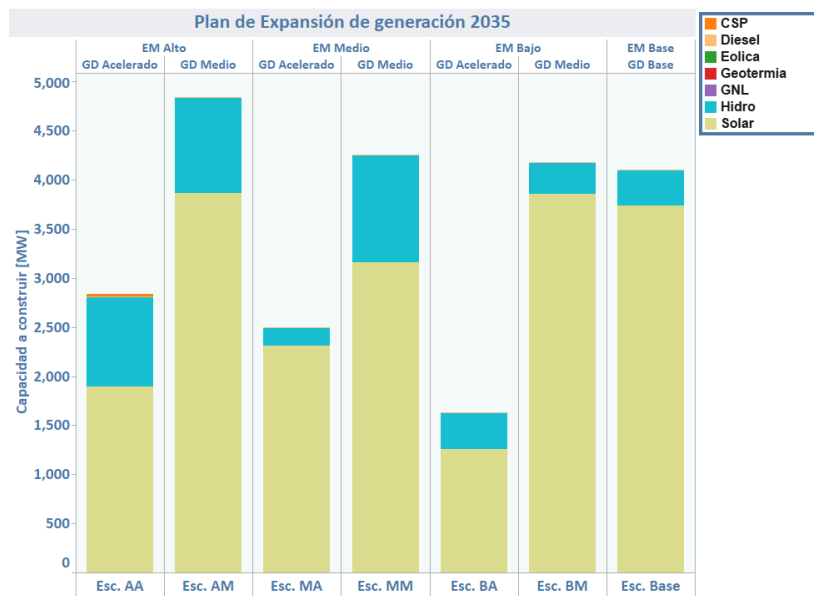


Fig. 4.46: Plan de expansión de generación para escenarios energéticos 2035

Con respecto a los planes de transmisión, se observa en la figura 4.47 que existen zonas claves para la expansión y ampliación de transformadores y líneas de transmisión como Ancoa, Quillota y Crucero Encuentro.

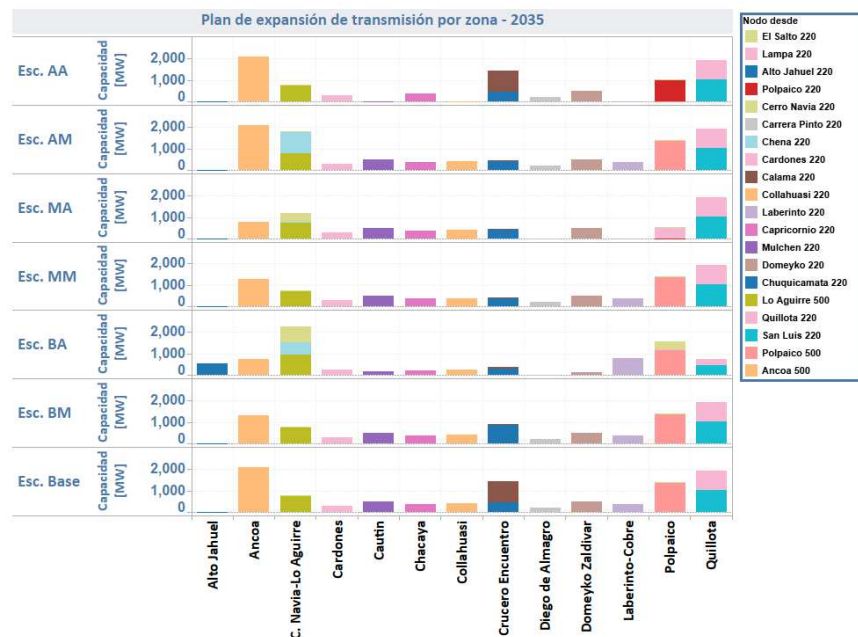


Fig. 4.47: Plan de expansión de transmisión por zona para escenarios energéticos 2035

Debido a que la entrada de electromovilidad y generación distribuida al año 2035 no tiene una penetración fuerte, los cambios en el perfil de potencia son mucho menores que en el año 2050. Sumando a esto, la capacidad a instalar de generación solar al año 2035 es mucho menor que la capacidad a instalar de la misma tecnología al año 2050. Por lo tanto, el almacenamiento no tiene la

gran capacidad que sí muestra al año 2050, como se puede observar en la figura 4.48. No obstante, se necesita igualmente una capacidad superior a 1.000MW de tecnología CAES en escenarios como el AA y el MA. Los planes óptimos de almacenamiento requieren solo potencia a instalar de la tecnología CAES en todos los escenarios, como se observa en la figura 4.48.

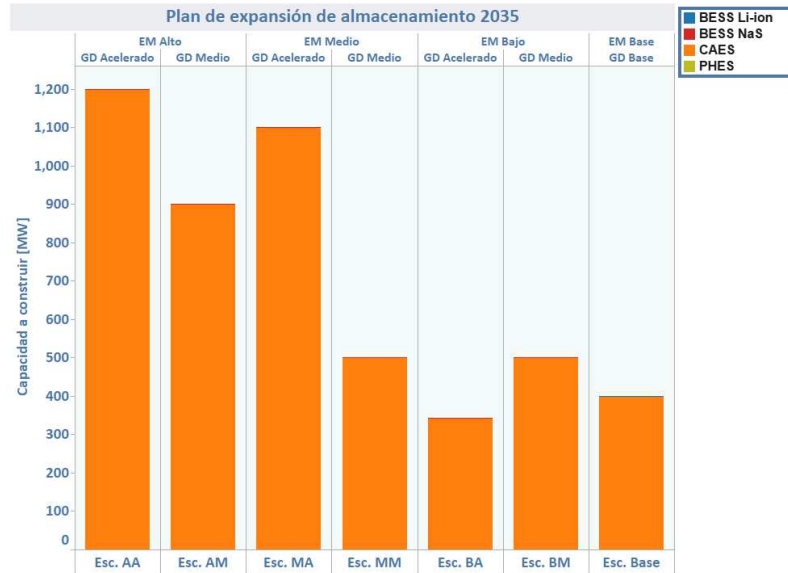


Fig. 4.48: Capacidad a construir de almacenamiento de energía para escenarios energéticos 2035

Con respecto a las metas de generación anual de la “Política Energética 2050” al año 2035, se observa en la figura 4.49 que la generación por tecnologías renovables sobrepasa el 78 % en todos los escenarios, superando así una de las metas principales al año 2035 que tiene como objetivo que la generación anual renovable sea superior al 60 % al año 2035.

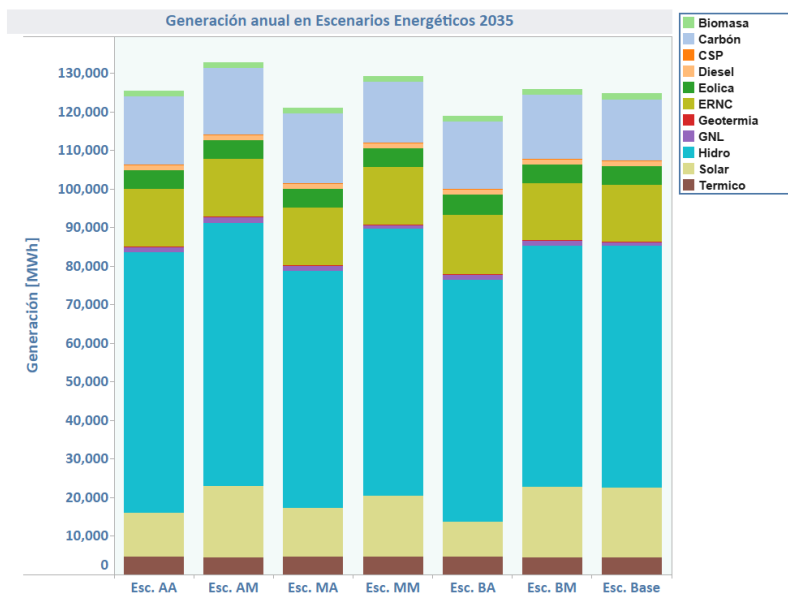


Fig. 4.49: Generación anual para diferentes tecnologías en Escenarios Energéticos 2035

Asimismo, con respecto a la capacidad instalada de generación, se aprecia en la figura 4.50 que la capacidad instalada para energías renovables alcanzan valores sobre el 45 % en todos los escenarios.

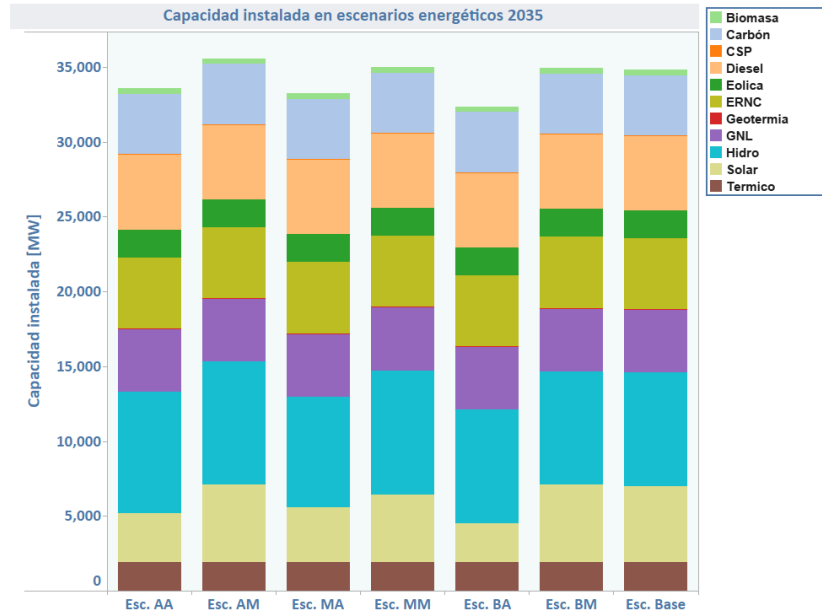


Fig. 4.50: Capacidad instalada en generación para Escenarios Energéticos 2035

Finalmente, se muestra en la tabla 4.2 los valores de la función objetivo, costo de inversión en generación más almacenamiento ($C_{inv} G+A$) y costo de inversión de transmisión ($C_{inv} T$) para todos los escenarios 2035. Se observa que los valores de la función objetivo son mucho más homogéneos entre escenarios que los resultados al año 2050. Esto se debe principalmente a que las tecnologías de generación distribuida y electromovilidad aún no impactan fuertemente en la demanda eléctrica. No obstante, se mantiene la tendencia en que los escenarios con generación distribuida alta obtienen valores menores de la función objetivo y costos de inversión de generación más almacenamiento. Asimismo, si la electromovilidad es mayor la función objetivo será igualmente mayor en comparación con los escenarios de mediana y baja entrada de electromovilidad.

Escenario	f.o. [MMUS\$]	$C_{inv} G+A$ [MMUS\$]	$C_{inv} T$ [MMUS\$]
Base	18.326	4.572	628
AA	20.478	5.802	496
AM	22.706	7.169	641
MA	18.288	3.561	433
MM	20.557	6.586	595
BA	15.732	2.273	373
BM	19.063	4.640	599

Tabla 4.2: Valores de inversión y función objetivo en escenarios energéticos 2035

4.4. Análisis de sensibilidad

En esta sección se estudian dos casos que modifican el modelamiento inicial ante cambios en las variables de decisión y perfiles de demanda. Estas situaciones describen casos que pueden afectar cambios en los planes óptimos de expansión como restricciones políticas, ambientales o de mercado. Para esto se modifica el Escenario AM y se comparan los resultados con los planes óptimos para el Escenario AM original.

4.4.1. Plan de generación con alternativas netamente de ERNC

Una de las preocupaciones más importantes a nivel mundial es la alta contaminación ambiental que existe hoy en día. De acuerdo a esto, preocupaciones sociales y ambientales en muchos casos hacen inviables proyectos eléctricos de generación convencional. Proyectos como HidroAysén o Los Robles son algunos casos que se enfrentaron ante la presión social retrasando o restringiendo su realización final. De acuerdo a esto, este escenario modifica las variables de decisión del Escenario AM, restringiendo las tecnologías diésel, GNL e hidroelectricidad. Es decir, solo las alternativas de ERNC son variables factibles de decisión.

En la figura 4.51 se muestra el mapa del plan de expansión de generación en Chile. Se aprecia una distribución netamente en el norte del país, donde la región de Antofagasta se enmarca nuevamente como la principal fuente de energía.



Fig. 4.51: Mapa del plan de expansión de generación por región en Escenario AM solo ERNC año 2050.

Además, se aprecia en la figura 4.52 que la instalación de generación eólica y CSP se vuelve indispensable para un plan de expansión 100 % renovable no convencional, sumando aproximadamente 3.000MW de energía renovable no convencional.

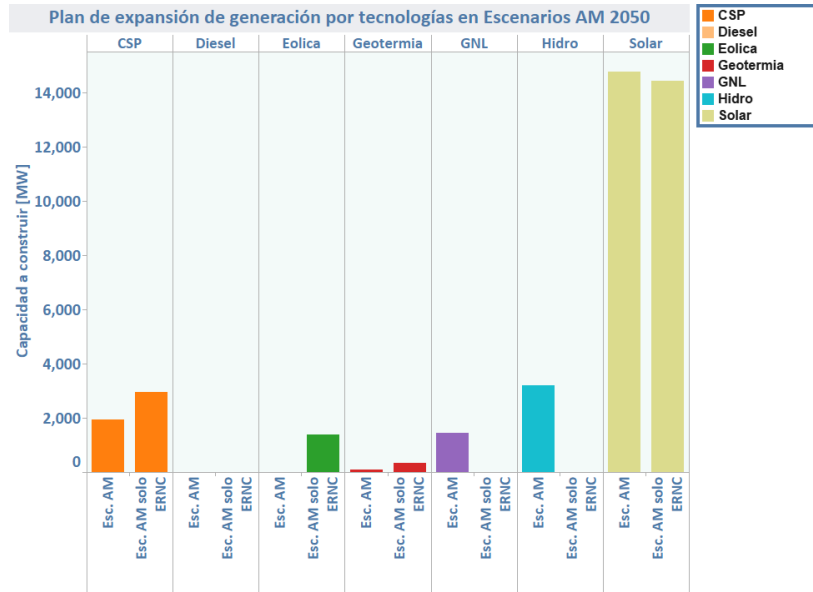


Fig. 4.52: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC año 2050.

Con respecto al almacenamiento de energía, es esperable que la capacidad a construir sea mayor para favorecer la entrega controlada de la generación renovable no convencional. Esto se puede observar en la figura 4.53 donde las tecnologías con gran almacenamiento son indispensables para la entrega continua de energía. Se observa que la tecnología CAES aumenta en 400MW de instalación y la tecnología BESS aumenta considerablemente el número de unidades a instalar debido a su aporte rápido de potencia. Debido a la gran generación solar y el aumento de generación eólica a instalar en este escenario, se observa nuevamente que las tecnologías con grandes volúmenes de almacenamiento y rápida respuesta favorecen la incorporación de las alternativas ERNC (principalmente solar y eólica).

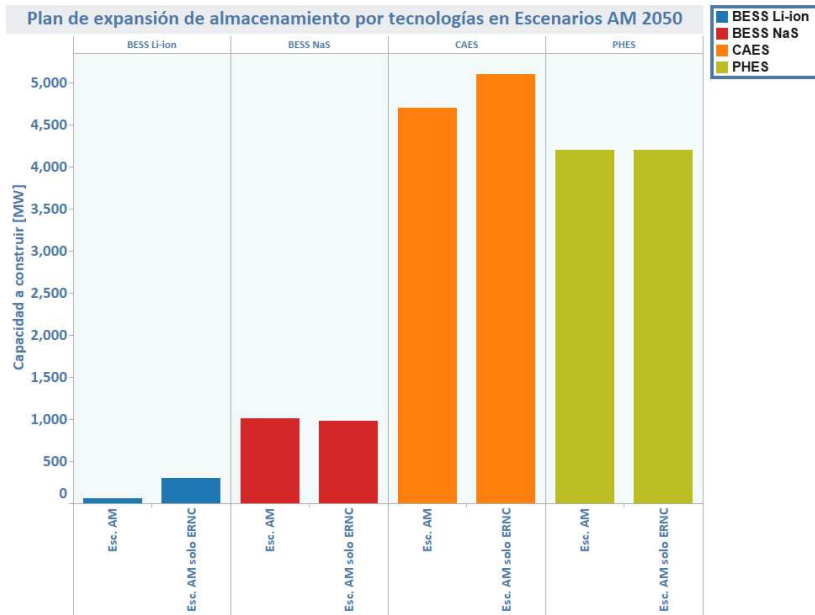


Fig. 4.53: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC año 2050.

La figura 4.54 ilustra las zonas de expansión de la transmisión. Se puede observar que la zona de Alto Jahuel y Cerro Navia-Lo Aguirre disminuye considerablemente en la capacidad de expansión, aumentando en las zonas de Polpaico y Pan de Azúcar para poder transportar la energía solar fotovoltaica y CSP nueva a construir.

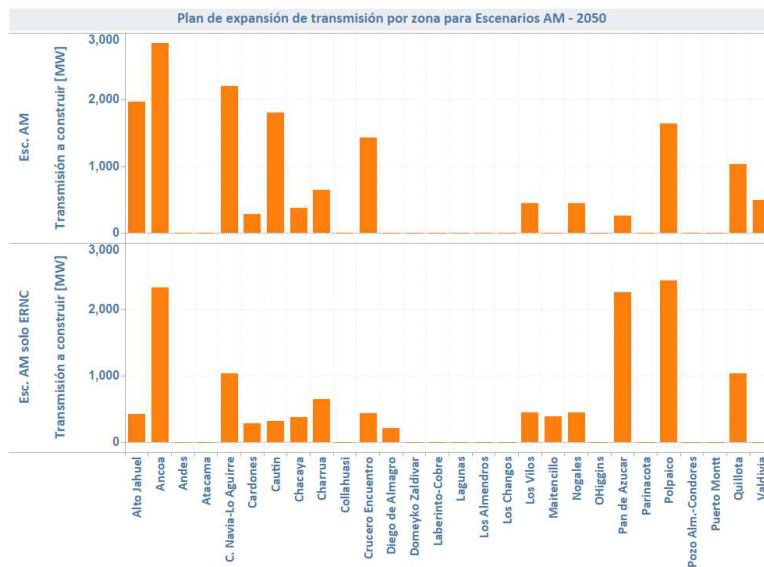


Fig. 4.54: Plan de expansión de transmisión en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC año 2050.

Al comparar la función objetivo (f.o) y los costos finales de inversión se puede apreciar que el escenario con solo generación renovable posee costos de inversión de generación (G) más almacenamiento (A) menores que el escenario AM original, al igual que la transmisión (ver tabla 4.3). Sin

embargo, al comparar el valor final de la función objetivo se aprecia que al contar con generación 100 % renovable no convencional la función objetivo aumenta considerablemente. Esto se debe a que ya no se cuenta con los 4.000MW de generación hidroeléctrica que se construyen en el Escenario AM original y por tanto se debe generar a través de termoelectricidad para abastecer esa demanda aumentando el costo de producción. Sin embargo, al simular escenarios en que la electromovilidad es media y baja considerando las mismas restricciones (inversión netamente con energías renovables) la función objetivo aumenta solo en aproximadamente 6 %. Es más, al simular el Escenario MM sin generación termoeléctrica como variables de decisión solo aumenta la función objetivo en un 0,3 %. Es decir, el gran aumento de la función objetivo se debe principalmente por la alta energía consumida y los considerables cambios en el perfil de demanda del Escenario AM. Por tanto, se puede concluir que para escenarios bajos y medios de penetración de electromovilidad, un plan solo con generación renovable es factible sin perjuicio del aumento del costo total del sistema. No obstante, existen aspectos como reservas, inercia, entre otros, que se deben evaluar para asegurar la calidad de suministro.

Escenario	f.o. [MMUS\$]	C_{inv} G+A [MMUS\$]	C_{inv} T [MMUS\$]
AM	86.241	38.344	925
$AM_{soloERNC}$	163.486	33.553	806

Tabla 4.3: Valores de inversión y función objetivo en Escenario AM y Escenario AM solo ERNC

4.4.2. Plan de expansión con cambio en el perfil horario de carga de electromovilidad

Este caso se diseña a partir de una modificación en el perfil de carga de los vehículos eléctricos. En un escenario donde se tiene una tarifa diferenciada por hora en distribución, de modo tal que existan incentivos a consumir en algunas horas y en evitar el consumo en otras; los vehículos eléctricos pueden cargarse en horario diurno donde los costos son menores dados los incentivos en horas que coincidan con la generación solar. En la práctica, lo anterior puede ejecutarse cargando el auto en el lugar de trabajo, centros de carga en horarios donde el costo sea menor o en el domicilio en horarios diurnos (a través de un *timer* si la persona no se encuentra en el hogar). De acuerdo a esto, este escenario modifica el horario de carga del Escenario AM original a un escenario donde la energía por electromovilidad se consume 50 % durante el día y 50 % durante la noche. Es decir, un perfil plano en la demanda por autos eléctricos modificando el perfil de demanda total, como se puede observar en la figura 4.55.

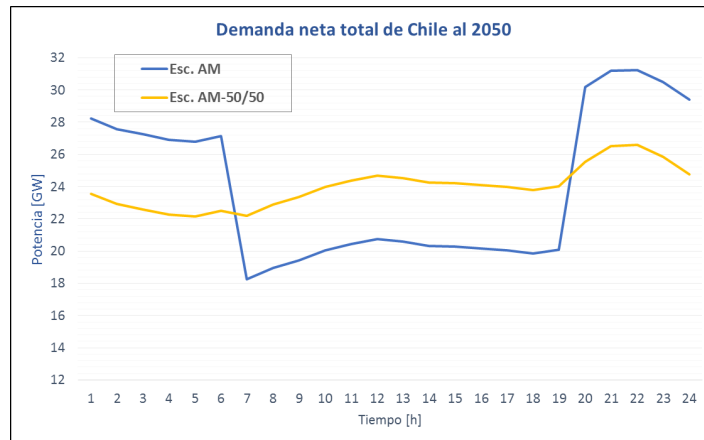


Fig. 4.55: Demanda eléctrica al 2050 en Escenario AM y Escenario AM con perfil 50/50 de carga por electro-movilidad

Se puede apreciar en la figura 4.56 que el plan óptimo de generación no varía en ningún tipo de tecnología, exceptuando las centrales de GNL que disminuye en la capacidad a construir. Esto es evidente debido a que ya no existen los grandes cambios en el perfil de potencia, y por tanto, la generación GNL no debe cumplir con el objetivo de reserva de energía.

