



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**UNIT COMMITMENT ESTOCÁSTICO
CON RESTRICCIONES DE
TRANSMISIÓN: CHILE FRENTE A UN
ESCENARIO DE ALTA PENETRACIÓN
EÓLICA Y SOLAR**

JAVIERA CONSTANZA ORTEGA SOTO

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

Profesor Supervisor:
DAVID WATTS CASIMIS

Santiago de Chile, (octubre, 2017)

© 2017, Javiera Ortega



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

UNIT COMMITMENT ESTOCÁSTICO CON RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN: CHILE FRENTE A UN ESCENARIO DE ALTA PENETRACIÓN EÓLICA Y SOLAR

JAVIERA CONSTANZA ORTEGA SOTO

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS CASIMIS

ÁLVARO LORCA GÁLVEZ

ESTEBAN GIL SAGAS

HÉCTOR JORQUERA GONZÁLEZ

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

Santiago de Chile, (octubre, 2017)

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre y a toda la gente que me ha apoyado e influido en que pueda lograr las metas que me he propuesto en la vida. Agradezco además al profesor David Watts por guiar mi trabajo y adecuarse a los cambios que se produjeron en el proceso de realización de esta investigación.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	i
INDICE DE FIGURAS.....	iii
RESUMEN	vii
ABSTRACT.....	viii
1. Introducción.....	1
2. Reservas operacionales: definición y diferentes acepciones en cada mercado ...	5
3. Metodologías de Modelación del Day-Ahead Unit Commitment.....	10
3.1. Metodologías más utilizadas.....	14
3.1.1. Modelo determinístico – rapidez y simplicidad	14
3.1.2. Modelo Estocástico basado en escenarios – mayor exactitud, alto costo computacional.....	15
3.1.3. Modelo Robusto – optimización del peor caso posible: más eficiencia, menos exactitud	17
3.1.4. Optimización de intervalos – considera límites de la incertidumbre: menor complejidad, mayores costos operacionales esperados	18
3.2. Metodologías menos utilizadas.....	19
3.2.1. Chance-constrained optimization	19
3.2.2. Optimización basada en riesgos	19
3.3. Modelos híbridos para Unit Commitment – mejorando los modelos convencionales.....	19
3.3.1. Modelo estocástico y robusto unificado – combinación de modelos todas las etapas de la programación	20
3.3.2. Modelo híbrido estocástico e intervalos – aplicación secuencial de los enfoques optimizando instante de cambio entre ellos	20

3.4.	Comparación de los modelos revisados	22
4.	Experiencia Internacional en la aplicación de modelos de Unit Commitment	26
4.1.	PJM – análisis determinístico, incluyendo respuesta de demanda	28
4.2.	California ISO – análisis determinístico con escenarios y ajustes adicionales por incertidumbre eólica	30
4.3.	Midwestern ISO – análisis determinístico con escenarios, agregando respuesta de demanda	32
4.4.	NYISO – análisis determinístico con escenarios y requerimiento mínimo determinístico en base a mayor contingencia	35
4.5.	ERCOT – cuantificación determinística mensual con ajustes diarios, considerando sólo reservas no en giro	36
4.6.	ISO-NE – requerimiento mínimo determinado dos veces al año adicional a cálculo local diario en base a contingencias	38
4.7.	Alemania – determinación conjunta de operadores de la transmisión con enfoque probabilístico.....	39
4.8.	Chile.....	40
4.9.	Comparación de funcionamiento de mercados revisados	44
5.	Metodologías para la incorporación de incertidumbre en pronóstico de generación eólica.....	47
5.1.	Metodologías más utilizadas.....	47
5.1.1.	Generación de escenarios en base a pronóstico puntual determinístico de day-ahead.....	48
5.1.2.	Ajuste del error de generación eólica a una distribución de probabilidades conocida	48
5.1.3.	Ajuste del error de generación eólica a una distribución de probabilidades empírica – ECDF	49
5.2.	Metodologías menos utilizadas.....	51
5.2.1.	Modelación de generación eólica como cadena de Markov para cada nodo de viento	51
5.2.2.	Artificial Neural Network (ANN)	53
5.2.3.	Introducción de un vector de desviación de la generación eólica desde el pronóstico	54