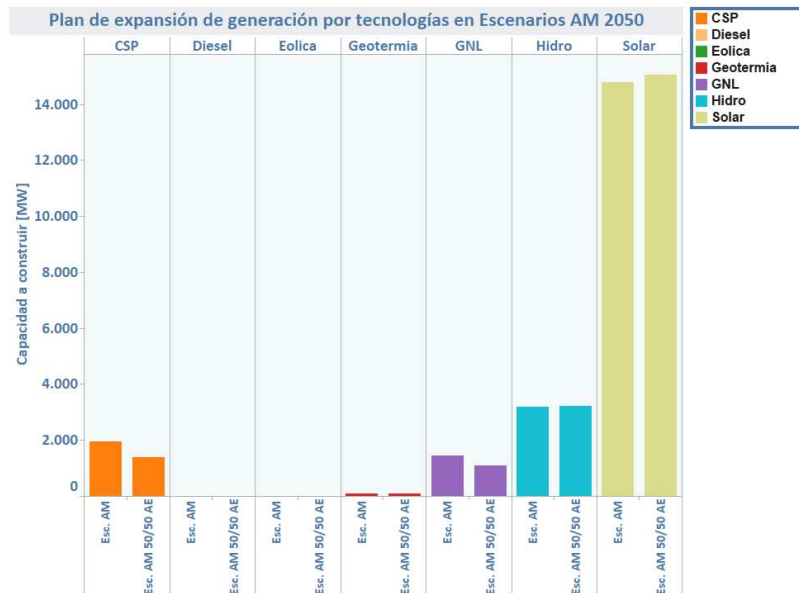


Fig. 4.56: Plan de expansión de generación por tecnología en Escenario AM y Escenario AM con perfil 50/50 de carga por electromovilidad año 2050.

Asimismo, al tener un perfil más plano de demanda, el almacenamiento no es necesario para la entrega rápida de energía disminuyendo notablemente en la capacidad a instalar, como se puede observar en la figura 4.57. Debido a esto, se infiere nuevamente que el almacenamiento cumple un rol fundamental cuando los cambios en el perfil de demanda son considerables, y aún más en zonas como Santiago donde los cambios del perfil son muy pronunciados, apreciando en la figura 4.57 una clara disminución del almacenamiento en dicha zona.

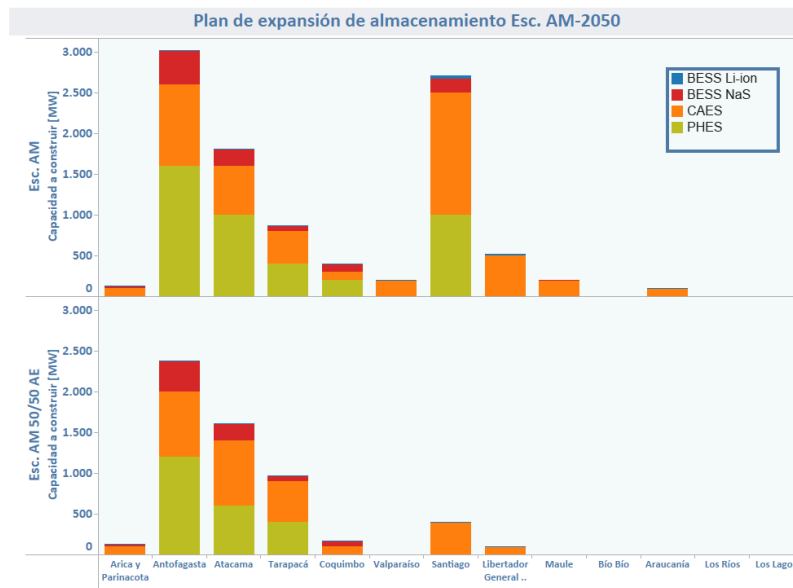


Fig. 4.57: Plan de expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM y Escenario AM con perfil 50/50 de carga por electromovilidad año 2050.

Como se puede apreciar en la tabla 4.4, un perfil más plano de demanda mejora los costos de inversión al no requerir elevadas capacidades de reserva; y a la vez, mejora el valor de la función objetivo mostrando una disminución del 15 %.

Escenario	f.o. [MMUS\$]	C_{inv} G+A [MMUS\$]	C_{inv} T [MMUS\$]
AM	86.241	38.344	925
$AM_{50/50_{AE}}$	68.354	31.684	1.088

Tabla 4.4: Valores de inversión y función objetivo en Escenario AM y Escenario AM con 50/50 en carga de electromovilidad

4.5. Análisis y sugerencias a los planes de expansión

De acuerdo a los análisis realizados en los distintos escenarios por separado y en conjunto, se tiene que:

- El almacenamiento de energía es pieza fundamental para un abastecimiento flexible y a mínimo costo en escenarios con grandes cambios en el perfil de demanda y alta entrada de generación renovable. Esto se comprueba realizando una simulación del Escenario AM sin almacenamiento de energía como variables candidatas al plan de expansión (solo generación y transmisión). La función objetivo aumenta en aproximadamente un 27 %. Es decir, al contar con almacenamiento de energía dentro del plan de expansión se logra una disminución de 31.663[MMU\$] al costo total de inversión, operación y falla del sistema eléctrico. Además se logran conclusiones importantes al observar la figura 4.58.

- Una de las grandes ventajas es la postergación de tecnologías termoeléctricas. Si se observa la figura 4.58 el plan sin almacenamiento contempla un aumento considerable de la tecnología GNL, demostrando que el almacenamiento de energía puede reemplazar en varios aspectos a la termoelectricidad tanto por capacidades eléctricas como económicas.
- Asimismo, se observa una fuerte disminución de la generación solar (aproximadamente 5 veces con respecto al plan original). De acuerdo a esto, se aprecia nuevamente la importancia del almacenamiento de energía como complemento de la generación solar. Si se quiere aprovechar al máximo el potencial solar que posee el país, el almacenamiento es la herramienta principal que se debe potenciar a largo plazo.
- Se observa, además, un aumento considerable de la capacidad a construir de la tecnología CSP. Esto se debe principalmente a la entrega constante de energía a través de su almacenamiento. Debido a que la tecnología CSP puede entregar energía constante durante el día y la noche, entonces el plan óptimo sin almacenamiento aumenta en la capacidad a construir en 2.500MW más de CSP.

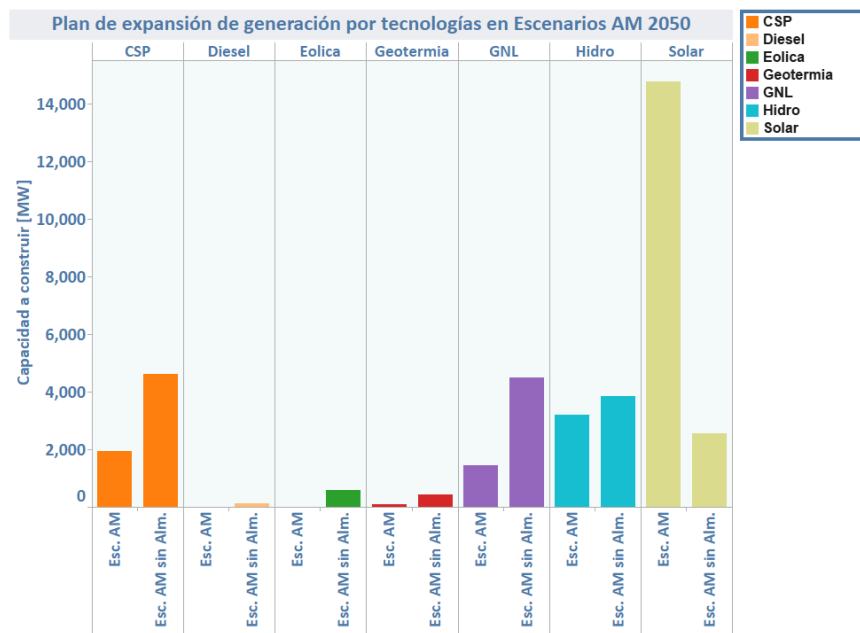


Fig. 4.58: Plan de Expansión de generación por tecnología en Escenarios AM y Escenario AM sin almacenamiento año 2050.

Es decir, si se cuenta con almacenamiento de energía se logran valores totales menores, se aprovecha al máximo el potencial solar de Chile y se consigue una matriz energética más limpia, flexible y socialmente aceptable.

- Una de las tecnologías que se desarrollan en escenarios con alta electromovilidad es la generación GNL. Se aprecia que esta generación se conecta principalmente en zonas con alta demanda como la región Metropolitana. Además, la mayor inversión en transmisión y almacenamiento también es realizada en la zona de Cerro Navia-Lo Aguirre. Este es un punto fundamental en

las políticas energéticas futuras debido a la alta centralización demográfica que afecta en gran medida los planes óptimos de expansión. Debido a la alta demanda en la zona central del país, los planes óptimos requieren de una gran expansión en generación, transmisión y almacenamiento para abastecer dicha demanda. Por consiguiente, la descentralización es un proceso en el cual se sugiere poner énfasis debido a sus repercusiones sociales, económicas y, como se demostró, también eléctricas.

- Debido al gran potencial solar que cuenta Chile, es importante enfatizar las tecnologías que utilicen el sol como fuente de energía. Como se demostró anteriormente, en todos los escenarios la tecnología predominante en los planes de expansión es la generación solar. Debido a su bajo costo de inversión proyectado, la generación solar encabeza la lista de tecnologías a desarrollarse. Sin embargo, esto solo es posible si se logra un plan co-optimizado con el almacenamiento de energía. Además, la tecnología CSP también es una alternativa que se desarrolla en todos los escenarios energéticos. A pesar de su alto costo de inversión (mucho mayor a la energía solar fotovoltaica), la generación CSP es controlable y flexible para abastecer la demanda. Por tanto, se sugiere potenciar la solar, tanto fotovoltaica como CSP, para garantizar un plan óptimo de generación a largo plazo.
- Para escenarios donde el desarrollo de electromovilidad es considerable, el almacenamiento de energía respalda en gran medida los planes óptimos de expansión. La tecnología principal para estos planes es el almacenamiento tipo CAES y PHES debido a su alta capacidad de almacenamiento de energía y su alta rapidez de respuesta comparadas con tecnologías de generación. La principal tecnología de BESS es el tipo NaS debido a la gran cantidad de instalación en algunos escenarios. De acuerdo a que la tecnología CAES es territorialmente difícil de instalar, se simula el Escenario AM sin contar con almacenamiento tipo CAES para visualizar las tecnologías de almacenamiento que la reemplazarían. Como se puede observar en la figura 4.59 la tecnología PHES compensa la participación nula de la CAES en las variables de decisión, mostrando una distribución mayor en las distintas zonas de Chile. Además, en las zonas de alta demanda se aprecia un alto aporte de almacenamiento BESS Li-ion. Por consiguiente, se sugiere potenciar las tecnologías (no necesariamente estudiadas en este trabajo) con características similares a las del tipo CAES y PHES descritas en la sección 3.2.3.

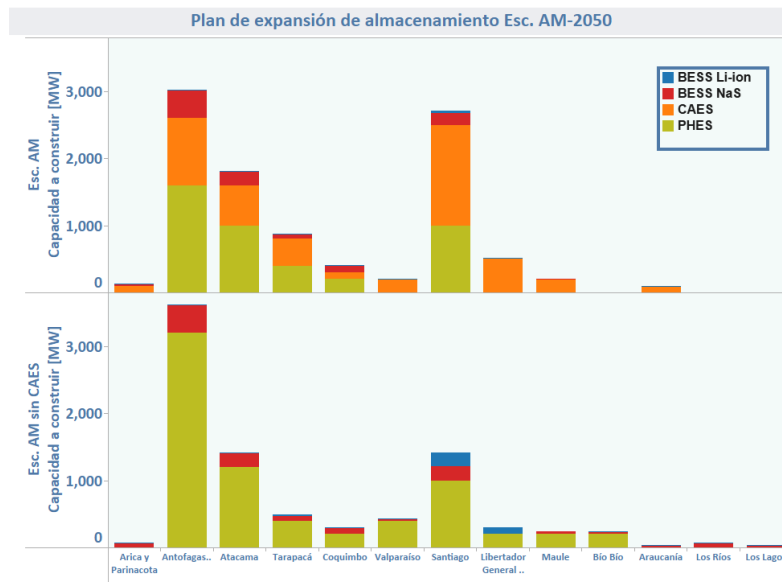


Fig. 4.59: Plan de Expansión de almacenamiento por tecnología en Escenario AM y Escenario AM sin CAES año 2050.

- Los planes de expansión óptimos para los distintos escenarios al 2035 muestran poca variabilidad entre ellos debido a la baja incidencia de los escenarios tecnológicos. Sin embargo, muestran luces claras de que la generación solar fotovoltaica es pieza clave para obtener planes óptimos de expansión. Por otra parte, el almacenamiento de energía no se construye en gran magnitud en los planes óptimos debido a la poca variabilidad del perfil de demanda. No obstante, cuando la entrada de electromovilidad y de generación solar se acrecienta, el almacenamiento cumple un rol importante para la entrada de generación variable y reserva de energía.
- La relevancia de fomentar la generación distribuida a niveles mayores a través de incentivos o publicidad es importante debido a que existen disminuciones considerables en los costos del sistema. Esto se observa al comparar las funciones objetivo de escenarios como el Escenario MM y el Escenario MA. En este último se aprecia una disminución de un 8% de la función objetivo, es decir, 4.400[MMU\$] si la generación distribuida penetra aceleradamente en nuestro sistema aportando autosustentabilidad, flexibilidad y minimización de costos generales. A causa de lo anterior, se sugiere fomentar positivamente la generación distribuida a sus niveles máximos para que existan disminuciones considerables en los costos totales además de ventajas técnicas en la operación.
- De acuerdo a la “Política Energética 2050”, una de las metas a cumplir a futuro es que al menos el 70% de que la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables. En las simulaciones realizadas la generación renovable sobrepasa el 70% de la generación anual. Esto es mucho más evidente si se restringe la instalación de centrales termoeléctricas dejando como función de reserva al almacenamiento de energía. Naturalmente, esto aumenta el costo total del plan de expansión en algunos escenarios como se demostró en el análisis de sensibilidad de la sección 4.4.1. Sin embargo, este aumento de la función objetivo es casi despreciable en algunos escenarios. Es decir, en escenarios sin cambios significativos en el perfil de demanda, la instalación

futura de solo centrales renovables y de almacenamiento de energía es factible sin desmedro de un aumento considerable del costo total del sistema eléctrico. Aún más, este estudio solo considera parámetros económicos sin analizar externalidades, y por tanto, las centrales renovables cuentan con parámetros desfavorecidos en la planificación a largo plazo. En consecuencia, se sugiere enfatizar tecnologías de generación renovables y almacenamiento de energía que cuentan con el apoyo social priorizando así las políticas ambientales para un beneficio de país y cumplimiento de las políticas energéticas.

- A medida de que la entrada de autos eléctricos sea mayor, se sugiere regular el horario de carga de los autos eléctricos a fin de incentivar la carga en horarios que coincidan con la gran generación solar del norte del país, consiguiendo así un aplanamiento del perfil de demanda disminuyendo tanto los costos de inversión como de operación y falla en el sistema chileno.

Finalmente, se agruparon las infraestructuras más importantes a construir que se repiten en todos los escenarios en los planes de expansión al año 2050. Se sugiere, por tanto, estudiar detalladamente la factibilidad económica, eléctrica y territorial para los proyectos de generación, almacenamiento y transmisión determinados en la tabla 4.5.

Tipo	Nombre	Nodo	Potencia [MW]
CAES		Andes220	200
		Cardones220	100
		Chuquicamata220	100
		Condores220	100
		Cumbre220	100
		Domeyko220	200
		ElSalto110	500
		ElSalto220	100
		PozoAlmonte220	100
		Lagunas220	100
		Maitencillo220	100
		Mejillones220	100
		Melipilla220	100
		Parinacota220	100
BESS NaS		A110	40
PHES		Andes220	200
		Domeyko220	200
		NuevaZaldivar220	200
Solar	Solar Carrera Pinto 05	Carrera Pinto 220	400
	PV_Andes	Andes 220	1020
	PV_Arica	Parinacota 220	110
	PV_Calama	Calama 220	640
	PV_Capricornio	Capricornio 220	300
	PV_Condores	Condores 220	250
	PV_Domeyko	Domeyko 220	1020
	PV_Encuentro	Encuentro 220	750
	PV_Lagunas	Lagunas 220	400
	PV_Nueva Encuentro	Nueva Encuentro 220	600
Hidro	Rio Claro	Alto Jahuel 110	20
CSP		Chacaya 220	320
Línea		Agua Santa 220-San Luis 220	1030
		Alto Jahuel 220-Chena 220	1030
		Charrua 500-Ancoa 500	1300
		Chena 220-Cerro Navia 220	400
Transformador		Puerto Montt 220-Puerto Montt 500	770
		Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500	770

Tabla 4.5: *Proyectos de generación, almacenamiento y transmisión sugeridos a partir de los planes de expansión en los distintos escenarios*

Capítulo 5

Conclusiones

En cualquier proceso de planificación, un aumento en el número de variables de decisión, más elementos representativos del sistema, un incremento en la cantidad de restricciones operativas y un horizonte de evaluación más extenso, fuerzan la resolución de este problema a una complejidad mucho mayor. Debido a esto, las correctas simplificaciones son altamente necesarias para disminuir el tiempo de simulación computacional a la que se enfrenta. Este estudio contempló la resolución de un año en específico, pero con un detalle mucho mayor en la operación a la planificación típica que considera las inversiones año a año. Se consideró intervalos divididos por solo una hora, rampas de subida y bajada, mínimos técnicos, modelo con barras zonales, restricciones intertemporales, entre otras variables que vuelven más preciso el problema de planificación, y por tanto, con resultados más detallados con respecto al direccionamiento de tecnologías.

Otro punto a destacar es la alta incertidumbre intrínseca con la que se enfrenta el problema de planificación. Debido a esto se agregan supuestos de entrada que repercuten en los planes finales de expansión como los costos de inversión futuros que afectan fuertemente entre la preferencia por una tecnología u otra. En este estudio se consideró valores de inversión optimistas para el almacenamiento de energía tipo BESS. Sin embargo, la tecnología preferente en los planes de expansión es el tipo CAES y PHES, siendo estas tecnologías maduras que no se espera un aumento ni disminución considerable en el futuro. Por tanto, los planes de expansión, en este sentido, no se ven mayormente afectados a la proyección de costos de inversión del almacenamiento. Un punto importante de mención, es que para una mejor categorización se atribuyeron ciertas características a 4 tipos de tecnologías de almacenamiento. Sin embargo, debido a las grandes brechas de características en las que una tecnología puede trabajar, entonces los planes de expansión no se restringen necesariamente a una inversión del almacenamiento tipo CAES específicamente, sino más bien a una inversión de alguna tecnología de almacenamiento (PHES, BESS u otra que no se haya analizado en este trabajo) que cumpla con las características que se le asignaron a la tecnología CAES en este estudio (ver tabla 3.15 y 3.16).

Por otro lado, el crecimiento económico mostrado por Chile en los últimos años logran cada vez más semejanzas con países desarrollados a nivel mundial. De acuerdo a esto, los planes energéticos no deben quedar retrasados, y por tanto, lograr una matriz de generación más renovable, mayor autosustentabilidad y una instalación de cultura de eficiencia en todos los niveles de la sociedad, es prioridad para ubicarse dentro de países líderes. De acuerdo a esto, la entrada de electromovilidad

a Chile será una realidad a la cual se deben enfocar los planes de expansión. Mientras mayor sea la penetración de autos eléctricos mayor debe ser la inversión en generación y almacenamiento de energía para cubrir los fuertes cambios en el perfil de demanda. Asimismo, el recurso solar de Chile se puede utilizar de manera inmejorable a través de la generación distribuida ayudando así a una disminución considerable en los costos de inversión, operación y falla.

Adicionalmente, el aprovechamiento del gran potencial solar que posee Chile se puede lograr con una alta inversión en la tecnología solar fotovoltaica complementado con almacenamiento de energía. Naturalmente, esta inversión de generación en el norte del país debe ir acompañada por una ampliación y expansión del sistema de transmisión hacia la zona centro del país. Esta zona por su alta densidad demográfica e industrial posee la mayor demanda a nivel nacional haciendo necesaria una gran inversión de transmisión y almacenamiento en dicha región.

El aporte de centrales de GNL se hace solo necesario en la región Metropolitana para escenarios con alta penetración de autos eléctricos. Este aporte de reserva es complementado por el almacenamiento de energía para horarios nocturnos donde la carga de electromovilidad es mayor. Este punto es fundamental para lograr una mejora en la modelación de almacenamiento “rápido”. Es decir, la modelación de la reserva para la posible construcción de almacenamiento rápido es indispensable para lograr resultados acordes a las características de almacenamiento sobre todo para la tecnología BESS.

Finalmente, una de las metas principales de la “Política Energética 2050” de lograr mínimo un 70% de generación anual renovable al 2050 es alcanzable en todos los escenarios bajo los planes de expansión determinados en este estudio.

5.1. Trabajos futuros

- Considerar estocasticidad en el proceso de planificación incorporando escenarios energéticos que incluyan proyecciones de la producción de litio, cambios en las tecnologías de calefacción u otros escenarios que impacten en la demanda eléctrica a largo plazo.
- Realizar una planificación conjunta a través del tiempo considerando las obras sugeridas bajo factibilidad técnica-económica y una reducción del sistema para disminuir tiempos de simulación.

Anexo A

Resumen Ejecutivo

La planificación a largo plazo es una herramienta indispensable para el cumplimiento de las diversas metas planteadas en la “Política Energética 2050”. A través de la co-optimización de la transmisión, generación y almacenamiento de energía se logran planes más económicos, flexibles y seguros para el sistema eléctrico chileno. La planificación tradicional identifica cada variable a través de una secuencia y en muchos casos, sin incluir el almacenamiento de energía dentro del plan de optimización. Sin embargo, la inclusión del almacenamiento de energía es una ventaja amplia para la resolución del problema de la variabilidad de las energías renovables y el abastecimiento de altas demandas.

El objetivo principal de este estudio es desarrollar el problema de la planificación conjunta de la expansión de la transmisión, generación y almacenamiento de energía para el sistema interconectado chileno, bajo distintos escenarios de demanda (penetración de electromovilidad y generación distribuida) considerando las políticas energéticas de largo plazo al año 2035 y 2050 en Chile. Por tanto, se proponen y evalúan distintas alternativas de expansión de líneas de transmisión, generadores y almacenamientos de energía para nodos específicos del Sistema Eléctrico Nacional a través de la modelación de la operación en el año 2035 y 2050 ajustado a un modelo estático con un sistema económicamente adaptado.

A.1. Metodología

La propuesta metodológica se divide principalmente en 2 secciones. La primera se basa en la creación de los escenarios de demanda con penetración de electromovilidad y generación distribuida al año 2050. La segunda sección se basa en la modelación del sistema interconectado chileno en el software PLEXOS a través de proyecciones de costos, tecnologías de almacenamiento, entre otros. Además, esta sección incluye los parámetros y base de datos para la simulación propiamente tal.

A.1.1. Proyección de demanda en Chile bajo distintos escenarios tecnológicos

A.1.1.1. Escenario Base: Proyección de demanda eléctrica 2017-2050

De acuerdo a la relación existente entre PIB–demanda eléctrica, este estudio considera los datos históricos de 10 países de la OECD realizando un análisis gráfico con estimación de regresiones del promedio de datos. Para determinar la proyección del consumo eléctrico en Chile se observó el indicador de eficiencia energética denominado “Intensidad Energética”, el cual considera el cociente entre el consumo eléctrico y el PIB.

Se proyecta el PIB de Chile al 2050 realizando un ajuste exponencial al PIB histórico promedio de los 10 países resultando. Esta variación es escalada de acuerdo a la proyección del PIB tendencial dado por el Ministerio de Hacienda. De esta manera, se rescata una proyección optimista de un PIB más alto acorde a los países de la OECD y una proyección más realista con respecto a la variación histórica chilena de los últimos años.

Se proyecta la Intensidad Energética de Chile al 2050 realizando un ajuste lineal a la Intensidad histórica promedio de los 10 países con respecto a los últimos 10 años en los cuales se observa menor dispersión y mayor estacionalidad en los datos.

La figura A.1 muestran los resultados obtenidos sobre la proyección de demanda de energía al año 2050 en Chile. Como puede observarse en la figura A.1, la demanda de energía eléctrica chilena se comporta de manera similar a la de los países desarrollados a finales del período de evaluación, donde su crecimiento tiende a detenerse en los años cercanos al 2050.

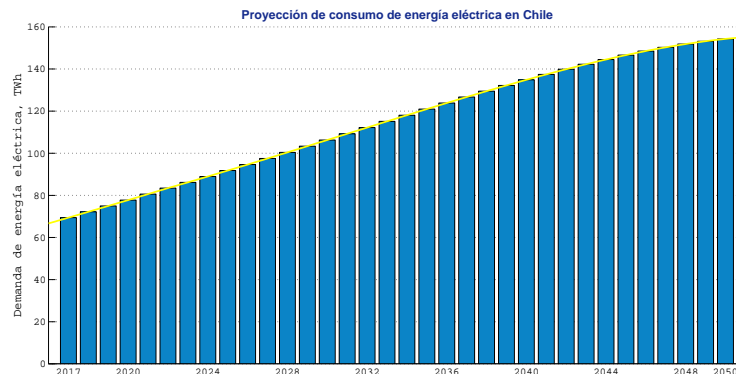


Fig. A.1: Proyección de energía eléctrica en Chile al 2050 (Fuente: Elaboración propia).

A.1.1.2. Electromovilidad

El parque automotriz total es proyectado hasta el año 2030 a través del estudio realizado por la ANAC. Extrapolando esta proyección de forma cuadrática hasta el año 2050 se obtiene el parque automotriz total desde el año 2031 al 2050. Se consideran tres escenarios de venta de autos eléctricos en Chile:

1. **Acelerado:** 75 % de ventas al año 2050.
2. **Moderado:** 40 % de ventas al año 2050.
3. **Bajo:** 15 % de ventas al año 2050.

La figura A.2 muestra la proyección de la demanda eléctrica debido a la entrada por autos eléctricos.

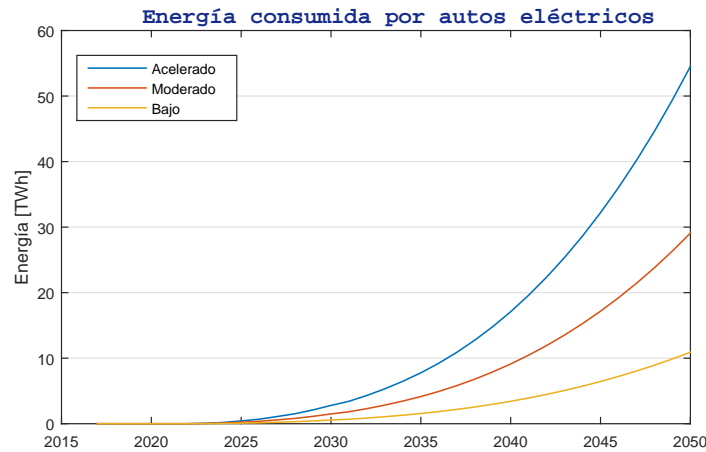


Fig. A.2: Proyección de energía eléctrica consumida por autos eléctricos, en TWh, al 2050 (Fuente: Elaboración propia).

A.1.1.3. Generación distribuida

De acuerdo al escenario actual de Chile y planes a futuro, se consideran 2 escenarios al año 2050. El primero es un escenario medio/bajo de generación distribuida, proyectando la tecnología solo linealmente de acuerdo al aumento en Chile en los últimos años. Este escenario se diseñó a partir de los datos históricos de la SEC de generación distribuida en Chile. El segundo escenario, se realiza a través de una proyección de precios de paneles fotovoltaicos y el avance histórico en algunos países de la OECD considerando planes optimistas en la generación distribuida.

Se utiliza un factor de planta de 0,24 para los paneles solares residenciales en ambos escenarios [53]. De acuerdo a esto, la energía para los dos escenarios se muestra en la tabla A.1.

Año	Medio	Alto	Año	Medio	Alto
2015	3	3	2033	384	7927
2016	24	24	2034	405	8397
2017	45	199	2035	426	8868
2018	66	399	2036	447	9338
2019	88	598	2037	469	9808
2020	109	797	2038	490	10278
2021	130	1369	2039	511	10748
2022	151	1941	2040	532	11219
2023	172	2513	2041	553	11726
2024	193	3085	2042	574	12233
2025	215	3657	2043	595	12741
2026	236	4229	2044	617	13248
2027	257	4801	2045	638	13756
2028	278	5373	2046	659	14263
2029	299	5944	2047	680	14770
2030	320	6516	2048	701	15278
2031	342	6987	2049	722	15785
2032	363	7457	2050	744	16293

Tabla A.1: Energía total generada por generación distribuida, en GWh.

A.1.1.4. Escenarios de demanda eléctrica

A partir del escenario base más la suma de la energía debido a autos eléctricos y la resta de energía debido a generación distribuida, se crean 6 escenarios energéticos descritos en la figura A.3.

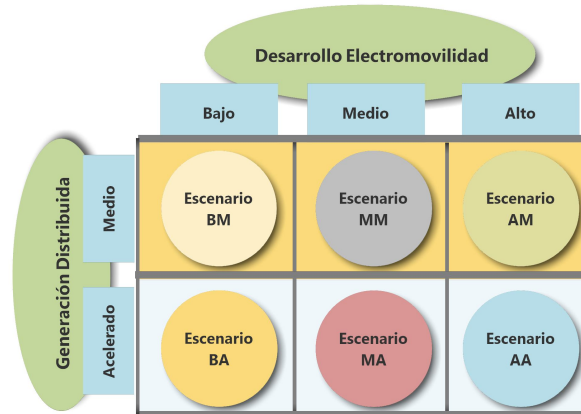


Fig. A.3: Diagrama de escenarios de demanda con autos eléctricos y generación distribuida.

La figura A.4 muestra el perfil de potencia para un día típico para distintos escenarios comparados con el Escenario Base.

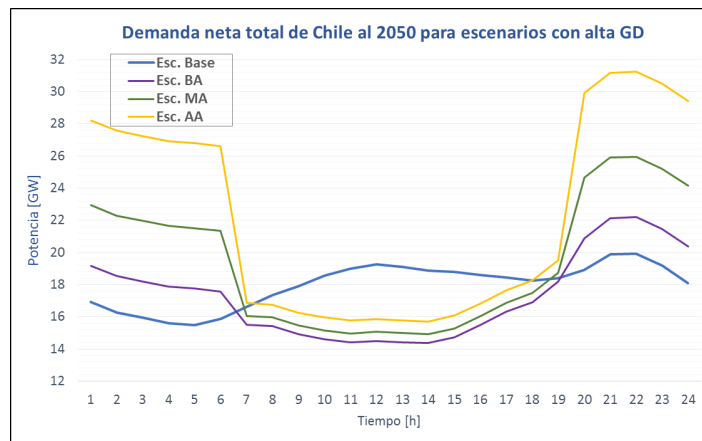


Fig. A.4: Perfil de demanda de Chile en día típico al año 2050 bajo distintos escenarios (Fuente: Elaboración propia).

A.1.2. Modelación del sistema interconectado chileno

El modelo utilizado para representar el sistema interconectado chileno fue obtenido a partir de la base de modelación PLEXOS 2017 del Plan del Coordinador [54]. Esta representación cuenta con 206 barras, 320 líneas de transmisión y 578 centrales de generación. Además, se consideran ya instaladas todas las obras en construcción debido a que el estudio proyecta la operación al año 2035 y 2050.

Para complementar el estudio se agregaron datos de toma de subida y bajada en MW/min y mínimos técnicos para distintas centrales obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional [55]. Además, se agregó 4 baterías instaladas en el sistema interconectado.

Se considera la demanda eléctrica con pasos de 1 hora obteniendo así 8760 bloques por barra para cada año. La demanda total se agrupa a 76 barras del sistema. La demanda por electromovilidad y generación distribuida se agrupa espacialmente a través de datos históricos por región de la ANAC y SEC, respectivamente.

Se modelan 4 tipos de tecnologías: PHES, CAES, BESS Li-ion y BESS NaS. La tabla A.2 muestran las características principales de las tecnologías de almacenamiento.

Tipo	Eficiencia	P_{max}	Capacidad	$t_{descarga}$	Min SoC	$t_{response}$	Max Units Built
	%	MW	MWh	min	%		
PHES	78	200	2000	600	25	2 min	5
CAES	65	100	600	360	33.3	10 min	5
BESS Li-ion	88	20	10	30	25	1 ms	5
BESS NaS	85	35	105	180	57	3 ms	5

Tabla A.2: Características de modelación de las distintas variables de decisión de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia con datos de [8] y [11])

Los costos de inversión de las tecnologías PHES y CAES no se proyectan con una mayor disminución en los costos debido a que son tecnologías maduras. Sin embargo, las tecnologías BESS se espera una disminución considerable al 2050 de acuerdo a diversas fuentes [56] [57] [9] [58] [59].

Los costos de inversión de las distintas tecnologías de generación se basaron en la proyección de costos referenciales realizada por el Ministerio de Energía [15]. Las tecnologías de generación evaluadas son: solar fotovoltaica, CSP, eólica, geotermia, hidroelectricidad, GNL ciclo combinado y diésel.

El número de variables candidatas de expansión son:

- *Líneas de transmisión y transformadores:* 60 variables de decisión.
- *Almacenamientos de energía:* 126 variables de decisión.
- *Centrales de generación:* 153 variables de decisión.

A.2. Resultados de planes óptimos de expansión 2050

La figura A.5 muestra colectivamente las tres alternativas de expansión, ilustrando las capacidades óptimas en cada escenario. Se puede apreciar que la transmisión necesita una expansión más amplia y homogénea a nivel de capacidad que la generación y el almacenamiento en la mayoría de los escenarios. Sin embargo, en los Escenarios AA y AM la inversión en generación sobrepasa los 20.000MW de capacidad a construir al año 2050, ubicándose como la alternativa de mayor expansión en el sistema. Por otra parte, el almacenamiento de energía aporta gran potencia de instalación en la mayoría de los

escenarios. A nivel de capacidad, el almacenamiento se ubica solo por debajo de la generación solar. Por ejemplo, en el Escenario AA la capacidad a construir de solamente PHES es de 5.200MW, superando claramente a la segunda tecnología en generación como es la hidroelectricidad con aproximadamente 3.000MW de capacidad a construir.

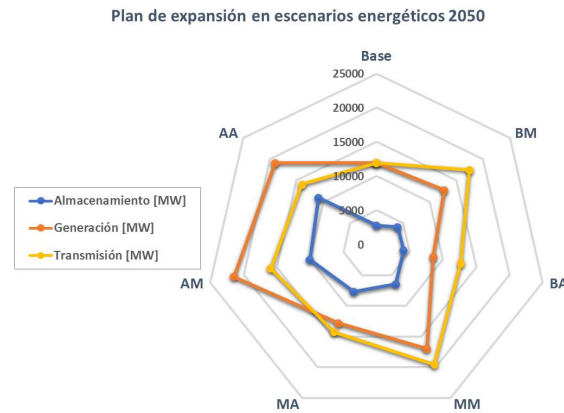


Fig. A.5: Capacidad a construir en los planes de expansión de los distintos escenarios al año 2050

Con respecto a la generación, la tecnología predominantes en todos los escenarios es la generación solar fotovoltaica. Este plan se complementa con alternativas como hidroelectricidad y CSP. Además, se observa un aporte de generación por GNL localizada en puntos donde existe alta demanda por electromovilidad como es la región Metropolitana. En la figura A.6 se puede apreciar que mientras mayor sea la entrada por autos eléctricos, mayor será la capacidad a construir en generación, y de igual forma, mientras mayor sea la entrada de generación distribuida, menor es el plan de expansión necesario en generación.

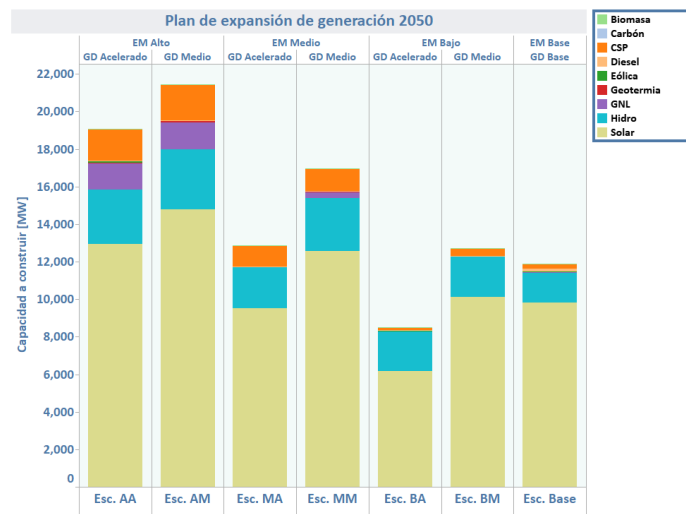


Fig. A.6: Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de generación en los distintos escenarios al año 2050

Para visualizar la generación horaria por cada tecnología de generación se muestra en la figura

A.7 el perfil en un día típico para el Escenario AA. Se observa que la hidroelectricidad es la energía predominante a nivel de potencia aportando la generación base en el perfil horario. Sin embargo, por otra parte, existe un alto aporte de generación solar durante el día. Debido a esto, el perfil de generación no posee una disminución durante el día como sí se observa en la demanda mostrada anteriormente en la figura A.8. Es decir, los perfiles de demanda y generación son contrapuestos sobre todo en el horario diurno.

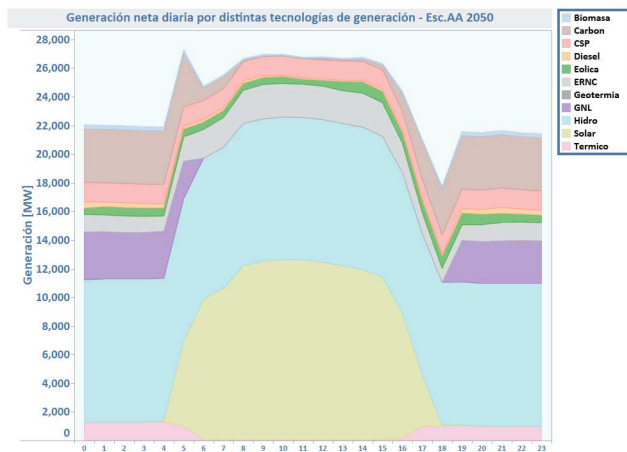


Fig. A.7: Generación horaria por tecnología de generación en Escenario AA - 2050

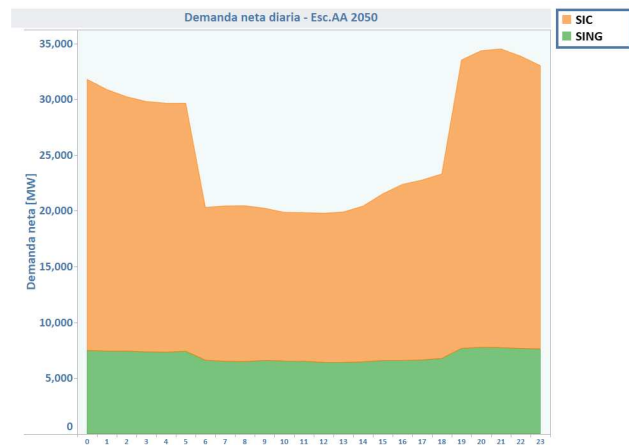


Fig. A.8: Demanda neta por sistema en Escenario AA - 2050

Sin embargo, si al aporte de las centrales de generación se le suma la generación que provee el almacenamiento de energía, entonces se puede observar en la figura A.9 un perfil de generación mucho más parecido al perfil de demanda.

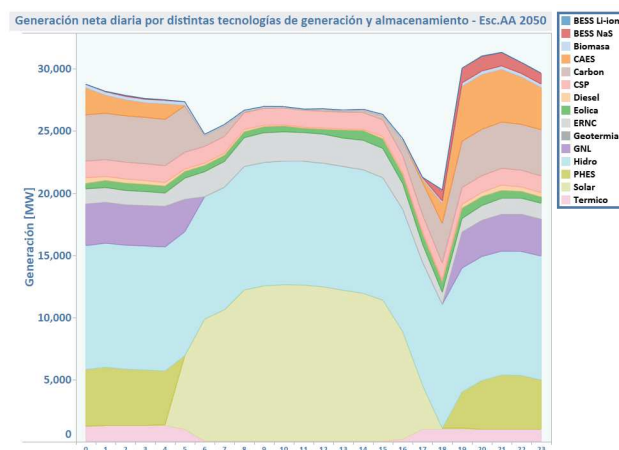


Fig. A.9: Generación horaria por tecnología de generación y almacenamiento en Escenario AA - 2050

Se observa que las tecnologías CAES y PHES aportan gran generación en el horario nocturno. Esto se debe al perfil de generación neta que poseen los almacenamientos de energía, los cuales se

cargan principalmente durante el día en horario con alta generación solar (generación negativa) y se descargan durante la noche en horario con alta demanda (generación positiva), como se observa en la figura A.10.

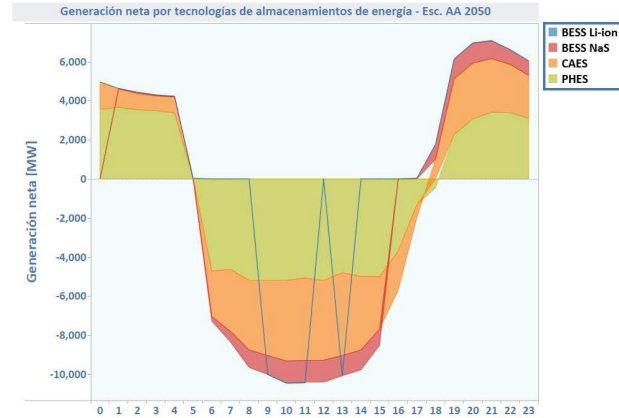


Fig. A.10: Suma de generación neta horaria de almacenamiento de energía para Escenario AA 2050

Respecto a la potencia construida en almacenamiento, se aprecia comparando los escenarios altos y medios de generación distribuida en la figura A.11, que la necesidad de almacenamiento para escenarios con alta penetración de generación distribuida siempre es mayor que para escenarios con generación distribuida moderada. Además, en todos los escenarios las tecnologías CAES y PHES son las predominantes a nivel de potencia.

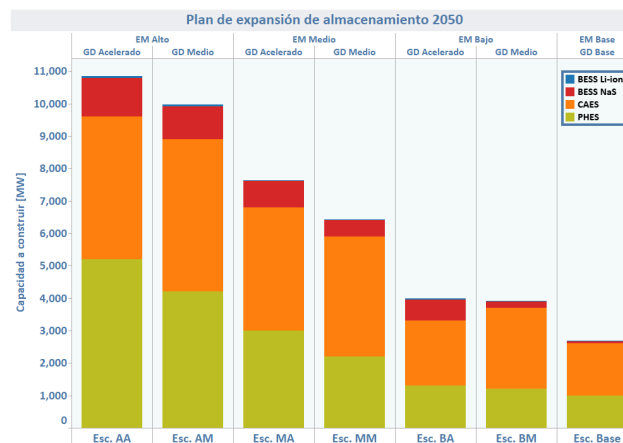


Fig. A.11: Potencia a construir por tecnología del plan de expansión de almacenamiento en los distintos escenarios al año 2050

A.3. Resultados de planes óptimos de expansión 2035

Se observa en la figura A.12 que la tecnología solar es la principal fuente de energía a construir al año 2035, seguido en segundo lugar por hidroelectricidad.

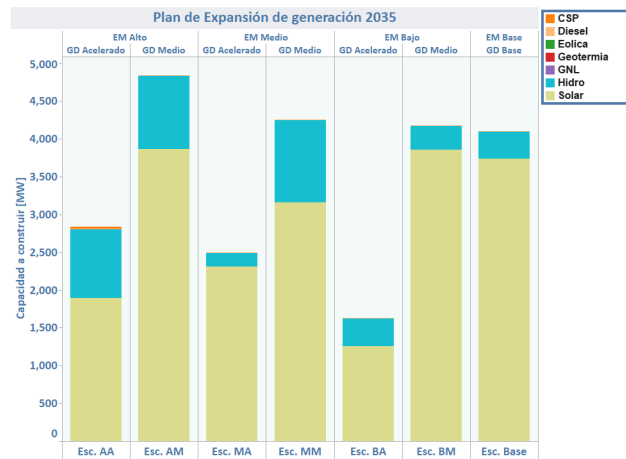


Fig. A.12: Plan de expansión de generación para escenarios energéticos 2035

Con respecto a los planes de transmisión, existen zonas claves para la expansión y ampliación de transformadores y líneas de transmisión como Ancoa, Quillota y Crucero Encuentro.