6.	Aplicación de modelos determinístico y estocástico a Sistemas Interconectados de Chile	56
6.1.	Objetivos	56
6.2.	Descripción de los sistemas	57
6.2.1.	Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	57
6.2.2.	Sistema Interconectado Central (SIC)	58
6.2.3.	Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	60
6.3.	Descripción de los modelos determinístico y estocástico aplicados. Metodología de simulación	63
6.3.1.	Modelo Determinístico	63
6.3.2.	Modelo Estocástico	70
6.3.3.	Supuestos	71
6.4.	Resultados obtenidos	103
6.4.1.	Resultados relevantes para el modelo determinístico	108
6.4.2.	Resultados para el modelo estocástico y comparación	135
7.	Mejoramiento del Modelo de <i>Unit Commitment</i>	160
8.	Conclusiones	169
	BIBLIOGRAFIA	172
	A N E X O S	180
	Anexo A: Detalle de inputs modelo determinístico y estocástico	181
1.	Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	181
2.	Sistema Interconectado Central (SIC)	190
3.	Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	202
	Anexo B: Clasificación de Líneas de Transmisión DE Chile	205
	Anexo C: Escenario hidrológico modelado	216
	Anexo D: Papers PUBLICADOS	219

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3-1: Cuadro comparativo de metodologías para <i>Unit Commitment</i> . Fuente: Elaboración propia.	24
Tabla 4-1: Cuadro comparativo de mercados internacionales y reservas operacionales. Fuente: elaboración propia.	45
Tabla 5-1: Cuadro comparativo de métodos de pronóstico en base a MAPE. Fuente: (Pousinho, Esteves, Mendes, Collares-Pereira, & Pereira Cabrita, 2016).....	54
Tabla 6-1. Nomenclatura utilizada para formulación matemática de modelos <i>Unit Commitment</i>	64
Tabla 6-2. Valorización de costos de <i>curtailment</i> de energías renovables, Energía No Suministrada y Energía de Exceso.	70
Tabla 6-3. Capacidad ERNC instalada en Sistema Interconectado del Norte Grande. ...	73
Tabla 6-4. Capacidad ERNC instalada en Sistema Interconectado del Norte Grande (ordenadas de norte a sur).	73
Tabla 6-5. Capacidad instalada eólica y solar SIC.	78
Tabla 6-6. Capacidad instalada eólica y solar SIC (ordenadas de norte a sur).	79
Tabla 6-7. Escenarios finales de generación ERNC SING.	87
Tabla 6-8. Factores de planta de las centrales ERNC SING para los escenarios estocásticos de generación.	89
Tabla 6-9. Parques eólicos zona norte - SIC.	92
Tabla 6-10. Parques eólicos zona centro sur - SIC.	95
Tabla 6-11. Flujos de potencia por líneas más importantes SIC + SING (sin interconexión). Modelo determinístico. Fuente: Elaboración propia.	110
Tabla 6-12. Flujos de potencia por líneas más importantes SEN (SIC + SING interconectados). Modelo determinístico. Fuente: Elaboración propia.	113
Tabla 6-13. Resumen de generación diaria (MWh) por tecnología para cada escenario ERNC. Modelo Determinístico vs Estocástico – SING. Fuente: Elaboración propia. ...	138
Tabla 6-14. Resumen de generación diaria (MWh) por tecnología para cada escenario ERNC - SIC. Fuente: Elaboración propia.	142
Tabla 6-15. Resumen de generación diaria (MWh) por tecnología para cada escenario ERNC. Modelo determinístico vs Estocástico – SEN. Fuente: Elaboración propia.	145
Tabla 6-16. Cuadro comparativo de variables de rendimiento del modelo determinístico vs estocástico – SING.	157
Tabla 6-17. Cuadro comparativo de variables de rendimiento del modelo determinístico vs estocástico – SIC.	158
Tabla 6-18. Cuadro comparativo de variables de rendimiento del modelo determinístico vs estocástico – SEN.	159
Tabla 7-1. Límites máximos de generación total diaria (MWh) para centrales hidroeléctricas de embalse – Escenario Seco y Húmedo.	162
Tabla 7-2. Cálculo de margen de reservas para Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: Elaboración propia basado en (2016, CDEC-SIC, Estudio de Control de Frecuencia y	