Debido a que la entrada de electromovilidad y generación distribuida al año 2035 no tiene una penetración fuerte, los cambios en el perfil de potencia son mucho menores a los del año 2050. Sumando a esto, la capacidad a instalar de generación solar al año 2035 es mucho menor que la capacidad a instalar de la misma tecnología al año 2050. Debido a esto, el almacenamiento no tiene la gran capacidad que sí muestra al año 2050, como se puede observar en la figura A.13.

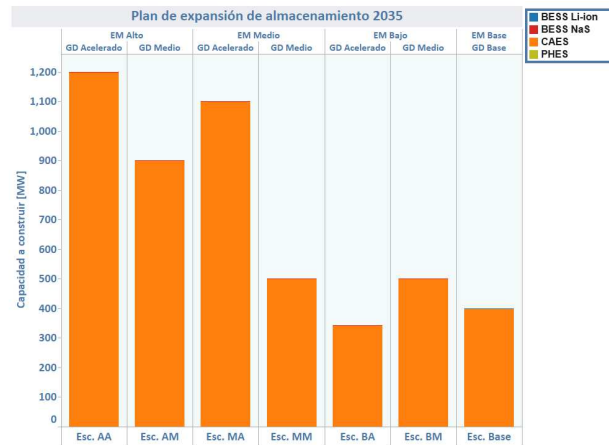


Fig. A.13: Capacidad a construir de almacenamiento de energía para escenarios energéticos 2035

A.4. Sugerencias y conclusiones

- El almacenamiento de energía es pieza fundamental para un abastecimiento flexible y a mínimo costo en escenarios con grandes cambios en el perfil de demanda y alta entrada de generación renovable. Esto se comprueba realizando una simulación del Escenario AM sin almacenamiento de energía como variables candidatas al plan de expansión (solo generación y transmisión). La

función objetivo aumenta en aproximadamente un 27 %.

- Las tecnologías a potenciar en Chile al 2050 es la generación solar fotovoltaica con un alto complemento de almacenamiento de energía.
- Se realizaron distintos análisis de sensibilidad concluyendo:
 - Solo construir generación ERNC al 2050 aumenta la función objetivo considerablemente en escenarios con alta electromovilidad. Sin embargo, si se considera la hidroelectricidad más energías ERNC los costos no aumentan considerablemente a los planes de expansión originales, siendo despreciable para escenarios con baja entrada de vehículos eléctricos.
 - Lograr un aplanamiento de la curva de demanda logra un 15 % de disminución de los costos totales del sistema. Esto se puede lograr incentivando la carga de electromovilidad en horarios diurnos que coincidan con la generación solar.
- Las tecnologías de almacenamiento principales en los planes de expansión son la que poseen las características de la CAES y PHES en la tabla A.2.
- La relevancia de fomentar la generación distribuida a niveles mayores a través de incentivos o subsidios es importante debido a que existen disminuciones de más de un 8 % en los costos totales del sistema.
- Se supera el 70 % de generación renovable anual al 2050 de acuerdo a una de las metas principales de la “Política Energética 2050”.
- El aporte de centrales de GNL se hace solo necesario (en un bajo porcentaje) en la región Metropolitana para escenarios con alta penetración de vehículos eléctricos.

Anexo B

Acerca de PLEXOS

PLEXOS es un software optimización y simulación de mercados eléctricos utilizado en un modelo de sistemas eléctricos de potencia. Usando programación entera-mixta, PLEXOS optimiza el despacho de generación incorporando flujo de carga en DC para modelar la transmisión. PLEXOS co-optimiza el despacho de las centrales térmicas, el uso del agua en centrales hidroeléctricas y servicios complementarios. Además, entrega un conjunto versátil de características que se pueden adaptar para satisfacer diferentes mercados eléctricos. Debido al amplio rango de características disponibles en PLEXOS, el software puede ser utilizado para múltiples propósitos, desde un detallado análisis de operación focalizado en un día hasta un problema de planificación de largo plazo que abarca de 20 a 30 años.

PLEXOS optimiza el despacho para abastecer la demanda y los requerimientos de servicios complementarios al mínimo costo, sujeto a las diversas restricciones de operación, las cuales se destacan:

- Restricciones de generación: disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), predespacho y otras restricciones técnicas.
- Restricciones de transmisión: disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), ecuaciones linealizadas (DC) del flujo óptimo de potencia (OPF), interconexiones, y otras restricciones de transmisión en una función de la carga, generación o flujos de líneas.
- Restricciones hidráulicas: unidades hidráulicas que puedan tener restricciones de energía o modelos de almacenamiento más detallados que pueden ser modelados con flujos hidráulicos estocásticos.
- Restricciones de combustible: p.ej, límites de combustibles diarios o anuales.
- Restricciones de servicios complementarios: Respuesta máxima de unidades y cálculo de riesgo dinámico.
- Restricciones de emisiones: Se puede incorporar un límite en la producción de emisiones de gases.

B.1. Algoritmos de PLEXOS

Para permitir el modelado de problemas de largo plazo y restricciones de corto plazo, PLEXOS incluye cuatro algoritmos integrados:

1. Simulación de largo plazo (LT): Utiliza el análisis de la curva de duración de carga para permitir el modelado de horizontes que abarcan más de un año en un solo paso. Adecuado para planificaciones de largo plazo en donde las decisiones necesitan considerar futuros cambios del mercado.
2. PASA/ pre-programación: Optimización de la programación de mantenimiento y previa programación de las salidas no planeadas de la simulación de Monte Carlo.
3. Simulación de mediano plazo (MT): Usa el análisis de la curva de duración de carga para modelar hasta un año de un solo paso. Adecuado para planificación operacional de mediano plazo, se puede usar para modelar el uso óptimo de energía en los embalses en el mediano plazo.
4. Simulación de corto plazo (ST): modelado cronológico del despacho en cada periodo (típicamente una hora o media hora). Adecuado para la toma de decisiones operativas.

B.2. Cronología

LT Plan puede controlar el nivel de detalle usado en la representación del horizonte. Se pueden utilizar las siguientes herramientas:

1. *Partial*: Construye curvas de duración de carga que se forman para cada día/semana/mes/año (según lo controla la configuración de tipo PLC). Cada LDC contiene el número de bloque de períodos de simulación.
2. *Fitted*: Se preserva el orden original de los intervalos, pero en lugar de simular cada intervalo, combina los intervalos de manera que solo el número designado de *Block Count* se modela en días/ semanas/meses/años. El ajuste se realiza utilizando la técnica de los mínimos cuadrados ponderados.
3. *Sampled*: En esta cronología, los periodos del tipo de muestra se conservan textualmente, pero solo se selecciona el número especificado de esos períodos para modelar. Los períodos restantes (sin muestreo) se asignan a las muestras de modo que se obtiene un conjunto completo de resultados y elementos. De esta manera se evalúan correctamente el almacenamiento y los objetos de restricciones intertemporales.

B.3. End Effects Methods

End Effects Methods controla cómo el tiempo después del final del horizonte de planificación se considera en el plan de largo plazo. En PLEXOS existen dos opciones para la evaluación después

del horizonte de evaluación: no considerar los efectos de tiempo fuera del horizonte de planificación y por otra parte, la opción Perpetuity que supone que el último año de evaluación se repite un número infinito de veces para evaluar las inversiones fuera del horizonte de planificación. Es decir, hace que los costos del último período en la función objetivo tengan asociado un peso mayor que el costo de los otros años, dependiendo del valor de la tasa de actualización.

Se utilizó la versión 6.400 del software PLEXOS en este estudio.

Anexo C

Modelo del sistema interconectado chileno utilizado

C.1. Barras

Tabla C.1: Barras modeladas en el Sistema Eléctrico Nacional

Nombre	Zona	Región	Nombre	Zona	Región
Agua Santa 110	Quillota	SIC	Chuquicamata 220	Crucero Encuentro	SING
Agua Santa 220	Quillota	SIC	Collahuasi 220	Collahuasi	SING
Alto Jahuel 110	Alto Jahuel	SIC	Condores 110	Pozo Almonte - Condores	SING
Alto Jahuel 154	Alto Jahuel	SIC	Condores 220	Pozo Almonte - Condores	SING
Alto Jahuel 220	Alto Jahuel	SIC	Crucero 220	Crucero Encuentro	SING
Alto Jahuel 500	Alto Jahuel	SIC	Desalant 110	Chacaya	SING
Ancoa 220	Ancoa	SIC	Dolores 110	Pozo Almonte - Condores	SING
Ancoa 500	Ancoa	SIC	El Abra 220	Crucero Encuentro	SING
Barro Blanco 220	Puerto Montt	SIC	El Aguila 066	Parinacota	SING
Cachayuyal 220	Diego de Almagro	SIC	El Cobre 220	Laberinto-Cobre	SING
Candelaria 220	Alto Jahuel	SIC	El Loa 220	Crucero Encuentro	SING
Cardones 220	Cardones	SIC	El Negro 110	Chacaya	SING
Carrera Pinto 220	Diego de Almagro	SIC	El Tesoro 220	Crucero Encuentro	SING
Cautin 220	Cautin	SIC	Enaex 110	Chacaya	SING
Cerro Navia 110	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Encuentro 220	Crucero Encuentro	SING
Cerro Navia 220	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Esmeralda 110	Atacama	SING

Nombre	Zona	Región	Nombre	Zona	Región
Charrua 220	Charrua	SIC	Esmeralda 220	Atacama	SING
Charrua 500	Charrua	SIC	Esperanza 220	Crucero Encuentro	SING
Chena 110	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Gaby 220	Laberinto-Cobre	SING
Chena 220	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	GNL Mejillones 110	Chacaya	SING
Ciruelos 220	Valdivia	SIC	Iquique 066	Pozo Almonte - Condores	SING
Colbun 220	Ancoa	SIC	KM6 110	Crucero Encuentro	SING
Diego de Almagro 220	Diego de Almagro	SIC	La Cruz 220	Crucero Encuentro	SING
Don Goyo 220	Pan de Azucar	SIC	La Negra 110	Chacaya	SING
El Rodeo 220	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	La Portada 110	Atacama	SING
El Salto 110	Polpaico	SIC	Laberinto 220	Laberinto-Cobre	SING
El Salto 220	Polpaico	SIC	Lagunas 023	Lagunas	SING
Esperanza_220	Cautin	SIC	Lagunas 220	Lagunas	SING
Francisco 220	Diego de Almagro	SIC	Lince 110	Chacaya	SING
Itahue 154	Ancoa	SIC	Lomas Bayas 220	Laberinto-Cobre	SING
Itahue 220	Ancoa	SIC	Mantos Blancos 220	Chacaya	SING
La Cebada 220	Pan de Azucar	SIC	Mantos de la Luna 110	Crucero Encuentro	SING
Lalackama 220	Diego de Almagro	SIC	Mejillones 110	Chacaya	SING
Lampa 220	Polpaico	SIC	Mejillones 220	Chacaya	SING
Las Palmas 220	Los Vilos	SIC	Minsal 023	Andes	SING
Las Vegas 110	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Minsal 110	Andes	SING
Lo Aguirre 220	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Molycop 220	Chacaya	SING
Los Almendros 110	Los Almendros	SIC	Norgener 220	Crucero Encuentro	SING
Los Almendros 220	Los Almendros	SIC	Nueva Victoria 220	Lagunas	SING
Los Vilos 220	Los Vilos	SIC	Oeste 110	Andes	SING
Maipo 220	Alto Jahuel	SIC	Oeste 220	Andes	SING
Maitencillo 220	Maitencillo	SIC	Pacifico 110	Pozo Almonte - Condores	SING
Melipilla 220	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Palafitos 110	Pozo Almonte - Condores	SING
Nogales 220	Nogales	SIC	Pampa 110	Chacaya	SING
Pan de Azucar 220	Pan de Azucar	SIC	Pampa Lina 220	Crucero Encuentro	SING
Paposo 220	Diego de Almagro	SIC	Parinacota 066	Parinacota	SING
Polpaico 220	Polpaico	SIC	Parinacota 220	Parinacota	SING
Polpaico 500	Polpaico	SIC	Pozo Almonte 023	Pozo Almonte - Condores	SING
Polpaico Desf 220	Polpaico	SIC	Pozo Almonte 066	Pozo Almonte - Condores	SING
Puerto Montt 220	Puerto Montt	SIC	Pozo Almonte 110	Pozo Almonte - Condores	SING
Punta Colorada 220	Pan de Azucar	SIC	Pozo Almonte 13.8	Pozo Almonte - Condores	SING
Quillota 110	Quillota	SIC	Pozo Almonte 220	Pozo Almonte - Condores	SING
Quillota 220	Quillota	SIC	Pukara 066	Parinacota	SING
Rapel 220	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Quebrada Blanca 220	Collahuasi	SING

Nombre	Zona	Región	Nombre	Zona	Región
Romero 220	Maitencillo	SIC	Quiani 066	Chacaya	SING
San Andres 220	Diego de Almagro	SIC	Radomiro Tomic 220	Crucero Encuentro	SING
San Luis 220	Quillota	SIC	Sagasca 066	Pozo Almonte - Condores	SING
Taltal 220	Diego de Almagro	SIC	Salar 110	Crucero Encuentro	SING
Tap PE Enel 220	Diego de Almagro	SIC	Salar 220	Crucero Encuentro	SING
Temuco 220	Cautin	SIC	Sierra Gorda 220	Crucero Encuentro	SING
Valdivia 220	Valdivia	SIC	Sierra Gorda 220-1	Crucero Encuentro	SING
Cardones 500	Cardones	SIC	Spence 220	Crucero Encuentro	SING
Cautin 500	Cautin	SIC	Sur 110	Atacama	SING
Lo Aguirre 500	Cerro Navia - Lo Aguirre	SIC	Tamarugal 066	Pozo Almonte - Condores	SING
Los Almendros 500	Los Almendros	SIC	Tamaya 110	Crucero Encuentro	SING
Maitencillo 500	Maitencillo	SIC	Tarapaca 220	Tarapaca	SING
Mulchen 220	Cautin	SIC	Tocopilla 005	Crucero Encuentro	SING
Nueva Charrua 220	Charrua	SIC	Tocopilla 110	Crucero Encuentro	SING
Nueva Charrua 500	Charrua	SIC	Tocopilla 220	Crucero Encuentro	SING
Pan de Azucar 500	Pan de Azucar	SIC	Uribe 110	Atacama	SING
Pichirropulli 220	Valdivia	SIC	Vitor 110	Pozo Almonte - Condores	SING
Pichirropulli 500	Valdivia	SIC	Calama 220	Crucero Encuentro	SING
Puerto Montt 500	Puerto Montt	SIC	Kapatur 220	Los Changos-Kapatur-Cochrane	SING
TalTal 500	Diego de Almagro	SIC	Los Changos 220	Los Changos-Kapatur-Cochrane	SING
A 110	Crucero Encuentro	SING	Los Changos 500	Los Changos-Kapatur-Cochrane	SING
Alto Hospicio 110	Pozo Almonte - Condores	SING	Nueva Crucero Encuentro 220	Crucero Encuentro	SING
Alto Norte 110	Chacaya	SING	Nueva Crucero Encuentro 500	Crucero Encuentro	SING
Andes 220	Andes	SING	Nueva Encuentro 220	Crucero Encuentro	SING
Andes 345	Andes	SING	Antucoya 220	Atacama	SING
Angamos 220	Los Changos-Kapatur-Cochrane	SING	Chuquicamata Subterráneo 220	Crucero Encuentro	SING
Antofagasta 013	Chacaya	SING	Cochrane 220	Los Changos-Kapatur-Cochrane	SING
Antofagasta 110	Chacaya	SING	Concentradora RT 220	Crucero Encuentro	SING
Arica 066	Parinacota	SING	Ministro Hales 220	Crucero Encuentro	SING
Arica 110	Parinacota	SING	Tchitack 220	Crucero Encuentro	SING
Barril 110	Crucero Encuentro	SING	La Negra 220	Chacaya	SING
Barril 220	Crucero Encuentro	SING	Lagunas_220_Desf	Lagunas	SING
Calama 110	Crucero Encuentro	SING	Coloso 220	OHiggins	SING
Capricornio 110	Chacaya	SING	Domeyko 220	Escondida Domeyko Zaldivar	SING
Capricornio 220	Chacaya	SING	Escondida 220	Escondida Domeyko Zaldivar	SING
CD Antofagasta 013	Atacama	SING	Laguna Seca 220	Escondida Domeyko Zaldivar	SING
CD Arica 066	Parinacota	SING	Nueva Zaldivar 220	Escondida Domeyko Zaldivar	SING
CD Iquique 066	Pozo Almonte - Condores	SING	OGP1 220	Escondida Domeyko Zaldivar	SING

Nombre	Zona	Región	Nombre	Zona	Región
Central Atacama 220	Atacama	SING	Ohiggins 220	OHiggins	SING
Centro 110	Atacama	SING	Palestina 220	Escondida Domeyko Zaldívar	SING
Cerro Colorado 110	Pozo Almonte - Condores	SING	Salta 345	Salta	SADI
Cerro Dragon 110	Pozo Almonte - Condores	SING	Sulfuros 220	Escondida Domeyko Zaldívar	SING
Chacaya 110	Chacaya	SING	Zaldívar 220	Escondida Domeyko Zaldívar	SING
Chacaya 220	Chacaya	SING	Carrera Pinto 500	Diego de Almagro	SIC
Chapiquina 066	Parinacota	SING	La Cebada 500	Los Vilos	SIC
Chinchorro 066	Parinacota	SING	Punta Colorada 500	Maitencillo	SIC
Chuquicamata 110	Crucero Encuentro	SING	Andes 500	Andes	SING
-	-	-	Pozo Almonte 500	Pozo Almonte - Condores	SING

C.2. Líneas de transmisión

Tabla C.2: Líneas de transmisión modeladas en el Sistema Eléctrico Nacional

Nombre	Parámetros		Nombre	Parámetros	
	x [pu]	Cap. Térmica [MW]		x [pu]	Cap. Térmica [MW]
Agua Santa 110-Quillota 110	0.0431	800	La Negra 220-Coloso 220	0.00355	245
Agua Santa 220-San Luis 220	0.0194	322	La Negra 220-La Negra 110	0.071	100
Alto Hospicio 110-Cerro Dragon 110	0.00728	98	Laberinto 220-El Cobre 220	0.00214	361
Alto Jahuel 110-Chena 110	0.0302	316	Laberinto 220-Lomas Bayas 220	0.0086	290
Alto Jahuel 110-Los Almendros 110	0.0673	162	Laberinto 220-Mantos Blancos 220	0.06023	290
Alto Jahuel 220-El Rodeo 220	0.0013	920	Laberinto 220-Nueva Zaldívar 220 I	0.07642	293
Alto Jahuel 500-Lo Aguirre 500	0.00507	1400	Laberinto 220-Nueva Zaldívar 220 II	0.07445	377
Alto Jahuel 500-Los Almendros 500 I	0.005108	1800	Lagunas 220 Desf-Collahuasi 220	0.0486	109
Alto Jahuel 500-Polpaico 500	0.0079	1400	Lagunas 220-Collahuasi 220	0.0486	109
Alto Jahuel 500-Polpaico 500 II	0.0077	1400	Lagunas 220-Lagunas 023	0.79556	93
Ancoa 220-Itahue 220	0.0278	400	Lagunas 220Lagunas 220 Desf	0.0001	500
Ancoa 500-Alto Jahuel 500	0.0133	1400	Lagunas 220-Pozo Almonte 220	0.06037	328
Ancoa 500-Alto Jahuel 500 II	0.0133	1400	Lagunas 220-Pozo Almonte 220 II-c1	0.0452775	328
Ancoa 500-Alto Jahuel 500 III	0.0133	1400	Lagunas 220-Pozo Almonte 220 II-c2	0.0452775	328
Ancoa 500-Alto Jahuel 500 IV	0.0133	1400	Lalackama 220-Francisco 220	0.04262	285
Ancoa 500-Polpaico 500	0.017	1400	Lalackama-Tap PE Enel 220	1.00E-05	242

Nombre	Parámetros		Nombre	Parámetros	
	x [pu]	Cap. Térmica [MW]		x [pu]	Cap. Térmica [MW]
Andes 220-Nueva Zaldívar 220	0.02518	370	Lampa 220-Polpaico Desf 220	0.0066	530
Andes 220-Oeste 220	0.032265	290	Las Palmas 220-Los Vilos 220	0.031	274
Andes 345-Andes 220	0.0152	750	Las Vegas 110-Quillota 110	0.0446	366
Andes 500-Kimal 500	0.014	1500	Lo Aguirre 220-Cerro Navia 220	0.00677	386
Angamos 220-Cochrane 220	0.0005	600	Lo Aguirre 500-Polpaico 500	0.00311	1400
Angamos 220-Kapatur 220	0.0005	700	Los Almendros 110-El Salto 110	0.0257	316
Angamos 220-Laberinto 220 I	0.08423	700	Los Almendros 220-Alto Jahuel 220	0.0174	423
Angamos 220-Laberinto 220 II	0.08423	700	Los Almendros 500- Polpaico 500 I	0.00728	1800
Antofagasta 013-Antofagasta 110	0.38554	30	Los Changos 220-Kapatur 220	0.0012	1500
Antofagasta 110-Capricornio 110	0.09858	137	Los Changos 500-Cumbre 500	0.008045	1500
Antofagasta 110-Desalant 110	0.03735	122	Los Changos 500-Los Changos 220	0.013	750
Antofagasta 110-Esmeralda 110	0.016	122	Los Changos 500-Los Changos 220 II	0.0065	1500
Antofagasta 110-La Negra 110	0.0622	122	Los Changos 500-Nueva Crucero 500	0.00789	1500
Antucoya 220- Nueva Encuentro 220	0.0212	386	Los Changos 500-TalTal 500	0.004924	1500
Antucoya 220-Encuentro 220	0.03165	386	Los Vilos 220-Nogales 220	0.0395	320
Arica 110-Arica 066	0.197	30	Maipo 220-Alto Jahuel 220	0.00012	910
Arica 110-Vitor 110	0.182	34.25	Maitencillo 220-Punta Colorada 220	0.0882	259
Barril 110-Mantos de la Luna 110	0.08792	71	Maitencillo 220-Punta Colorada 220 II	0.035	500
Barril 220-Barril 110	0.4	30	Maitencillo 220-Romero 220	0.0652	259
Barril 220-La Cruz 220	0.017	474	Maitencillo 500-Cardones 500	0.00717	1700
Barro Blanco 220-Valdivia 220	0.087	182	Mejillones 110-Enaex 110	0.00399	183
Cachayuyal 220-Diego de Almagro 220	0.09375	285	Mejillones 110-Lince 110	0.24004	48
Calama 220-Calama 110	0.066	150	Mejillones 220-Mejillones 110	0.13238	1000
Candelaria 220-Maipo 220	0.01482	910	Mejillones 220-O'higgins 220	0.0475	261
Capricornio 110-El Negro 110	0.12594	137	Melipilla 220-Cerro Navia 220	0.0229	386
Capricornio 220-Capricornio 110	0.16133	80	Melipilla 220-Lo Aguirre 220	0.0171	386
Capricornio 220-Capricornio 110 II	0.16133	80	Ministro Hales 220-Tchitack 220	0.0058	273
Capricornio 220-Mantos Blancos 220	0.01356	377	Minsal 110-Minsal 023	0.3365	122
Cardones 220-Diego de Almagro 220	0.1213	290	Mulchen 220-Cautin 220	0.0408	500
Cardones 220-Maitencillo 220	0.0379	490	Nogales 220-Polpaico 220	0.01455	1500
Carrera Pinto 220-Cardones 220	0.0585	220	Nogales 220-Quillota 220	0.0121	320
Carrera Pinto 220-Cardones 220 II	0.0593	290	Norgener 220-Barril 220	0.007	474
Carrera Pinto 220-Cardones 220 III	0.06	290	Nueva Charrua 500-Ancoa 500	0.0043	2600
Carrera Pinto 220-San Andres 220	0.037	197	Nueva Charrua 500-Charrua 500	4.00E-08	2600
Carrera Pinto 220-San Andres 220 II	0.03558	320	Nueva Crucero 500-Nueva Crucero 220	0.0065	1500
Carrera Pinto 220-San Andres 220 III	0.036	320	Nueva Crucero 500-Nueva Crucero 220 III	0.013	750
Carrera Pinto 500-Punta Colorada 500	0.0073	1500	Nueva Crucero Encuentro 220-Encuentro 220	0.00038	500