Determinación de Reservas; 2017, CDEC-SING, Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas)	164
Tabla 7-3. Valores de la función objetivo para los modelos estocástico y determinístico SEN.....	166
Tabla 7-4. Métricas de desempeño de la solución del modelo estocástico.....	166
Tabla 7-5. Comparación modelo estocástico vs determinístico con margen de reservas.....	167
Tabla A-1. Centrales ERNC conectadas al SING.....	183
Tabla A-2. Características de la capacidad instalada en el SING.....	184
Tabla A-3. Características de las líneas de transmisión relevantes del SING.....	186
Tabla A-4. Características de capacidad ERNC instalada en el SIC.....	192
Tabla A-5. Características de las unidades generadoras convencionales relevantes del SIC.....	193
Tabla A-6. Información de unidades hidroeléctricas de pasada - SIC.....	195
Tabla A-7. Información de capacidad de transmisión SIC.....	197
Tabla A-8. Información de nueva transmisión para interconexión.....	204
Tabla B-1. Clasificación de las instalaciones de transmisión relevantes – SING. Fuente: (2017, SING, Información Técnica Circuitos y Segmentos – Datos Generales).....	206
Tabla B-2. Clasificación de las instalaciones de transmisión relevantes – SIC. Fuente: (2017, SIC, Información Técnica – Secciones Tramos / Todas las empresas).....	210
Tabla C-1. Generación hidroeléctrica real 26 de julio de 2017.....	216

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1. Reservas: tiempos de respuesta y clasificaciones. Fuente: elaboración propia basado en (<i>ELIA, Ancillary Services, 2016; NREL, 2010</i>).	7
Figura 3-1. <i>Unit Commitment</i> y su desafío en relación a generación renovable. Fuente: Elaboración propia	11
Figura 3-2. Ejemplo de algoritmo de descomposición de Benders. Fuente: elaboración propia con base en (<i>Nasrolahpour & Ghasemi, 2015</i>)	13
Figura 3-3. Representación esquemática de la incertidumbre sin cobertura proveniente de la aplicación estocástica. Fuente: elaboración propia con base en (<i>Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015</i>)	21
Figura 3-4. Comparación de modelos de <i>Unit Commitment</i> revisados. Fuente: elaboración propia	25
Figura 4-1. Mapa de ubicación geográfica de los mercados eléctricos analizados. Fuente: elaboración propia	27
Figura 5-1. Ejemplo de ajuste de curva ECDF con base en datos muestreados. Fuente: elaboración propia con base en datos de (<i>Raychaudhuri, 2008</i>)	51
Figura 6-1. Capacidad instalada SING. Fuente: (CDEC-SING, Información Técnica – Centrales Generadoras, 2017)	58
Figura 6-2. Capacidad instalada SIC. Fuente: (CDEC-SIC, Información Técnica, Centrales, 2017)	59
Figura 6-3. Sistema de Transmisión Nacional. Fuente: (Información Técnica, SIC, 2017; Líneas de Transmisión, SING, 2017).	62
Figura 6-4. Operación real SING para el día de estudio (26 julio 2017). Fuente: elaboración propia con base en (CDEC-SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2016)	75
Figura 6-5. Demanda Térmica SING para el día de estudio (26 julio 2017). Fuente: elaboración propia basado en (CDEC-SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2016)	76
Figura 6-6. Operación real SIC para el día de estudio (26 julio 2017). Fuente: elaboración propia basado en (CDEC-SIC, Operación Real, 2017)	81
Figura 6-7. Demanda Hidro-Térmica SIC para el día de estudio (26 julio 2017). Fuente: elaboración propia con base en (CDEC-SIC, Operación Real, 2017)	83
Figura 6-8. Comportamiento de la generación ERNC agosto 2017, SING. Fuente: (SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2017)	85
Figura 6-9. Comportamiento de la generación Solar agosto 2017, SING. Fuente: (SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2017).	86
Figura 6-10. Comportamiento de la generación Eólica agosto 2017, SING. Fuente: (SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2017)	86
Figura 6-11. Escenarios finales de generación renovable SING. Fuente: Elaboración propia.	88