Nombre	Parámetros		Nombre	Parámetros	
	x [pu]	Cap. Térmica [MW]		x [pu]	Cap. Térmica [MW]
CD Antofagasta 013-Antofagasta 013	0.18278	28	Nueva Encuentro 220-Encuentro 220	0.005	386
CD Arica 066-Arica 066	0.06617	41	Nueva Victoria 220-Lagunas 220	0.01397	183
CD Iquique 066-Iquique 066	0.01497	48	Nueva Zaldívar 220-Escondida 220	0.01189	293
Cental Atacama 220- O'Higgins 220	0.026	492	Nueva Zaldívar 220-OGP1 220	0.019	293
Central Atacama 220-Antucoya 220	0.0633	386	Nueva Zaldívar 220-Sulfuros 220	0.01099	293
Central Atacama 220-Domeyko 220	0.087	491	Nueva Zaldívar 220-Zaldívar 220	0.00017	330
Central Atacama 220-Encuentro 220	0.0954	386	Nueva_Crucero 220-Chuquicamata 220	0.05953	442
Central Atacama 220-Esmeralda 220	0.05876	197	Nueva_Crucero 220-Chuquicamata Subte 220	0.05953	442
Central Atacama 220-Mejillones 220	0.0011	377	Nueva_Crucero 220-Laberinto 220 I	0.11269	293
Central Atacama 220-Nueva Encuentro 220	0.0854	386	Nueva_Crucero 220-Laberinto 220 II	0.11003	377
Cerro Navia 110-Las Vegas 110	0.1162	162	Nueva_Crucero 220-Lagunas 220	0.14822	183
Cerro Navia 220-Lampa 220	0.0052	530	Nueva_Crucero 220-Nueva Victoria 220	0.13609	183
Chacaya 110-GNL Mejillones 110	0.009	137	Nueva_Crucero 220-Salar 220	0.06359	442
Chacaya 220-Capricornio 220	0.04239	377	Oeste 110-Minsal 110	0.1154	50
Chacaya 220-Chacaya 110	0.1	100	Oeste 220-Laberinto 220	0.07226	290
Chacaya 220-Crucero 220	0.13169	328	Oeste 220-Oeste 110	0.27091	1000
Chacaya 220-El Cobre 220	0.05648	700	OGP1 220-Domeyko 220	0.0132	293
Chacaya 220-Esmeralda 220	0.05876	197	O'Higgins 220-Coloso 220	0.0279	245
Chacaya 220-Mejillones 220	0.0011	377	O'Higgins 220-Coloso 220 II	0.0279	245
Chacaya 220-Molycop 220	0.0006	38	O'higgins 220-Domeyko 220	0.057	492
Chapiquina 066-El Aguila 066	0.35378	48	O'higgins 220-Domeyko 220 II	0.08	350
Charrua 220-Cautin 220	0.06123	500	O'higgins 220-Domeyko 220 III	0.08	350
Charrua 220-Esperanza 220	0.0747	224.8	O'Higgins 220-La Negra 220	0.01398	245
Charrua 220-Mulchen 220	0.0204	500	O'higgins 220-Palestina 220	0.048	246
Charrua 220-Nueva Charrua 220	2.07E-07	1000	Palestina 220-Domeyko 220	0.063	246
Charrua 500-Ancoa 500	0.0064	1300	Pampa 110-Mejillones 110	0.10166	122
Chena 110-Cerro Navia 110	0.0189	128	Pampa Lina 220-Sierra Gorda 220	0.01159	37
Chena 110-Los Almendros 110	0.0311	1368	Pampa Lina 220-Spence 220	0.002	318
Chena 220-Cerro Navia 220	0.003	400	Pan de Azucar 220-Don Goyo 220	0.0306	223.68
Chuquicamata 110-A 110	1.00E-05	100	Pan de Azucar 220-Las Palmas 220	0.064	274
Chuquicamata 110-KM6 110	0.0198	100	Pan de Azucar 500-Maitencillo 500	0.00513	1700
Chuquicamata 220-Chuquicamata 110	0.05833	240	Pan de Azucar 500-Polpaico 500	0.0101	1700
Ciruelos 220-Cautin 220	0.096	166	Paposo 220-Lalackama 220	0.01652	285
Ciruelos 220-Pichirropulli 220	0.0275	290	Paposo 220-Tap PE Enel 220	0.01652	285
Cochrane 220-Encuentro 220	0.03322	560	Parinacota 066-Chinchorro 066	0.0289	59
Colbun 220-Ancoa 220	0.0001	910	Parinacota 066-Pukara 066	0.03709	46
Colbun 220-Candelaria 220	0.0326	910	Parinacota 066-Quiani 066	0.07396	59

Nombre	Parámetros		Nombre	Parámetros	
	x [pu]	Cap. Térmica [MW]		x [pu]	Cap. Térmica [MW]
Collahuasi 220-Quebrada Blanca 220	0.02014	197	Parinacota 220-Parinacota 066	0.1099	1000
Concentradora RT 220-Chuquicamata 220	0.024	457	Pichirropulli 220-Barro Blanco 220	0.0236	182
Condores 110-Alto Hospicio 110	0.00843	98	Pichirropulli 220-Puerto Montt 220	0.1121	290
Condores 110-Pacífico 110	0.03545	98	Pichirropulli 220-Valdivia 220	0.0252	182
Condores 110-Palafitos 110	0.02735	98	Pichirropulli 500-Charrua 500	0.01276	750
Condores 220-Condores 110	0.071	195	Polpaico 220-El Salto 220	0.0162	1640
Condores 220-Parinacota 220	0.18821	197	Polpaico 220-Polpaico Desf 220	0.0001	700
Condores 220-Pozo Almonte 220	0.0297	250	Pozo Almonte 066-Sagasca 066	0.048	54
Crucero 220-Chuquicamata 220	0.05953	442	Pozo Almonte 066-Tamarugal 066	0.21464	41
Crucero 220-El Abra 220	0.08454	457	Pozo Almonte 110-Arica 110	0.743	110
Crucero 220-Encuentro 220	0.00038	386	Pozo Almonte 110-Cerro Colorado 110	0.2012	164
Crucero 220-Laberinto 220 I	0.11269	293	Pozo Almonte 110-Pozo Almonte 066	0.1975	100
Crucero 220-Laberinto 220 II	0.11003	377	Pozo Almonte 220-Parinacota 220	0.141	250
Crucero 220-Lagunas 220	0.14822	183	Pozo Almonte 220-Parinacota 220_circuito2	0.141	250
Crucero 220-Nueva Crucero Encuentro 220	0.00038	500	Pozo Almonte 220-Pozo Almonte 110	0.13275	200
Crucero 220-Nueva Victoria 220	0.13609	183	Pozo Almonte 220-Pozo Almonte 13.8	0.36875	1000
Crucero 220-Radomiro Tomic 220	0.06883	457	Pozo Almonte 23-Pozo Almonte 13.8	0.833	12
Crucero 220-Salar 220	0.06359	442	Pozo Almonte 500-Kimal 500	0.0063	1500
Cumbre 500-Cardones 500	0.00482	1500	Puerto Montt 220-Barro Blanco 220	0.0942	174
Cumbre 500-Cumbre 220	0.0195	750	Puerto Montt 220-Barro Blanco 220 II	0.0471002	348
Desalant 110-Pampa 110	0.06658	122	Puerto Montt 220-Temuco 220 II	0.1529504	332
Diego de Almagro 220-Carrera Pinto 220	0.0586	220	Puerto Montt 220-Valdivia 220	0.1707	166
Diego de Almagro 220-¿Carrera Pinto 220 II	0.0586	290	Puerto Montt 220-Valdivia 220 II	0.0853583	332
Diego de Almagro 220-Carrera Pinto 220 III	0.0586	290	Puerto Montt 500-Pichirropulli 500	0.021696	750
Diego de Almagro 220-Cumbre 220	0.0079	1200	Punta Colorada 220-Pan de Azucar 220	0.035	259
Dolores 110-Pozo Almonte 110	0.27206	34.2	Punta Colorada 220-Pan de Azucar 220 II	0.0282	500
Domeyko 220-Escondida 220	0.00601	246	Punta Colorada 500-La Cebada 500	0.00495	1500
Domeyko 220-Laguna Seca 220	0.01117	246	Quiani 066-Arica 066	0.06617	41
Domeyko 220-Sulfuros 220	0.00085	293	Quillota 220-Polpaico 220	0.0121	1145
Don Goyo 220-La Cebada 220	0.0221	274	Radomiro Tomic 220-Concentradora RT 220	0.06883	457
El Aguila 066-Arica 066	0.44939	48	Rapel 220-Melipilla 220	0.0229	386
El Cobre 220-Gaby 220	0.04649	328	Romero 220-Punta Colorada 220	0.0275	259
El Loa 220-Crucero 220	0.00415	419	Salar 110-Calama 110	0.05629	175
El Loa 220-Nueva_Crucero 220	0.00415	419	Salar 110-KM6 110	0.00332	62
El Negro 110-Alto Norte 110	0.02417	137	Salar 220-Calama 220	0.0132	330
El Rodeo 220-Chena 220	0.0055	920	Salar 220-Chuquicamata 220	0.01075	442
El Salto 110-Cerro Navia 110	0.0545	316	Salar 220-Salar 110	0.126	120

Nombre	Parámetros		Nombre	Parámetros	
	x [pu]	Cap. Térmica [MW]		x [pu]	Cap. Térmica [MW]
Encuentro 220-Collahuasi 220	0.16965	133	Salar 220-Salar 110 II	0.07083	777
Encuentro 220-Collahuasi 220 II	0.16965	171	Salar 220-Salar 110 III	0.07083	144.8
Encuentro 220-El Tesoro 220	0.07743	125	Salta 345-Andes 345	0.1203	777
Encuentro 220-Lagunas 220 I	0.14178	290	San Andres 220-Cardones 220	0.02465	197
Encuentro 220-Lagunas 220 II	0.14178	290	San Andres 220-Cardones 220 II	0.02372	320
Encuentro 220-Ministro Hales 220	0.0607	273	San Andres 220-Cardones 220 III	0.024	320
Encuentro 220-Pampa Lina 220	0.054	318	San Luis 220-Quillota 220	0.0022	1520
Encuentro 220-Sierra Gorda 220	0.03172	37	Tal Tal 500-Carrera Pinto 500	0.00562	1500
Encuentro 220-Spence 220	0.0562	318	TalTal 220-Paposo 220	0.01927	500
Encuentro 220-Tchitack 220	0.06611	273	Taltal 220-Tap PE Enel 220	0.0399	242
Esmeralda 110-Centro 110	0.00179	90	Taltal 220-Tap PE Enel 220 II	0.0399	242
Esmeralda 110-La Portada 110	0.08539	90	TalTal 500-Andes 500	0.004529	1500
Esmeralda 110-Sur 110	0.02286	90	TalTal 500-Cumbre 500	0.00312	1500
Esmeralda 110-Urbe 110	0.08346	90	TalTal 500-TalTal 220	0.0195	1500
Esmeralda 220-Coloso 220	0.01	245	TalTal 500-TalTal 220 II	0.0195	1500
Esmeralda 220-Esmeralda 110	0.071	195	Tamaya 110-A 110	0.4235	145
Esperanza 220-El Cobre 220 I	0.0707	179	Tamaya 110-Salar 110	0.40663	145
Esperanza 220-El Cobre 220 II	0.0707	179	Tap PE Enel 220-Cachayuyal 220	0.04254	285
Esperanza 220-El Cobre 220 III	0.066	180	Tarapaca 220-Condore 220	0.05911	197
Esperanza 220-El Tesoro 220	0.01072	293	Tarapaca 220-Condore 220 II	0.05911	197
Esperanza 220-Sierra Gorda 220	0.0185	300	Tarapaca 220-Lagunas 220	0.02264	364
Esperanza 220-Temuco 220	0.0853	224.8	Temuco 220-Cautin 220	0.0008	332
Francisco 220-Diego de Almagro 220	0.09367	285	Temuco 220-Cautin 220 II	0.0039899	332
Iquique 066-Pozo Almonte 066	0.18246	41	Tocopilla 110-A 110	0.23548	80
Itahue 220-Alto Jahuel 220	0.0599	400	Tocopilla 110-Tamaya 110	0.0229	93
Kapatur 220-Cochrane 220	0.0005	700	Tocopilla 110-Tocopilla 005	0.02167	1000
Kapatur 220-Laberinto 220	0.0421	700	Tocopilla 220-El Loa 220	0.02672	419
Kapatur 220-O'higgins 220 I	0.05	350	Tocopilla 220-Norgener 220	0.0005	600
Kapatur 220-O'higgins 220 II	0.05	350	Tocopilla 220-Tocopilla 110	0.0716	245.78
La Cebada 220-Las Palmas 220	0.0119	223.68	Valdivia 220-Cautin 220	0.12	166
La Cebada 500-Polpaico 500	0.00693	1500	Valdivia 220-Cautin 220 II	0.0559112	332
La Cruz 220-Crucero 220	0.0048	474	Valdivia 220-Ciruelos 220	0.03	166
La Negra 110-Alto Norte 110	0.01555	122	Vitor 110-Dolores 110	0.289	34.25
			Zaldivar 220-¿Escondida 220	0.01141	293

Anexo D

VARIABLES CANDIDATAS PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO CHILENO

D.1. Líneas de transmisión

Tabla D.1: Líneas y transformadores candidatos para la expansión de la transmisión

Nombre	Nodo From	Nodo To	C_{inv} [MUS\$]	Capacidad [MW]
Agua Santa 220-Agua Santa 110 T2	Agua Santa 220	Agua Santa 110	29262	1056
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	Agua Santa 220	San Luis 220	31267	1033
Alto Jahuel 110-Chena 110 L2	Alto Jahuel 110	Chena 110	3376	316
Alto Jahuel 110-Los Almendros 110 L2	Alto Jahuel 110	Los Almendros 110	17306	486
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500 T2	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 500	30000	1543
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	Alto Jahuel 220	Chena 220	27589	1033
Alto Jahuel 500-Lo Aguirre 500 L2	Alto Jahuel 500	Lo Aguirre 500	32000	1400
Ancoa 220-Ancoa 500 T2	Ancoa 220	Ancoa 500	22000	771
Capricornio 220-Capricornio 110 T2	Capricornio 220	Capricornio 110	20949	756
Cardones 220 -Maitencillo 220 L2	Cardones 220	Maitencillo 220	44000	394
Carrera Pinto 220- Cardones 220 L2	Carrera Pinto 220	Cardones 220	7745	290
Cautin 220- Mulchen 220 L2	Cautin 220	Mulchen 220	60537	500
Central Atacama 220 - Nueva Encuentro 220 L2	Central Atacama 220	Nueva Encuentro 220	52576	386

Nombre	Nodo From	Nodo To	C_{inv} [MUS\$]	Capacidad [MW]
Central Atacama 220- Ohiggins 220 L2	Central Atacama 220	Ohiggins 220	32412	492
Cerro Navia 220- Polpaico 220 L2	Cerro Navia 220	Polpaico 220	27589	1033
Cerro Navia 220-Cerro Navia 110 T2	Cerro Navia 220	Cerro Navia 110	29262	1056
Cerro Navia 220-Lampa 220 L2	Cerro Navia 220	Lampa 220	6606	530
Chacaya 220 - El Cobre 220 L2	Chacaya 220	El Cobre 220	89737	700
Chacaya 220- Capricornio 220 L2	Chacaya 220	Capricornio 220	16781	377
Charrua 220-Charrua 500 T2	Charrua 220	Charrua 500	26000	650
Charrua 500-Ancoa 500 L2	Charrua 500	Ancoa 500	101000	1300
Chena 110-Cerro Navia 110 L2	Chena 110	Cerro Navia 110	1709	128
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	Chena 220	Cerro Navia 220	7122	400
Chena 220-Chena 110 T2	Chena 220	Chena 110	29262	1056
Chochrane 220-Encuentro 220 L2	Cochrane 220	Encuentro 220	74781	560
Ciruelos 220-Cautin 220 L2	Ciruelos 220	Cautin 220	34826	489
Crucero 220-Chuquicamata 220 L2	Crucero 220	Chuquicamata 220	27544	442
Cumbre 500-Cardones 500 L2	Cumbre 500	Cardones 500	122222	1500
Diego de Almagro 220-Carrera Pinto 220 L2	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	14885	220
Encuentro 220-Collahuasi 220 L2	Encuentro 220	Collahuasi 220	55057	399
Itahue 154- Itahue 220 T2	Itahue 154	Itahue 220	29262	1056
Itahue 220-Alto Jahuel 220 L2	Itahue 220	Alto Jahuel 220	61000	800
Kapatur 220-Laberinto 220 L2	Kapatur 220	Laberinto 220	82259	700
Lagunas 220-Pozo Almonte 220 L2	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	20440	328
Lo Aguirre 220-Cerro Navia 220 L2	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	61000	3600
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	Lo Aguirre 220	Lo Aguirre 500	29000	771
Lo Aguirre 500-Polpaico 500 L2	Lo Aguirre 500	Polpaico 500	19000	1400
Los Almendros 220-Los Almendros 110 T2	Los Almendros 220	Los Almendros 110	29262	1056
Los Almendros 110-El Salto 110 L2	Los Almendros 110	El Salto 110	13764	1033
Los Almendros 220-Alto Jahuel 220 L2	Los Almendros 220	Alto Jahuel 220	15063	423
Los Changos 500-Cumbre 500 L2	Los Changos 500	Cumbre 500	264264	1500
Los Changos 500-Los Changos 220 T2	Los Changos 500	Los Changos 220	29262	1056
Los Vilos 220-Nogales 220 L2	Los Vilos 220	Nogales 220	62000	446
Maitencillo 220- Pan de Azucar 220 L2	Maitencillo 220	Pan de Azucar 220	71000	460
Nogales 220-Polpaico 220 L2	Nogales 220	Polpaico 220	114842	1500
Nogales 220-Quillota 220 L2	Nogales 220	Quillota 220	30000	892
Nueva Charrua 500-Ancoa 500 L2	Nueva Charrua 500	Ancoa 500	132132	1500
Nueva Zaldivar 220-Laberinto 220 L2	Nueva Zaldivar 220	Laberinto 220	29870	377
Ohiggins 220-Domeyko 220 L2	Ohiggins 220	Domeyko 220	58254	492
Pan de Azucar 220-Los Vilos 220 L2	Pan de Azucar 220	Los Vilos 220	52000	446
Pan de Azucar 220-Pan de Azucar 500 T2	Pan de Azucar 220	Pan de Azucar 500	20000	1543

Nombre	Nodo From	Nodo To	C_{inv} [MUS\$]	Capacidad [MW]
Parinacota 220-Condores 220 L2	Parinacota 220	Condores 220	119959	591
Polpaico 220 -El Salto 220 L2	Polpaico 220	El Salto 220	73000	1640
Puerto Montt 500-Pichirropulli 500 L2	Puerto Montt 500	Pichirropulli 500	68048	750
Quillota 220-Polpaico 220 L2	Quillota 220	Polpaico 220	85000	2000
Quillota 220-Quillota 110 T2	Quillota 220	Quillota 110	9144	330
Salar 220-Calama 220 L2	Salar 220	Calama 220	14983	990
Salar 220-Chuquicamata 220 L2	Salar 220	Chuquicamata 220	3541	442
Salta 345- Andes 345 L2	Salta 345	Andes 345	282223	777
Tarapaca 220-Lagunas 220 L2	Tarapaca 220	Lagunas 220	18147	364
Temuco 220-Cautin 220 L2	Temuco 220	Cautin 220	860	322

Nota: La expansión en transmisión considera la modelación de transformadores como líneas de transmisión con pérdidas despreciables.

D.2. Almacenamiento de energía

Tabla D.2: Almacenamientos de energía candidatos para el plan de expansión

Tipo	Nodo	Capacity	Pot Máx	Min SoC	VO&M Charge	FO&M	Max Ramp
		MWh	MW	%	US\$/MWh	US\$/kW	MW/min
PHES	Alto Jahuel 220	2000	200	25	7	4	200
	Ancoa 500	2000	200	25	7	4	200
	Andes 220	2000	200	25	7	4	200
	Cardones 220	2000	200	25	7	4	200
	Cautin 500	2000	200	25	7	4	200
	Cerro Navia 110	2000	200	25	7	4	200
	Charrua 500	2000	200	25	7	4	200
	Chuquicamata 220	2000	200	25	7	4	200
	Cumbre 220	2000	200	25	7	4	200
	Diego de Almagro 220	2000	200	25	7	4	200
	Domeyko 220	2000	200	25	7	4	200
	El Salto 220	2000	200	25	7	4	200
	Encuentro 220	2000	200	25	7	4	200
	Kapatur 220	2000	200	25	7	4	200
	Lagunas 220	2000	200	25	7	4	200
	Los Almendros 220	2000	200	25	7	4	200
	Maitencillo 220	2000	200	25	7	4	200
	Nueva Encuentro 220	2000	200	25	7	4	200
	Nueva Zaldivar 220	2000	200	25	7	4	200
	Pan de Azucar 220	2000	200	25	7	4	200
Polpaico 220	2000	200	25	7	4	200	
Pozo Almonte 220	2000	200	25	7	4	200	
Quillota 220	2000	200	25	7	4	200	
Salar 220	2000	200	25	7	4	200	
CAES	Agua Santa 110	600	100	33.3	0	19	30
	Alto Jahuel 110	600	100	33.3	0	19	30
	Andes 220	600	100	33.3	0	19	30
	Cardones 220	600	100	33.3	0	19	30
	Carrera Pinto 220	600	100	33.3	0	19	30
	Cerro Navia 220	600	100	33.3	0	19	30
	Chena 220	600	100	33.3	0	19	30
	Chuquicamata 220	600	100	33.3	0	19	30

Tipo	Nodo	Capacity	Pot Máx	Min SoC	VO&M Charge	FO&M	Max Ramp
		MWh	MW	%	US\$/MWh	US\$/kW	MW/min
CAES	Colbun 220	600	100	33.3	0	19	30
	Condores 220	600	100	33.3	0	19	30
	Cumbre 220	600	100	33.3	0	19	30
	Diego de Almagro 220	600	100	33.3	0	19	30
	Domeyko 220	600	100	33.3	0	19	30
	El Salto 110	600	100	33.3	0	19	30
	El Salto 220	600	100	33.3	0	19	30
	Itahue 220	600	100	33.3	0	19	30
	Lagunas 220	600	100	33.3	0	19	30
	Los Almendros 110	600	100	33.3	0	19	30
	Maitencillo 220	600	100	33.3	0	19	30
	Mejillones 220	600	100	33.3	0	19	30
	Melipilla 220	600	100	33.3	0	19	30
	Nogales 220	600	100	33.3	0	19	30
	Nueva Encuentro 220	600	100	33.3	0	19	30
	Pan de Azucar 220	600	100	33.3	0	19	30
	Parinacota 220	600	100	33.3	0	19	30
	Polpaico 220	600	100	33.3	0	19	30
	Pozo Almonte 220	600	100	33.3	0	19	30
	Temuco 220	600	100	33.3	0	19	30
BESS Li-ion	Agua Santa 110	10	20	25	2	9	1200000
	Alto Jahuel 110	10	20	25	2	9	1200000
	Andes 220	10	20	25	2	9	1200000
	Barro Blanco 220	10	20	25	2	9	1200000
	Calama 110	10	20	25	2	9	1200000
	Capricornio 220	10	20	25	2	9	1200000
	Cardones 220	10	20	25	2	9	1200000
	Carrera Pinto 220	10	20	25	2	9	1200000
	Cautin 220	10	20	25	2	9	1200000
	Cerro Navia 220	10	20	25	2	9	1200000
	Chacaya 220	10	20	25	2	9	1200000
	Charrua 220	10	20	25	2	9	1200000
	Chena 110	10	20	25	2	9	1200000
	Chuquicamata 220	10	20	25	2	9	1200000
	Ciruelos 220	10	20	25	2	9	1200000
	Cochrane 220	10	20	25	2	9	1200000
	Collahuasi 220	10	20	25	2	9	1200000

Tipo	Nodo	Capacity	Pot Máx	Min SoC	VO&M Charge	FO&M	Max Ramp
		MWh	MW	%	US\$/MWh	US\$/kW	MW/min
BESS Li-ion	Cumbre 220	10	20	25	2	9	1200000
	Diego de Almagro 220	10	20	25	2	9	1200000
	Domeyko 220	10	20	25	2	9	1200000
	El Salto 220	10	20	25	2	9	1200000
	Encuentro 220	10	20	25	2	9	1200000
	Kapatur 220	10	20	25	2	9	1200000
	Lagunas 220	10	20	25	2	9	1200000
	Las Palmas 220	10	20	25	2	9	1200000
	Los Almendros 110	10	20	25	2	9	1200000
	Maitencillo 220	10	20	25	2	9	1200000
	Mejillones 220	10	20	25	2	9	1200000
	Nueva Crucero Encuentro 220	10	20	25	2	9	1200000
	Nueva Encuentro 220	10	20	25	2	9	1200000
	Nueva Zaldivar 220	10	20	25	2	9	1200000
	Pan de Azucar 220	10	20	25	2	9	1200000
	Parinacota 220	10	20	25	2	9	1200000
	Pichirropulli 220	10	20	25	2	9	1200000
	Polpaico 220	10	20	25	2	9	1200000
	Pozo Almonte 220	10	20	25	2	9	1200000
	Punta Colorada 220	10	20	25	2	9	1200000
Salar 220	10	20	25	2	9	1200000	
San Luis 220	10	20	25	2	9	1200000	
BESS NaS	A 110	105	35	57.1	0	32	700000
	Ancoa 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Andes 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Arica 110	105	35	57.1	0	32	700000
	Barro Blanco 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Calama 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Capricornio 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Cardones 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Carrera Pinto 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Cautin 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Cerro Navia 110	105	35	57.1	0	32	700000
	Chacaya 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Chuquicamata 110	105	35	57.1	0	32	700000
	Ciruelos 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Cochrane 220	105	35	57.1	0	32	700000

Tipo	Nodo	Capacity	Pot Máx	Min SoC	VO&M Charge	FO&M	Max Ramp
		MWh	MW	%	US\$/MWh	US\$/kW	MW/min
BESS NaS	Condores 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Cumbre 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Cumbre 500	105	35	57.1	0	32	700000
	Diego de Almagro 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Domeyko 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Encuentro 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Las Palmas 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Maitencillo 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Mejillones 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Nogales 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Nueva Charrua 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Nueva Crucero Encuentro 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Pan de Azucar 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Parinacota 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Pichirropulli 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Polpaico 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Pozo Almonte 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Punta Colorada 220	105	35	57.1	0	32	700000
	Salar 220	105	35	57.1	0	32	700000

D.3. Centrales de generación

Tabla D.3: Centrales de generación candidatas para el plan de expansión

Categoría	Nombre	Tipo	Categoría	Nombre	Tipo
SIC Térmico Extendido	Candelaria CC GNL	GNL	SIC Plan Obras ERNC	Solar Carrera Pinto 03	Solar
	Cardones CC GNL	GNL		Solar Carrera Pinto 04	Solar
	GNL Agua Santa 110	GNL		Solar Carrera Pinto 05	Solar
	GNL Alto Jahuel 500	GNL		Solar Cumbre 01	Solar
	GNL Ancoa 500	GNL		Solar Diego de Almagro 01	Solar
	GNL Cerro Navia 110	GNL		Solar Diego de Almagro 02	Solar
	GNL Charrua 500	GNL		Solar Diego de Almagro 03	Solar
	GNL Chena 110	GNL		Solar Maitencillo 01	Solar
	GNL Los almendros 110	GNL		Solar Maitencillo 02	Solar
	GNL Polpaico 500	GNL		Solar Ovalle 01	Solar
	Quintero CC FA GNL	GNL		Solar Ovalle 02	Solar
	Quintero CC GNL	GNL		Solar Ovalle 03	Solar
	SIC-Plan Obras Hidro	Grupo MH VII Region 01		Pasada	SIC Plan Obras ERNC
Grupo MH VIII Region 01		Pasada	Solar Pan de Azucar 02	Solar	
Grupo MH X Region 01		Pasada	Solar Polpaico 01	Solar	
Hidroelectrica IV Region 01		Pasada	Solar Polpaico 02	Solar	
Hidroelectrica VI Region 04		Pasada	Solar Polpaico 03	Solar	
Hidroelectrica VI Region 05		Pasada	Solar Punta Colorada 01	Solar	
Hidroelectrica VI Region 06		Pasada	Solar Punta Colorada 02	Solar	
Hidroelectrica VI Region 07		Pasada	Plan Obras CSP	CSP_ Chacaya	CSP
Hidroelectrica VI Region 08		Pasada		CSP_ Collahuasi	CSP
Hidroelectrica VII Region 01		Pasada		CSP_ Domeyko	CSP
Hidroelectrica VII Region 02		Pasada		CSP_ Lagunas	CSP
Hidroelectrica VII Region 03		Pasada		CSP_ PozoAlmonte	CSP
Hidroelectrica VII Region 04		Pasada		CSP_Condores	CSP
Hidroelectrica VIII Region 01		Pasada		CSP_Laberinto	CSP
Hidroelectrica VIII Region 02		Pasada		CSP_Parinacota	CSP
Hidroelectrica VIII Region 03		Pasada		CSP_Tarapaca	CSP
Hidroelectrica VIII Region 04		Pasada		SING Plan Obras ERNC	CSP_Nueva Crucero Encuentro
Hidroelectrica VIII Region 05		Pasada	Eolico_Calama		Eólica
Hidroelectrica VIII Region 06		Pasada	Eolico_Crucero Encuentro		Eólica
Hidroelectrica X Region 01		Pasada	Eolico_El Abra		Eólica
Hidroelectrica X Region 03	Pasada	Eolico_Laberinto	Eólica		

Categoría	Nombre	Tipo	Categoría	Nombre	Tipo
	Hidroelectrica X Region 04	Pasada		Eolico_Lagunas	Eólica
	Hidroelectrica XIV Region 02	Pasada		Eolico_Sierra Gorda	Eólica
	Modulo 01	Pasada		Geotermica_Gaby	Geotermia
	Modulo 02	Pasada		PV_Andes	Solar PV
	Modulo 03	Pasada		PV_Arica	Solar PV
	Modulo 04	Pasada		PV_Calama	Solar PV
	Modulo 05	Pasada		PV_Capricornio	Solar PV
	Neltume	Pasada		PV_Condores	Solar PV
	Eolica Cautin 01	Eolica	SING Plan Obras ERNC	PV_Domeyko	Solar PV
	Eolica Cautin 02	Eolica		PV_Encuentro	Solar PV
	Eolica Cautin 03	Eolica		PV_Lagunas	Solar PV
	Eolica Cautin 04	Eolica		PV_Nueva Crucero Encuentro	Solar PV
	Eolica Cautin 05	Eolica		PV_Nueva Encuentro	Solar PV
	Eolica Cautin 06	Eolica		PV_Parinacota	Solar PV
	Eolica Charrua 01	Eolica		PV_Pozo	Solar PV
	Eolica Charrua 02	Eolica		EOLICO SING I	Eólica
	Eolica Charrua 03	Eolica		EOLICO SING II	Eólica
	Eolica Charrua 04	Eolica		EOLICO SING III	Eólica
	Eolica Chiloe 01	Eolica		EOLICO SING IV	Eólica
	Eolica Chiloe 02	Eolica		Geotermica Apacheta 01	Geotermia
	Eolica Chiloe 03	Eolica		Geotermica Apacheta 02	Geotermia
	Eolica IV Region 01	Eolica		Geotermica Irruputunco	Geotermia
	Eolica IV Region 02	Eolica		Geotermica Pampa Lirima 01	Geotermia
	Eolica IV Region 03	Eolica		Geotermica Pampa Lirima 02	Geotermia
	Eolica IV Region 04	Eolica		Geotermica Polloquere 01	Geotermia
	Eolica IV Region 05	Eolica		Geotermica Polloquere 02	Geotermia
	Eolica IV Region 08	Eolica	SING Plan Obras CNE ERNC	Geotermica Puchuldiza 01	Geotermia
	Eolica IV Region 09	Eolica		Geotermica Puchuldiza 02	Geotermia
	Eolica Tal Tal 01	Eolica		Geotermica Puchuldiza 03	Geotermia
	Geotermica Calabozo 01	Geotermia		Solar SING I	Solar
	Geotermica Laguna del Maule 02	Geotermia		Solar SING II	Solar
	Solar Cardones 01	Solar		Solar SING III	Solar
	Solar Cardones 02	Solar		Solar SING IV	Solar
	Solar Cardones 03	Solar			
	Solar Carrera Pinto 01	Solar	SING Plan Obras Térmico	Atacama GNL 1	GNL
	Solar Carrera Pinto 02	Solar		Atacama GNL 2	GNL
				Atacama GNL II-1	GNL
				Atacama GNL II-2	GNL
	Laguna Verde - Plan	Diesel			

Categoría	Nombre	Tipo	Categoría	Nombre	Tipo
Plan Obras Térmico FS.	Laguna Verde TG - Plan	Diesel	SING Plan Obras Térmico	Diesel Mejillones 1	Diesel
	Renca - Plan	Diesel		Diesel Mejillones 2	Diesel
	TG1 - Plan	Diesel		Diesel Mejillones 3	Diesel
	TG2 - Plan	Diesel		IEM 2	Diesel
	TGIQ - Plan	Diesel		MEJILLONES I GNL	GNL

Anexo E

Resultados de los planes óptimos 2050

E.1. Costos totales de cada Escenario

Escenario	f.o. [MMUS\$]	C_{inv} G+A [MMUS\$]	C_{inv} T [MMUS\$]
Base	34.289	15.243	714
AA	80.700	39.943	796
AM	86.241	38.344	925
MA	50.353	24.547	826
MM	54.767	27.905	1.055
BA	36.337	15.234	760
BM	40.018	18.608	955
AM sin almacenamiento	117.904	38.561	826
AM sin CAES	108.420	39.260	1.555
AM solo ERNC	163.486	33.553	806
AM 50/50 AE	68.354	31.684	1.088
MM solo ER	54.933	27.499	777
MM solo ERNC	58.530	25.096	994

Tabla E.1: Valores de inversión y función objetivo en Escenarios Energéticos 2050

E.2. Escenario Base - 2050

Tabla E.2: Plan de Expansión de Escenario Base 2050

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_Andes220	100	100
CAES_Cardones220	100	100
CAES_Chiquicamata220	100	100
CAES_Condores220	100	100
CAES_Cumbre220	100	100
CAES_Domeyko220	100	100
CAES_ElSalto110	100	100
CAES_ElSalto220	100	100
CAES_Itahue220	100	100

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_Lagunas220	100	100
CAES_Maitencillo220	100	100
CAES_Mejillones220	100	100
CAES_Melipilla220	100	100
CAES_Parinacota220	100	100
CAES_Polpaico220	100	100
CAES_PozoAlmonte220	100	100
Li-ion_Parinacota220	20	16
NaS_A110	40	25.2
NaS_PozoAlmonte220	40	25.2
PHEs_Andes220	200	220
PHEs_Chquicamata220	200	220
PHEs_Domeyko220	200	220
PHEs_NuevaZaldivar220	200	220
PHEs_Salar220	200	220
Grupo MH X Region 01	60	195
Hidroelectrica VI Region 05	90	305.5
Hidroelectrica VII Region 01	30	97.5
Hidroelectrica VII Region 02	20	65
Hidroelectrica VII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 01	20	65
Hidroelectrica VIII Region 02	20	65
Hidroelectrica VIII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 05	20	65
Hidroelectrica XIV Region 02	140	451.75
Modulo 01	660	2,145.00
Modulo 02	500	1,625.00
Solar Cardones 01	400	240
Solar Cardones 02	400	240
Solar Cardones 03	400	240
Solar Carrera Pinto 05	400	240
Solar Cumbre 01	140	82.81
Solar Ovalle 02	20	11.2
Solar Polpaico 01	400	240
Solar Polpaico 02	60	38.65
Solar Polpaico 03	400	240
Diesel Mejillones 1	130	104
Geotermica_Gaby	50	250
PV_Andes	920	553.87
PV_Arica	80	45.46
PV_Calama	970	583.62
PV_Capricornio	300	180
PV_Condores	110	66.93
PV_Domeyko	1020	612.67
PV_Encuentro	750	450
PV_Lagunas	400	240
PV_Nueva Crucero Encuentro	2000	1,200.00
PV_Nueva Encuentro	350	210.25
PV_Pozo	280	168.06
Rio Claro	20	78
CSP_Chacaya	20	58.97
CSP_Collahuasi	260	892.68
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	1030	31.27

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	1030	27.59
Carrera Pinto 220-Cardones 220 L2	290	7.75
Chacaya 220-Capricornio 220 L2	380	16.78
Charrua 500-Ancoa 500 L2	1300	101
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	400	7.12
Colbun 220- Mulchen 220 L2	500	30.27
Crucero 220-Chuquicamata 220 L2	440	27.54
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	770	29
Los Almendros 220-Alto Jahuel 220 L2	420	15.06
Nogales 220-Quillota 220 L2	890	30
Nueva Charrua 500-Ancoa 500 L2	1500	132.13
Nueva Zaldivar 220-Laberinto 220 L2	380	29.87
Pichirropulli 220-Pichirropulli 500 T2	770	21.37
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500 T2	770	21.37
Salar 220-Calama 220 L2	990	14.98

E.3. Escenario AA - 2050

Tabla E.3: Plan de Expansión de Escenario AA 2050

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_AguaSanta220	200	200
CAES_AltoJahuel110	500	500
CAES_Andes220	200	200
CAES_Cardones220	100	100
CAES_CarreraPinto220	100	100
CAES_CerroNavia220	100	100
CAES_Chena220	100	100
CAES_Chuquicamata220	100	100
CAES_Colbun220	100	100
CAES_Condores220	100	100
CAES_Cumbre220	100	100
CAES_DiegodeAlmagro220	100	100
CAES_Domeyko220	200	200
CAES_ElSalto110	500	500
CAES_ElSalto220	100	100
CAES_Itahue220	100	100
CAES_Lagunas220	100	100
CAES_LosAlmendros110	500	500
CAES_Maitencillo220	100	100
CAES_Mejillones220	100	100
CAES_Melipilla220	100	100
CAES_Nogales220	100	100
CAES_NuevaEncuentro220	100	100
CAES_PandeAzucar220	100	100
CAES_Parinacota220	100	100
CAES_Polpaico220	100	100
CAES_PozoAlmonte220	100	100

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_Temuco220	200	200
Li-ion_AltoJahuel110	20	16
Li-ion_Chena110	20	16
Li-ion_LosAlmendros110	20	16
NaS_A110	40	25.2
NaS_Andes220	40	25.2
NaS_Arica110	40	25.2
NaS_BarroBlanco220	40	25.2
NaS_Calama220	110	75.6
NaS_Capricornio220	40	25.2
NaS_Cardones220	40	25.2
NaS_CarreraPinto220	40	25.2
NaS_Cautin220	40	25.2
NaS_CerroNavia110	180	126
NaS_Chacaya220	40	25.2
NaS_Chuquicamata110	40	25.2
NaS_Ciruelos220	40	25.2
NaS_Cochrane220	40	25.2
NaS_Condores220	40	25.2
NaS_Cumbre220	40	25.2
NaS_Cumbre500	40	25.2
NaS_DiegodeAlmagro220	40	25.2
NaS_Domeyko220	40	25.2
NaS_Encuentro220	40	25.2
NaS_LasPalmas220	40	25.2
NaS_Maitencillo220	40	25.2
NaS_Nogales220	40	25.2
NaS_NuevaCrucero220	40	25.2
NaS_Pichirropulli220	40	25.2
NaS_Polpaico220	40	25.2
NaS_PuntaColorada220	40	25.2
NaS_Salar220	40	25.2
PHES_AguaSanta220	200	220
PHES_AltoJahuel220	200	220
PHES_Ancoa500	200	220
PHES_Andes220	200	220
PHES_Cardones220	200	220
PHES_CerroNavia220	200	220
PHES_Charrua500	200	220
PHES_Chquicamata220	200	220
PHES_Cumbre220	200	220
PHES_DiegodeAlmagro220	200	220
PHES_Domeyko220	200	220
PHES_El Salto220	200	220
PHES_Encuentro220	200	220
PHES_Kapatur220	200	220
PHES_Lagunas220	200	220
PHES_LosAlmendros220	600	660
PHES_Maitencillo220	200	220
PHES_NuevaEncuentro220	200	220
PHES_NuevaZaldivar220	200	220
PHES_PandeAzucar220	200	220
PHES_Polpaico220	200	220

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
PHES_PozoAlmonte220	200	220
PHES_Quillota220	200	220
PHES_Salar220	200	220
GNL Alto Jahuel 500	360	414
GNL Cerro Navia 110	360	414
GNL Chena 110	360	414
GNL Los almendros 110	360	414
Grupo MH VII Region 01	10	22.75
Grupo MH VIII Region 01	10	22.75
Grupo MH X Region 01	60	195
Hidroelectrica IV Region 01	0	13.98
Hidroelectrica VI Region 05	90	305.5
Hidroelectrica VI Region 06	60	185.25
Hidroelectrica VI Region 07	50	169
Hidroelectrica VI Region 08	50	159.25
Hidroelectrica VII Region 01	30	97.5
Hidroelectrica VII Region 02	20	65
Hidroelectrica VII Region 03	20	65
Hidroelectrica VII Region 04	150	487.5
Hidroelectrica VIII Region 01	20	65
Hidroelectrica VIII Region 02	20	65
Hidroelectrica VIII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 05	20	65
Hidroelectrica VIII Region 06	20	65
Hidroelectrica X Region 01	20	48.75
Hidroelectrica X Region 04	10	22.75
Hidroelectrica XIV Region 02	140	451.75
Modulo 03	460	1,495.00
Modulo 04	770	2,502.50
Modulo 05	360	1,170.00
Neltume	470	1,537.25
Solar Cardones 01	400	240
Solar Cardones 02	400	240
Solar Cardones 03	400	240
Solar Carrera Pinto 02	210	124.79
Solar Carrera Pinto 03	400	240
Solar Carrera Pinto 05	400	240
Solar Cumbre 01	400	240
Solar Diego de Almagro 01	20	12.91
Solar Diego de Almagro 02	400	240
Solar Diego de Almagro 03	400	240
Solar Ovalle 02	200	120
Solar Ovalle 03	20	10.75
Solar Pan de Azucar 02	610	367.53
Solar Polpaico 01	400	240
Solar Polpaico 02	400	240
Solar Polpaico 03	400	240
CSP_Nueva Crucero Encuentro	600	2,100.00
Eolico_Calama	110	180.61
PV_Andes	1020	613.95
PV_Arica	110	66.01
PV_Calama	640	384.51
PV_Capricornio	300	180