Figura 6-12. Costos marginales reales para el día de estudio (26 de julio 2017). Fuente: (2017, SIC, Costos Marginales).....	91
Figura 6-13. Metodología de generación de escenarios eólicos SIC – zona norte. Fuente: Elaboración propia basado en (2017, Explorador Eólico, Ministerio de Energía, Chile).	94
Figura 6-14. Perfiles solares de centrales SIC, variabilidad y perfiles característicos. Fuente: elaboración propia con base en (2017, CDEC-SIC, Operación Real).	98
Figura 6-15. Escenarios finales de generación renovable SIC. Fuente: Elaboración propia.	100
Figura 6-16. Variabilidad solar considerada en escenarios finales de generación renovable SIC. Fuente: Elaboración propia.	100
Figura 6-17. Variabilidad eólica considerada en escenarios finales de generación renovable SIC. Fuente: Elaboración propia.	101
Figura 6-18. Escenarios finales de generación renovable SEN. Fuente: Elaboración propia.	102
Figura 6-19. Variabilidad solar considerada en escenarios finales de generación renovable SEN. Fuente: Elaboración propia.....	102
Figura 6-20. Variabilidad eólica considerada en escenarios finales de generación renovable SEN. Fuente: Elaboración propia.....	103
Figura 6-21. Demandas netas para la capacidad térmica de generación – SING. Fuente: Elaboración propia basado en (2017, Generación real de energía, SING).	105
Figura 6-22. Demandas netas para la capacidad térmica de generación – SIC. Fuente: Elaboración propia con base en (2017, Operación Real, SIC).	106
Figura 6-23. Demandas netas para la capacidad térmica de generación – SEN. Fuente: Elaboración propia basado en (2017, Operación Real, SIC: 2017, Generación de Energía, SING).	107
Figura 6-24. Flujos horarios de las líneas de interconexión – Escenarios ERNC Base, 15% y 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.	116
Figura 6-25. Multiplicadores de Lagrange SIC y SING (sin interconexión). Modelo Determinístico – ERNC base, 15% y 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.	119
Figura 6-26. Multiplicadores de Lagrange SEN. Modelo Determinístico – ERNC base, 15% y 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.	122
Figura 6-27. Despachos horarios por tecnología – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SING. Fuente: Elaboración propia.	123
Figura 6-28. Despachos horarios por tecnología – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SIC. Fuente: Elaboración propia.	124
Figura 6-29. Despachos horarios por tecnología – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SEN. Fuente: Elaboración propia.	125
Figura 6-30. Comparación de despachos horarios reales y determinísticos para las centrales hidroeléctricas de embalse – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SIC. Fuente: Elaboración propia.	127

Figura 6-31. Comparación de despachos horarios reales y determinísticos para las centrales hidroeléctricas de embalse – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SEN. Fuente: Elaboración propia.....	127
Figura 6-32. Despachos horarios para las centrales hidroeléctricas de embalse – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SIC y SEN. Fuente: Elaboración propia.....	128
Figura 6-33. Cantidad de partidas diarias carbón y GNL para todos los escenarios considerados.....	130
Figura 6-34. Porcentaje de horas de operación a mínimo técnico unidades carbón y diésel. Modelo determinístico, SING – SIC - SEN.	131
Figura 6-35. Porcentaje de horas de operación en condición <i>ramping</i> y fuera de servicio de unidades carbón, gas natural y diésel. Modelo determinístico, SING – SIC - SEN.	133
Figura 6-36. Comparación de despacho económico SING con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base. Fuente: Elaboración propia.	136
Figura 6-37. Comparación de despacho económico SING con modelo determinístico y estocástico – ERNC 15% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.	136
Figura 6-38. Comparación de despacho económico SING con modelo determinístico y estocástico – ERNC 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.	137
Figura 6-39. Comparación de despacho económico SIC con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base (15% de la demanda). Fuente: Elaboración propia.....	140
Figura 6-40. Comparación de despacho económico SIC con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base (25% de la demanda). Fuente: Elaboración propia.	141
Figura 6-41. Comparación de despacho económico SEN con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base (15% de la demanda). Fuente: Elaboración propia.....	143
Figura 6-42. Comparación de despacho económico SEN con modelo determinístico y estocástico – ERNC 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.	144
Figura 6-43. Comparación de cantidad de partidas diarias por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SING. Fuente: Elaboración propia.	147
Figura 6-44. Comparación de cantidad de partidas diarias por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SIC. Fuente: Elaboración propia.	147
Figura 6-45. Comparación de cantidad de partidas diarias por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SEN. Fuente: Elaboración propia.	148
Figura 6-46. Comparación de cantidad de operación a mínimo técnico por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SING. Fuente: Elaboración propia.	149
Figura 6-47. Comparación de cantidad de operación a mínimo técnico por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SIC. Fuente: Elaboración propia.....	150
Figura 6-48. Comparación de cantidad de operación a mínimo técnico por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SEN. Fuente: Elaboración propia.	150
Figura 6-49. Operación de las unidades generadoras del SING. Modelo Determinístico. Fuente: Elaboración propia.....	152
Figura 6-50. Operación de las unidades generadoras del SING. Modelo Estocástico. Fuente: Elaboración propia.	152
Figura 6-51. Operación de las unidades generadoras del SIC. Modelo Determinístico. Fuente: Elaboración propia.....	153