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
PV_Condores	250	150
PV_Domeyko	1020	612.92
PV_Encuentro	750	450
PV_Lagunas	400	240
PV_Nueva Crucero Encuentro	2000	1,200.00
PV_Nueva Encuentro	600	360
PV_Pozo	210	127.38
Solar SING I	60	36.89
Solar SING IV	100	61.78
Rio Claro	20	78
CSP_ Chacaya	320	1,112.81
CSP_ Collahuasi	370	1,284.86
CSP_ PozoAlmonte	390	1,353.25
CSP_Condores	10	52
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	1030	31.27
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500 T2	1540	30
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	1030	27.59
Carrera Pinto 220- Cardones 220 L2	290	7.75
Cautin 220-Mulchen 220 L2	500	60.54
Chacaya 220- Capricornio 220 L2	380	16.78
Charrua 220-Charrua 500 T2	650	26
Charrua 500-Ancoa 500 L2	1300	101
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	400	7.12
Ciruelos 220-Cautin 220 L2	490	34.83
Colbun 220-Mulchen 220 L2	500	30.27
Crucero 220-Chuquicamata 220 L2	440	27.54
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	770	29
Los Almendros 220-Alto Jahuel 220 L2	420	15.06
Maitencillo 220- Punta Colorada 220 L2	260	26.29
Pichirropulli 220-Pichirropulli 500 T2	770	21.37
Polpaico 220 -El Salto 220 L2	1640	73
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500 T2	770	21.37
Temuco 220-Cautin 220 L2	320	0.86
Valdivia 220-Ciruelos 220 L2	500	17.73

E.4. Escenario AM - 2050

Tabla E.4: Plan de Expansión de Escenario AM 2050

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_AguaSanta220	100	100
CAES_AltoJahuel110	500	500
CAES_Andes220	200	200
CAES_Cardones220	200	200
CAES_CarreraPinto220	100	100
CAES_CerroNavia220	100	100
CAES_Chena220	100	100
CAES_Chuquicamata220	200	200

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_Colbun220	100	100
CAES_Condores220	100	100
CAES_Cumbre220	100	100
CAES_DiegodeAlmagro220	100	100
CAES_Domeyko220	300	300
CAES_ElSalto110	500	500
CAES_ElSalto220	100	100
CAES_Itahue220	100	100
CAES_Lagunas220	200	200
CAES_LosAlmendros110	500	500
CAES_Maitencillo220	100	100
CAES_Mejillones220	100	100
CAES_Melipilla220	100	100
CAES_Nogales220	100	100
CAES_NuevaEncuentro220	200	200
CAES_PandeAzucar220	100	100
CAES_Parinacota220	100	100
CAES_Polpaico220	100	100
CAES_PozoAlmonte220	100	100
CAES_Temuco220	100	100
Li-ion_AltoJahuel110	20	16
Li-ion_Chena110	20	16
Li-ion_LosAlmendros110	20	16
NaS_A110	40	25.2
NaS_Andes220	40	25.2
NaS_Arica110	40	25.2
NaS_Calama220	40	25.2
NaS_Capricornio220	40	25.2
NaS_Cardones220	40	25.2
NaS_CarreraPinto220	40	25.2
NaS_CerroNavia110	180	126
NaS_Chacaya220	40	25.2
NaS_Chuquicamata110	40	25.2
NaS_Cochrane220	40	25.2
NaS_Condores220	40	25.2
NaS_Cumbre220	40	25.2
NaS_Cumbre500	40	25.2
NaS_DiegodeAlmagro220	40	25.2
NaS_Domeyko220	40	25.2
NaS_Encuentro220	40	25.2
NaS_LasPalmas220	40	25.2
NaS_Maitencillo220	40	25.2
NaS_Mejillones220	40	25.2
NaS_NuevaCrucero220	40	25.2
NaS_PandeAzucar220	40	25.2
NaS_PozoAlmonte220	40	25.2
NaS_PuntaColorada220	40	25.2
NaS_Salar220	40	25.2
PHES_Andes220	200	220
PHES_Cardones220	200	220
PHES_Chquicamata220	200	220
PHES_Cumbre220	200	220
PHES_DiegodeAlmagro220	400	440

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
PHES_Domeyko220	200	220
PHES_El Salto220	200	220
PHES_Encuentro220	200	220
PHES_Kapatur220	200	220
PHES_Lagunas220	200	220
PHES_LosAlmendros220	600	660
PHES_Maitencillo220	200	220
PHES_NuevaEncuentro220	200	220
PHES_NuevaZaldivar220	200	220
PHES_PandeAzucar220	200	220
PHES_Polpaico220	200	220
PHES_PozoAlmonte220	200	220
PHES_Salar220	200	220
GNL Alto Jahuel 500	360	414
GNL Cerro Navia 110	360	414
GNL Chena 110	360	414
GNL Los almendros 110	360	414
Grupo MH VII Region 01	10	22.75
Grupo MH VIII Region 01	10	22.75
Grupo MH X Region 01	60	195
Hidroelectrica IV Region 01	0	13.98
Hidroelectrica VI Region 04	280	916.5
Hidroelectrica VI Region 05	90	305.5
Hidroelectrica VI Region 06	60	185.25
Hidroelectrica VI Region 07	50	169
Hidroelectrica VI Region 08	50	159.25
Hidroelectrica VII Region 01	30	97.5
Hidroelectrica VII Region 02	20	65
Hidroelectrica VII Region 03	20	65
Hidroelectrica VII Region 04	150	487.5
Hidroelectrica VIII Region 01	20	65
Hidroelectrica VIII Region 02	20	65
Hidroelectrica VIII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 04	20	65
Hidroelectrica VIII Region 05	20	65
Hidroelectrica VIII Region 06	20	65
Hidroelectrica X Region 01	20	48.75
Hidroelectrica X Region 04	10	22.75
Hidroelectrica XIV Region 02	140	451.75
Modulo 03	460	1,495.00
Modulo 04	770	2,502.50
Modulo 05	360	1,170.00
Neltume	470	1,537.25
Geotermica Laguna del Maule 02	100	500
Solar Cardones 01	400	240
Solar Cardones 02	400	240
Solar Cardones 03	400	240
Solar Carrera Pinto 03	400	240
Solar Carrera Pinto 04	300	179.17
Solar Carrera Pinto 05	400	240
Solar Cumbre 01	400	240
Solar Diego de Almagro 01	320	191.46
Solar Diego de Almagro 02	400	240

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
Solar Diego de Almagro 03	400	240
Solar Ovalle 02	200	120
Solar Ovalle 03	200	120
Solar Pan de Azucar 01	150	92.74
Solar Pan de Azucar 02	1000	600
Solar Polpaico 01	400	240
Solar Polpaico 02	400	240
Solar Polpaico 03	400	240
CSP_Nueva Crucero Encuentro	600	2,100.00
PV_Andes	1020	609.28
PV_Arica	80	47.3
PV_Calama	970	582.55
PV_Capricornio	300	180
PV_Condores	250	149.9
PV_Domeyko	1130	675
PV_Encuentro	750	450
PV_Lagunas	400	240
PV_Nueva Crucero Encuentro	2000	1,200.00
PV_Nueva Encuentro	600	360
PV_Pozo	300	180.28
Solar SING I	60	37.74
Solar SING IV	350	209.89
Rio Claro	20	78
CSP_ Chacaya	390	1,359.84
CSP_ Collahuasi	510	1,791.36
CSP_ Domeyko	0	6.5
CSP_ PozoAlmonte	360	1,273.24
CSP_Condores	80	292.11
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	1030	31.27
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500 T2	1540	30
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	1030	27.59
Carrera Pinto 220-Cardones 220 L2	290	7.75
Cautin 220-Mulchen 220 L2	500	60.54
Chacaya 220- Capricornio 220 L2	380	16.78
Charrua 220-Charrua 500 T2	650	26
Charrua 500-Ancoa 500 L2	1300	101
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	400	7.12
Ciruelos 220-Cautin 220 L2	490	34.83
Colbun 220- Mulchen 220 L2	500	30.27
Crucero 220- Chuquicamata 220 L2	440	27.54
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	770	29
Los Almendros 220-Alto Jahuel 220 L2	420	15.06
Los Vilos 220-Nogales 220 L2	450	62
Maitencillo 220-Punta Colorada 220 L2	260	26.29
Pan de Azucar 220-Los Vilos 220 L2	450	52
Pichirropulli 220-Pichirropulli 500 T2	770	21.37
Polpaico 220 - El Salto 220 L2	1640	73
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500 T2	770	21.37
Salar 220-Calama 220 L2	990	14.98
Temuco 220-Cautin 220 L2	320	0.86
Valdivia 220-Ciruelos 220 L2	500	17.73

E.5. Escenario MA - 2050

Tabla E.5: Plan de Expansión de Escenario MA 2050

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_AguaSanta220	100	100
CAES_AltoJahuel110	200	200
CAES_Andes220	200	200
CAES_Cardones220	100	100
CAES_CarreraPinto220	100	100
CAES_CerroNavia220	100	100
CAES_Chena220	100	100
CAES_Chquicamata220	200	200
CAES_Colbun220	100	100
CAES_Condores220	100	100
CAES_Cumbre220	100	100
CAES_DiegodeAlmagro220	100	100
CAES_Domeyko220	100	100
CAES_ElSalto110	500	500
CAES_ElSalto220	200	200
CAES_Itahue220	100	100
CAES_Lagunas220	100	100
CAES_LosAlmendros110	200	200
CAES_Maitencillo220	100	100
CAES_Mejillones220	100	100
CAES_Melipilla220	100	100
CAES_Nogales220	100	100
CAES_NuevaEncuentro220	100	100
CAES_PandeAzucar220	100	100
CAES_Parinacota220	100	100
CAES_Polpaico220	100	100
CAES_PozoAlmonte220	200	200
CAES_Temuco220	100	100
NaS_A110	40	25.2
NaS_Andes220	40	25.2
NaS_Arica110	40	25.2
NaS_Calama220	40	25.2
NaS_Capricornio220	40	25.2
NaS_Cardones220	40	25.2
NaS_CarreraPinto220	40	25.2
NaS_CerroNavia110	180	126
NaS_Chacaya220	40	25.2
NaS_Chquicamata110	40	25.2
NaS_Cochrane220	40	25.2
NaS_Condores220	40	25.2
NaS_Cumbre220	40	25.2
NaS_Domeyko220	40	25.2
NaS_Mejillones220	40	25.2
NaS_Nogales220	40	25.2
NaS_Pichirropulli220	40	25.2
NaS_Polpaico220	40	25.2
NaS_PozoAlmonte220	40	25.2
NaS_Salar220	40	25.2
PHES_AguaSanta220	200	220

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
PHES_Andes220	200	220
PHES_Cardones220	200	220
PHES_Chiquimata220	200	220
PHES_Domeyko220	200	220
PHES_El Salto220	200	220
PHES_Encuentro220	200	220
PHES_Kapatur220	200	220
PHES_Lagunas220	200	220
PHES_LosAlmendros220	200	220
PHES_NuevaZaldivar220	200	220
PHES_PandeAzucar220	200	220
PHES_Polpaico220	200	220
PHES_PozoAlmonte220	200	220
PHES_Salar220	200	220
Grupo MH VII Region 01	10	22.75
Grupo MH VIII Region 01	10	22.75
Grupo MH X Region 01	60	195
Hidroelectrica VI Regio	90	305.5
Hidroelectrica VII Regi	30	97.5
Hidroelectrica VII Regi	20	65
Hidroelectrica VII Regi	20	65
Hidroelectrica VIII Reg	20	65
Hidroelectrica VIII Reg	20	65
Hidroelectrica VIII Reg	20	65
Hidroelectrica VIII Reg	20	65
Hidroelectrica VIII Reg	20	65
Hidroelectrica X Region	20	48.75
Hidroelectrica X Region	10	22.75
Hidroelectrica XIV Regi	140	451.75
Modulo 03	460	1,495.00
Modulo 04	770	2,502.50
Neltume	470	1,537.25
Solar Cardones 01	400	240
Solar Cardones 02	400	240
Solar Cardones 03	400	240
Solar Carrera Pinto 05	400	240
Solar Cumbre 01	50	27.95
CSP_Nueva Crucero Encue	600	2,100.00
PV_Andes	1020	609.28
PV_Arica	90	51.82
PV_Calama	930	557.01
PV_Capricornio	300	180
PV_Condores	250	150
PV_Domeyko	930	556.88
PV_Encuentro	590	353.39
PV_Lagunas	400	240
PV_Nueva Crucero Encuen	2000	1,200.00
PV_Nueva Encuentro	600	360
Solar SING III	670	403.65
Solar SING IV	100	57.12
Rio Claro	20	78
CSP_ Chacaya	230	813.31
CSP_ Collahuasi	280	987.75

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	1030	31.27
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500 T2	1540	30
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	1030	27.59
Carrera Pinto 220-Cardones 220 L2	290	7.75
Cautin 220-Mulchen 220 L2	500	60.54
Chacaya 220- Capricornio 220 L2	380	16.78
Charrua 220-Charrua 500 T2	650	26
Charrua 500-Ancoa 500 L2	1300	101
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	400	7.12
Ciruelos 220-Cautin 220 L2	490	34.83
Colbun 220-Mulchen 220 L2	500	30.27
Crucero 220-Chuquicamata 220 L2	440	27.54
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	770	29
Los Almendros 220-Alto Jahuel 220 L2	420	15.06
Nueva Charrua 500-Ancoa 500 L2	1500	132.13
Pichirropulli 220-Pichirropulli 500 T2	770	21.37
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500 T2	770	21.37
Salar 220-Calama 220 L2	990	14.98
Valdivia 220-Ciruelos 220 L2	500	17.73

E.6. Escenario MM - 2050

Tabla E.6: Plan de Expansión de Escenario MM 2050

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_AguaSanta220	100	100
CAES_AltoJahuel110	100	100
CAES_Andes220	100	100
CAES_Cardones220	200	200
CAES_CarreraPinto220	100	100
CAES_CerroNavia220	100	100
CAES_Chena220	100	100
CAES_Chuquicamata220	200	200
CAES_Colbun220	100	100
CAES_Condores220	100	100
CAES_Cumbre220	200	200
CAES_DiegodeAlmagro220	100	100
CAES_Domeyko220	200	200
CAES_ElSalto110	400	400
CAES_ElSalto220	100	100
CAES_Itahue220	100	100
CAES_Lagunas220	200	200
CAES_LosAlmendros110	200	200
CAES_Maitencillo220	100	100
CAES_Mejillones220	100	100
CAES_Melipilla220	100	100
CAES_Nogales220	100	100
CAES_NuevaEncuentro220	100	100

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_PandeAzucar220	100	100
CAES_Parinacota220	100	100
CAES_Polpaico220	100	100
CAES_PozoAlmonte220	100	100
CAES_Temuco220	100	100
NaS_A110	40	25.2
NaS_Andes220	40	25.2
NaS_Arica110	40	25.2
NaS_Calama220	40	25.2
NaS_Capricornio220	40	25.2
NaS_Cardones220	40	25.2
NaS_CarreraPinto220	40	25.2
NaS_CerroNavia110	40	25.2
NaS_Chacaya220	40	25.2
NaS_Chuquicamata110	40	25.2
NaS_Cochrane220	40	25.2
NaS_Domeyko220	40	25.2
NaS_NuevaCrucero220	40	25.2
NaS_PozoAlmonte220	40	25.2
NaS_Salar220	40	25.2
PHES_Andes220	200	220
PHES_Chquicamata220	200	220
PHES_DiegodeAlmagro220	200	220
PHES_Domeyko220	200	220
PHES_Kapatur220	200	220
PHES_Lagunas220	200	220
PHES_LosAlmendros220	200	220
PHES_Maitencillo220	200	220
PHES_NuevaEncuentro220	200	220
PHES_NuevaZaldivar220	200	220
PHES_PozoAlmonte220	200	220
GNL Cerro Navia 110	360	414
Grupo MH VII Region 01	10	22.75
Grupo MH VIII Region 01	10	22.75
Hidroelectrica VI Region 05	90	305.5
Hidroelectrica VII Region 01	30	97.5
Hidroelectrica VII Region 02	20	65
Hidroelectrica VII Region 03	20	65
Hidroelectrica VII Region 04	150	487.5
Hidroelectrica VIII Region 01	20	65
Hidroelectrica VIII Region 02	20	65
Hidroelectrica VIII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 05	20	65
Hidroelectrica VIII Region 06	20	65
Hidroelectrica X Region 01	20	48.75
Hidroelectrica X Region 04	10	22.75
Hidroelectrica XIV Region 02	140	451.75
Modulo 02	500	1,625.00
Modulo 03	460	1,495.00
Modulo 04	770	2,502.50
Neltume	470	1,537.25
Solar Cardones 01	400	240
Solar Cardones 02	400	240

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
Solar Cardones 03	400	240
Solar Carrera Pinto 02	80	47.77
Solar Carrera Pinto 04	400	240
Solar Carrera Pinto 05	400	240
Solar Cumbre 01	400	240
Solar Diego de Almagro 01	210	123.41
Solar Diego de Almagro 02	40	21.1
Solar Diego de Almagro 03	150	89.65
Solar Ovalle 02	140	85.98
Solar Ovalle 03	200	120
Solar Pan de Azucar 02	150	89.77
Solar Polpaico 01	400	240
Solar Polpaico 02	400	240
Solar Polpaico 03	400	240
CSP_Nueva Crucero Encuentro	600	2,100.00
Eolico_Calama	20	39.26
PV_Andes	900	540
PV_Arica	90	51.17
PV_Calama	690	414.59
PV_Capricornio	300	180
PV_Condores	250	150
PV_Domeyko	1130	675
PV_Encuentro	750	450
PV_Lagunas	400	240
PV_Nueva Crucero Encuentro	2000	1,200.00
PV_Nueva Encuentro	600	360
Solar SING I	400	240
Solar SING II	90	56.63
Solar SING III	190	112.05
Solar SING IV	220	130.54
Rio Claro	20	78
CSP_ Chacaya	330	1,154.16
CSP_ Collahuasi	290	1,010.08
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	1030	31.27
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500 T2	1540	30
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	1030	27.59
Carrera Pinto 220-Cardones 220 L2	290	7.75
Cautin 220-Mulchen 220 L2	500	60.54
Chacaya 220- Capricornio 220 L2	380	16.78
Charrua 220-Charrua 500 T2	650	26
Charrua 500-Ancoa 500 L2	1300	101
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	400	7.12
Ciruelos 220-Cautin 220 L2	490	34.83
Colbun 220-Mulchen 220 L2	500	30.27
Crucero 220-Chuquicamata 220 L2	440	27.54
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	770	29
Lo Aguirre 500-Polpaico 500 L2	1400	19
Los Almendros 220-Alto Jahuel 220 L2	420	15.06
Maitencillo 220-Punta Colorada 220 L2	260	26.29
Nogales 220-Quillota 220 L2	890	30
Nueva Charrua 500-Ancoa 500 L2	1500	132.13
Ohiggins 220-Domeyko 220 L2	490	58.25
Pan de Azucar 220-Pan de Azucar 500 T2	1540	20

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
Pichirropulli 220-Pichirropulli 500 T2	770	21.37
Polpaico 220 -El Salto 220 L2	1640	73
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500 T2	770	21.37
Valdivia 220-Ciruelos 220 L2	500	17.73

E.7. Escenario BA - 2050

Tabla E.7: Plan de Expansión de Escenario BA 2050

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_AguaSanta220	100	100
CAES_AltoJahuel110	70	74.86
CAES_Andes220	70	67.84
CAES_Cardones220	70	71.58
CAES_CarreraPinto220	70	74.86
CAES_CerroNavia220	70	74.86
CAES_Chena220	70	65.22
CAES_Chquicamata220	70	74.86
CAES_Colbun220	60	59.83
CAES_Condores220	60	64.3
CAES_Cumbre220	70	74.86
CAES_DiegodeAlmagro220	70	65.02
CAES_Domeyko220	70	74.86
CAES_ElSalto110	80	83.51
CAES_ElSalto220	80	83.51
CAES_Itahue220	60	59.83
CAES_Lagunas220	70	74.86
CAES_LosAlmendros110	80	83.46
CAES_Maitencillo220	70	67.13
CAES_Mejillones220	60	58.8
CAES_Melipilla220	70	74.86
CAES_Nogales220	70	65.22
CAES_NuevaEncuentro220	70	74.86
CAES_PandeAzucar220	70	65.22
CAES_Parinacota220	60	55.87
CAES_Polpaico220	70	70.79
CAES_PozoAlmonte220	70	71.42
CAES_Temuco220	70	68.03
Li-ion_AguaSanta110	20	1.45
Li-ion_AltoJahuel110	20	1.11
Li-ion_Andes220	20	1.06
Li-ion_BarroBlanco220	20	1.11
Li-ion_Calama220	20	1.06
Li-ion_Capricornio220	20	1.11
NaS_A110	20	12.94
NaS_Ancoa220	10	9.62
NaS_Andes220	30	18.06
NaS_Arica110	20	16.62

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
NaS_BarroBlanco220	20	11.97
NaS_Calama220	30	18.06
NaS_Capricornio220	20	16.03
NaS_Cardones220	20	15.08
NaS_CarreraPinto220	20	15.08
NaS_Cautin220	10	10.76
NaS_CerroNavia110	30	18.06
NaS_Chacaya220	10	10.76
NaS_Chuquicamata110	20	12.94
NaS_Ciruelos220	10	10.76
NaS_Cochrane220	10	9.62
NaS_Condores220	20	15.08
NaS_Cumbre220	20	15.08
NaS_Cumbre500	20	15.08
NaS_DiegodeAlmagro220	20	15.08
NaS_Domeyko220	30	22.53
NaS_Encuentro220	20	15.08
NaS_LasPalmas220	10	10.76
NaS_Maitencillo220	10	10.76
NaS_Mejillones220	20	11.65
NaS_Nogales220	10	10.76
NaS_NuevaCharrua220	10	9.62
NaS_NuevaCrucero220	20	15.08
NaS_PandeAzucar220	20	12.19
NaS_Parinacota220	10	9.62
NaS_Pichirropulli220	10	10.76
NaS_Polpaico220	20	12.19
NaS_PozoAlmonte220	20	15.08
NaS_PuntaColorada220	20	12.19
NaS_Salar220	20	15.08
PHES_Andes220	140	158.44
PHES_Chuquicamata220	140	152.57
PHES_Domeyko220	140	155.17
PHES_Encuentro220	130	143.03
PHES_Kapatur220	140	152.9
PHES_Lagunas220	130	141.3
PHES_NuevaEncuentro220	40	47.44
PHES_NuevaZaldivar220	160	171.58
PHES_PozoAlmonte220	130	147.97
PHES_Salar220	150	166.67
Grupo MH VII Region 01	10	22.75
Grupo MH VIII Region 01	10	22.75
Hidroelectrica VI Region 05	90	305.5
Hidroelectrica VII Region 01	30	97.5
Hidroelectrica VII Region 02	20	65
Hidroelectrica VII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 01	20	65
Hidroelectrica VIII Region 02	20	65
Hidroelectrica VIII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 05	20	65
Hidroelectrica VIII Region 06	20	65
Hidroelectrica X Region 01	20	48.75
Hidroelectrica X Region 04	10	22.75

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
Hidroelectrica XIV Region 02	140	451.75
Modulo 01	660	2,145.00
Modulo 04	550	1,800.00
Neltume	470	1,537.25
Solar Carrera Pinto 05	120	71.86
Diesel Mejillones 2	0	2.59
CSP_Nueva Crucero Encuentro	70	228.61
PV_Andes	800	479.34
PV_Arica	100	61.09
PV_Calama	840	506.58
PV_Capricornio	300	180
PV_Condores	200	122.93
PV_Domeyko	1040	626.54
PV_Encuentro	750	450
PV_Lagunas	400	240
PV_Nueva Crucero Encuentro	990	592.11
PV_Nueva Encuentro	230	140.79
PV_Pozo	400	239.21
Rio Claro	20	78
CSP_ Chacaya	100	364.99
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	560	17.07
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	690	18.39
Alto Jahuel 500-Lo Aguirre 500 L2	930	21.33
Carrera Pinto 220- Cardones 220 L2	200	5.25
Cautin 220-Mulchen 220 L2	290	35.02
Cerro Navia 220-Lampa 220 L2	80	0.99
Chacaya 220 - El Cobre 220 L2	170	21.55
Chacaya 220-Capricornio 220 L2	250	11.19
Charrua 220-Charrua 500 T2	160	6.56
Charrua 500-Ancoa 500 L2	1300	101
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	270	4.75
Ciruelos 220-Cautin 220 L2	330	23.22
Colbun 220-Mulchen 220 L2	500	30.27
Crucero 220-Chuquicamata 220 L2	280	17.52
Diego de Almagro 220-Carrera Pinto 220 L2	30	1.93
Encuentro 220-Collahuasi 220 L2	270	36.7
Itahue 220-Alto Jahuel 220 L2	530	40.67
Kapatur 220-Laberinto 220 L2	470	54.84
Lagunas 220-Pozo Almonte 220 L2	130	8.12
Lo Aguirre 220-Cerro Navia 220 L2	1020	17.29
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	0	0.13
Lo Aguirre 500-Polpaico 500 L2	1130	15.29
Nogales 220-Quillota 220 L2	350	11.83
Nueva Charrua 500-Ancoa 500 L2	730	64.08
Nueva Zaldivar 220-Laberinto 220 L2	240	18.7
Ohiggins 220- Domeyko 220 L2	90	11.24
Parinacota 220-Condores 220 L2	60	11.57
Polpaico 220 - El Salto 220 L2	410	18.22
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500 T2	330	9.16
Salar 220-Calama 220 L2	330	4.98
Salar 220-Chuquicamata 220 L2	250	1.98
Valdivia 220-Ciruelos 220 L2	300	10.52

E.8. Escenario BM - 2050

Tabla E.8: Plan de Expansión de Escenario AA 2050

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
CAES_AguaSanta220	100	100
CAES_Andes220	200	200
CAES_Cardones220	100	100
CAES_CarreraPinto220	100	100
CAES_CerroNavia220	100	100
CAES_Chena220	100	100
CAES_Chucamata220	200	200
CAES_Condores220	100	100
CAES_Cumbre220	100	100
CAES_DiegodeAlmagro220	100	100
CAES_Domeyko220	200	200
CAES_ElSalto110	100	100
CAES_ElSalto220	100	100
CAES_Lagunas220	100	100
CAES_Maitencillo220	100	100
CAES_Mejillones220	100	100
CAES_Melipilla220	100	100
CAES_NuevaEncuentro220	100	100
CAES_PandeAzucar220	100	100
CAES_Parinacota220	100	100
CAES_PozoAlmonte220	200	200
NaS_A110	40	25.2
NaS_Andes220	40	25.2
NaS_Calama220	40	25.2
NaS_CarreraPinto220	40	25.2
NaS_Chucamata110	40	25.2
NaS_Domeyko220	40	25.2
PHES_Andes220	200	220
PHES_Domeyko220	200	220
PHES_NuevaEncuentro220	200	220
PHES_NuevaZaldivar220	200	220
PHES_PozoAlmonte220	200	220
PHES_Salar220	200	220
Grupo MH VII Region 01	10	22.75
Grupo MH VIII Region 01	10	22.75
Hidroelectrica VI Region 05	90	305.5
Hidroelectrica VII Region 01	30	97.5
Hidroelectrica VII Region 02	20	65
Hidroelectrica VII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 01	20	65
Hidroelectrica VIII Region 02	20	65
Hidroelectrica VIII Region 03	20	65
Hidroelectrica VIII Region 05	20	65
Hidroelectrica VIII Region 06	20	65
Hidroelectrica X Region 01	20	48.75

Nombre	Capacidad [MW]	Cap. Cost [\$Mln's]
Hidroelectrica X Region 04	10	22.75
Hidroelectrica XIV Region 02	140	451.75
Modulo 03	460	1,495.00
Modulo 04	770	2,502.50
Neltume	470	1,537.25
Solar Cardones 01	400	240
Solar Cardones 02	400	240
Solar Cardones 03	400	240
Solar Carrera Pinto 05	400	240
Solar Cumbre 01	400	240
Solar Diego de Almagro 02	40	21.73
Solar Ovalle 02	80	49.45
Solar Polpaico 03	240	141.68
PV_Andes	1010	604.64
PV_Arica	80	47.3
PV_Calama	660	397.79
PV_Capricornio	300	180
PV_Condores	220	133.47
PV_Domeyko	1130	675
PV_Encuentro	750	450
PV_Lagunas	400	240
PV_Nueva Crucero Encuentro	2000	1,200.00
PV_Nueva Encuentro	600	360
Solar SING III	620	370.69
Rio Claro	20	78
CSP_ Chacaya	140	489.4
CSP_ Collahuasi	300	1,036.82
Agua Santa 220-San Luis 220 L2	1030	31.27
Alto Jahuel 220-Alto Jahuel 500 T2	1540	30
Alto Jahuel 220-Chena 220 L2	1030	27.59
Carrera Pinto 220-Cardones 220 L2	290	7.75
Cautin 220- Mulchen 220 L2	500	60.54
Chacaya 220 -El Cobre 220 L2	700	89.74
Chacaya 220-Capricornio 220 L2	380	16.78
Charrua 220-Charrua 500 T2	650	26
Charrua 500-Ancoa 500 L2	1300	101
Chena 220-Cerro Navia 220 L2	400	7.12
Colbun 220-Mulchen 220 L2	500	30.27
Crucero 220-Chuquicamata 220 L2	440	27.54
Lo Aguirre 220-Lo Aguirre 500 T2	770	29
Lo Aguirre 500-Polpaico 500 L2	1400	19
Los Almendros 220-Alto Jahuel 220 L2	420	15.06
Nogales 220-Quillota 220 L2	890	30
Nueva Charrua 500-Ancoa 500 L2	1500	132.13
Pichirropulli 220-Pichirropulli 500 T2	770	21.37
Polpaico 220 - El Salto 220 L2	1640	73
Puerto Montt 220-Puerto Montt 500 T2	770	21.37
Valdivia 220-Ciruelos 220 L2	500	17.73

Anexo F

Resultados 2050 con *Duration Load Curve* (DLC)

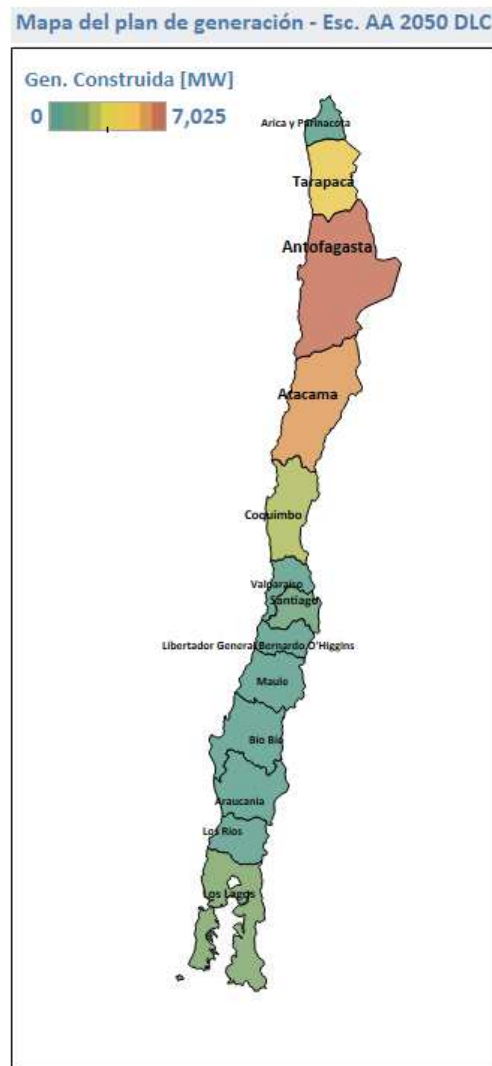


Fig. F.1: Mapa de capacidad a construir en generación para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC

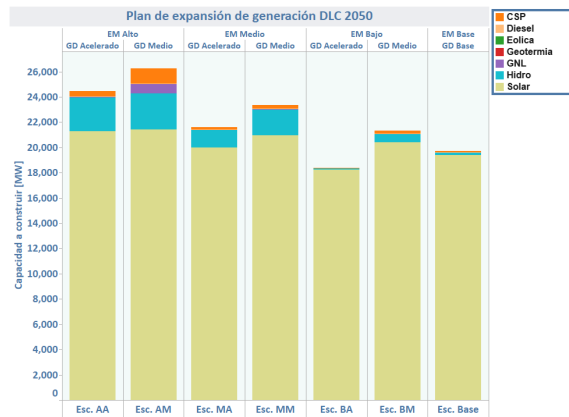


Fig. F.2: Capacidad a construir en generación para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC

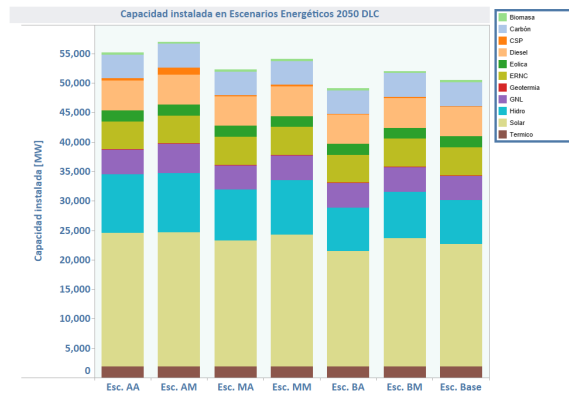


Fig. F.3: Capacidad instalada en generación para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC

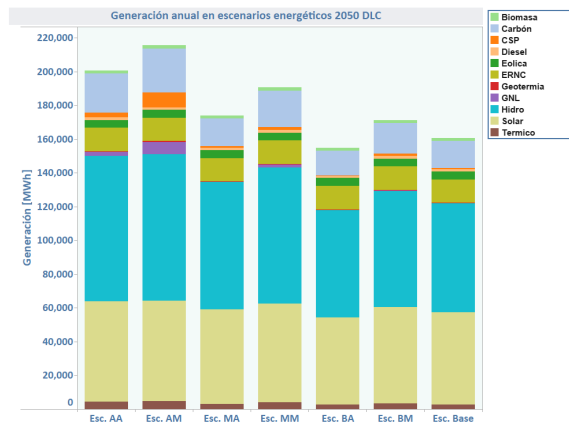


Fig. F.4: Generación anual para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC

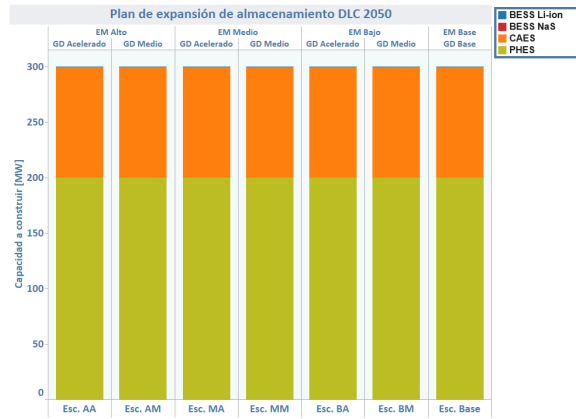


Fig. F.5: Capacidad a construir en almacenamiento para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC

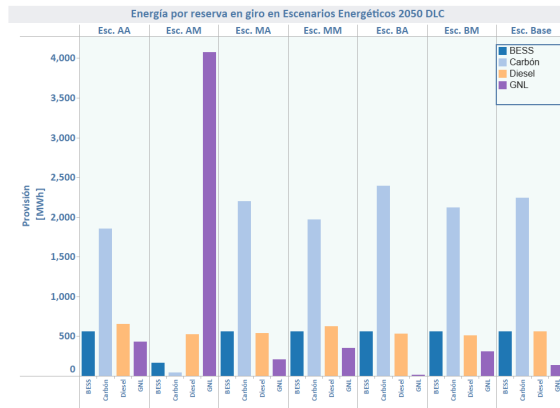


Fig. F.6: Reserva en giro por tecnología para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC

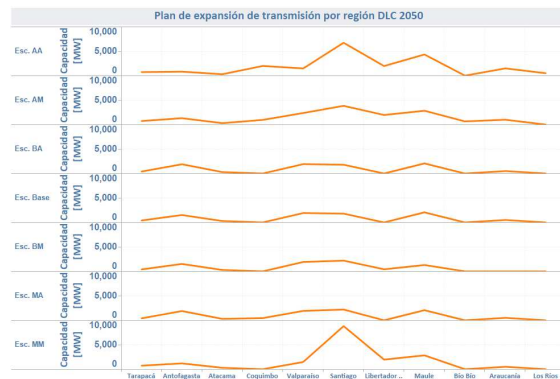


Fig. F.7: Plan de expansión de transmisión por región para el año 2050 en los distintos escenarios energéticos con DLC

Referencias

- [1] Eastern Interconnection States' Planning Council (EISPC) , "Co-optimization of Transmission and Other Supply Resources," Sep. 2013.
- [2] PLEXOS, "PLEXOS Guide," [Online] <https://wiki.energyexemplar.com/>.
- [3] Nicolás Galleguillos Riffo, "Estudio de la expansión del sistema de transmisión troncal del SIC de Chile utilizando algoritmos evolutivos," Mar. 2011.
- [4] Javier Toro Cabrera, "Impacto técnico y económico del error de predicción de viento y radiación solar en la programación de la operación del SING," Jun. 2014.
- [5] Ministerio de Energía de Chile, "Energía 2050," 2015, [Online] <http://www.energia2050.cl>.
- [6] Ignacio Nuñez Fuentes, " Almacenamiento de energía por bombeo (Hydro-Pumped Storage) en el marco regulatorio chileno," Sep. 2014.
- [7] IRENA, "Electricity Storage - Technology Brief," Abr. 2012.
- [8] Ruddy Blonbou, Stéphanie Monjoly and Jean-Louis Bernard, "Dynamic Energy Storage Management for Dependable Renewable Electricity Generation," 2013.
- [9] Georg Fuchs, Benedikt Lunz, Matthias Leuthold and Dirk Uwe Sauer, "Technology Overview on Electricity Storage," Jun. 2012.
- [10] AES Gener, [Online] <http://www.aesgener.cl/SalaPrensa/Paginas/AES-Gener-inauguro-banco-de-baterías-de-litio-en-Mejillones.aspx>.
- [11] Nicolás Cifuentes Otto, "Localización de equipos BESS mediante algoritmos genéricos considerando criterios de estabilidad de voltaje," 2017.
- [12] Nataly Montezuma Santacruz, "Problema de predespacho de unidades con representación de almacenamiento a base de baterías," 2014.
- [13] CNE, "Energía Abierta," [Online] <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>.
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, [Online] <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/graficos-y-estadisticas/produccion-y-transferencia-de-energia/>.
- [15] Ministerio de Energía, "Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo - Informe Preliminar," Jun. 2017, [Online] <http://pelp.minenergia.cl/>.

- [16] Generadoras de Chile, [Online] <http://generadoras.cl/tipos-energia/>.
- [17] Solar Reserve, [Online] <http://www.solarreserve.com/es/proyectos-globales/csp/copiapo>.
- [18] Centro de Excelencia de Geotermia de los Andes (CEGA), [Online] <http://www.cega.ing.uchile.cl/informacion-de-interes/geotermia-en-chile/>.
- [19] Piensa en Geotermia, [Online] <http://www.piensageotermia.com/primera-planta-geotermica-de-america-del-sur-cerro-pabellon-de-48-mw-inicia-operacion/>.
- [20] Gobierno de Chile, “Generación ciudadana,” [Online] <http://www.gob.cl/generacionciudadana/>.
- [21] Andrea Galindo Vargas, “La relación entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico empleando un modelo trivariado para Chile,” 2014.
- [22] Claudia S. Gómez-López, “Crecimiento económico, consumo de energía y emisiones contaminantes en la economía mexicana,” Dic. 2011.
- [23] C. Barreto, J. Campo, “Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel,” Nov. 2012.
- [24] Banco Central, 2016, [Online] <http://datos.bancomundial.org/>.
- [25] Mercados Energéticos Consultores, “Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo - Informe final - Tomo I,” Dic. 2014.
- [26] Ministerio de Energía, “Balance Nacional de Energía 2015,” 2015.
- [27] Ministerio de Hacienda de Chile, “Resultados del Comité Consultivo del PIB Tendencial,” Ago. 2016.
- [28] Banco Central de Chile, “Informe de política monetaria - Crecimiento del PIB tendencial ,” Sep. 2015.
- [29] CEPAL, “Estimaciones y proyecciones de población a largo plazo 1950-2100,” 2015.
- [30] CNE, “Informe definitivo de previsión de demanda 2016-2036 SIC-SING,” Ene. 2017.
- [31] CDEC-SIC, “Estudio de previsión de demanda 2015-2035 (2050),” Nov. 2015.
- [32] INE, “Anuarios parque de vehículos en circulación,” 2015, [Online] <http://www.ine.cl>.
- [33] Bloomberg New Energy Finance, “Here’s how electric cars will cause the next oil crisis,” Feb. 2016, [Online] <http://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/>.
- [34] Shell, “Escenarios energéticos shell en 2050,” 2011.
- [35] ANAC, “Anuario automotriz 2015-2016,” 2016.
- [36] BBVA Chile, “Situación Automotriz Chile 2014-2015 ,” Nov. 2014.
- [37] GOV.UK, [Online] <https://www.gov.uk/vehicle-tax-rate-tables>.

- [38] Bloomberg, “U.K. Joins France, Says Goodbye to Fossil-Fuel Cars by 2040,” [Online] <https://www.gov.uk/vehicle-tax-rate-tables>.
- [39] Bloomberg News, Jun. 2016, [Online] <http://www.theglobeandmail.com/globe-drive/news/industry-news/all-cars-in-germany-need-to-be-emissions-free-by-2030-official-says/article30446032/>.
- [40] ENDESA, [Online] <http://www.endesavehiculoelectrico.com/vehiculo-electrico/preguntas-frecuentes/cuanto-cuesta>.
- [41] The Economist, “The economist pocket world in figures 2015,” 2015, [Online] <https://worldinfigures.com/>.
- [42] EVObsession, “Chevy Volt Drivers Average Nearly As Many Electric Miles As Nissan LEAF Drivers,” [Online] <https://evobsession.com/chevy-volt-drivers-average-nearly-as-many-electric-miles-as-nissan-leaf-drivers/>.
- [43] SFGATE, “Most electric vehicle drivers charge them at home,” [Online] <http://www.sfgate.com/business/article/Most-electric-vehicle-drivers-charge-them-at-home-4999799.php>.
- [44] Empresas Eléctricas A.G., “Reporte eléctrico transmisión y distribución ,” Mar. 2016.
- [45] SEC, “Proceso de conexión ley 20.571: Indicadores junio 2016,” 2016.
- [46] L. Munuera and U. Remme, “Energy technology perspectives: Modelling of the power sector and technology assumptions,” 2014.
- [47] U.S. Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050,” Ene. 2017.
- [48] International Energy Agency, “Energy technology perspectives 2014: Harnessing electricity’s potential,” 2014.
- [49] IRENA, “End-of-life management: Solar photovoltaic panels,” Jun. 2016.
- [50] EUROSTAT, “Statistics explained,” [Online] <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/>.
- [51] COES, “ Estimación de números de hogar según GSE en las principales ciudades de Chile y de la población flotante en el Gran Santiago,” 2012.
- [52] NASA, “Atmospheric Science Data Center,” [Online] <https://earthdata.nasa.gov/about/daacs/daac-asdc>.
- [53] MINENERGIA, “ Energías Renovables en Chile, El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé,” 2014.
- [54] C. E. Nacional, “Propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017,” 2017, [Online] <https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/propuesta-de-expansion-de-transmision-del-sistema-electrico-nacional-2017/>.

-
- [55] Coordinador Eléctrico Nacional, “Sistema de información pública,” [Online] <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-informacion-publica/>.
- [56] 32 Companies and Organizations, supported by the European Commission, “Commercialisation of Energy Storage in Europe,” Mar. 2015.
- [57] ESMAP, IFC, “Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets,” 2017.
- [58] World Energy Council, “World Energy Resources – E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications,” 2016.
- [59] International Energy Agency, “Technology Roadmap–Energy storage,” 2014.
- [60] H. Rudnick, “Experiencia chilena en las instalaciones BESS,” [Online] <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/bess/expNacional.html>.
- [61] Office of Electricity Delivery Energy Reliability, “DOE Global Energy Storage Database,” [Online] <https://www.energystorageexchange.org/>.
- [62] CNE, “Informe técnico para la determinación del valor anual y expansión del sistema de transmisión troncal - Cuadrenio 2016-2019,” Jul. 2015, [Online] <http://antigua.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/1021=informe-tecnico-cne>.