Figura 6-52. Operación de las unidades generadoras del SIC. Modelo Estocástico. Fuente: Elaboración propia.	153
Figura 6-53. Operación de las unidades generadoras del SEN. Modelo Determinístico. Fuente: Elaboración propia.	154
Figura 6-54. Operación de las unidades generadoras del SEN. Modelo Estocástico. Fuente: Elaboración propia.	154
Figura A-1. Diagrama de conexiones Sistema Interconectado del Norte Grande.	185
Figura A-2. Diagrama de conexiones Sistema Interconectado Central.	197
Figura A-3. Diagrama de líneas de interconexión SIC – SING. Fuente: (CEN, Avance de los proyectos, 2016).	203

RESUMEN

El constante crecimiento de la generación eólica y solar ha producido que los operadores de los sistemas eléctricos deban enfrentar mayores desafíos para poder mantener sus operaciones seguras en todo momento. La cuantificación de las reservas operacionales, en este sentido, toma un rol muy importante debido a que este tipo de reservas corresponde a recursos de generación, u otros, que se encuentran listos para responder en caso de una contingencia. Esta investigación presenta una revisión de los tipos de reservas operacionales utilizadas en los sistemas eléctricos para compensar las fluctuaciones en la demanda y la generación, con el objetivo de mantener el balance entre ellos en todo momento. Este estudio incluye: (1) una revisión del concepto de reservas operacionales, (2) una revisión de las metodologías utilizadas por los mercados alrededor del mundo para incluir la evaluación de las reservas operacionales en el *Day-Ahead Unit Commitment* (mercado del día anterior) y (3) una comparación entre la aplicación del modelo estocástico y determinístico a los sistemas eléctricos chilenos.

El objetivo de esta investigación es comparar las diferentes metodologías de *Unit Commitment* para determinar cuál de ellas representaría una herramienta adecuada para la evaluación de las reservas operacionales en un mercado eléctrico real, como el caso de Chile. La conclusión principal que se extrae es que la evaluación estocástica de las reservas operacionales, mediante programación estocástica o evaluación de diversos escenarios bajo un enfoque determinístico, es la alternativa más apropiada bajo gran presencia de generación renovable, ya que aumenta la exactitud de las soluciones, mejorando el rendimiento del sistema cuando el recurso renovable varía. La desventaja de esta opción es el mayor tiempo de resolución que significa, por lo que se recomienda utilizar técnicas de reducción de escenarios para su aplicación, con el objetivo de mejorar su rendimiento computacional.

Palabras Claves: reservas operacionales, energía renovable, variabilidad, pre-despacho, day-ahead.

ABSTRACT

The steady growth of wind and solar power generation has produced that the system operators have to face more challenges to keep their operations safe all the time. The quantification of operational reserves takes a very important role because this type of reserves corresponds to the generation capacity, and other resources, that are ready to respond in case of contingency. This investigation presents a review of operating reserves used in electric systems to compensate the fluctuations in load and generation, and maintain the balance between supply and demand. The present study includes: (1) a review of the concept of operating reserves, (2) a review of the methods used by markets around the world to include the assessment of operating reserves in the Day-Ahead Unit Commitment process, (3) and a comparative between stochastic and deterministic Unit Commitment applied to Chilean Interconnected Systems.

The purpose of this research is to compare different methodologies and determine which one of them would be an adequate tool to assess operating reserves in a real electricity market, like Chilean case. The main conclusion of this study is that the stochastic evaluation of operating reserves, by stochastic programming or evaluating several scenarios under a deterministic approach, is the most appropriate alternative under high levels of renewable energy penetrations because it increases the accuracy of the solutions, improving the system performance when the renewable resource varies. The downside of this option is the increased time of execution, so it's recommended to use a scenario reduction technique to improve its computational performance.

Keywords: operating reserves, renewable energy, variability, unit commitment, day-ahead.

1. INTRODUCCIÓN

El estudio de las reservas operacionales en los sistemas eléctricos de potencia ha tomado especial importancia en los últimos años debido a la creciente penetración de energías renovables no convencionales de naturaleza variable, especialmente eólica y solar. Dado lo anterior, se han estudiado diversas metodologías para resolver el problema de optimización para efectuar la cuantificación y compromiso de las reservas operacionales en el proceso de *Unit Commitment (UC)*, entre los que se mencionan el modelo determinístico, estocástico basado en escenarios, robusto y optimización de intervalos, entre otros (Zhang, y otros, 2015; Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016; Uckun, Botterud, & Birge, 2015; Kalantari & Galiana, 2015; Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015). El modelo determinístico, además de utilizar la información de oferta y demanda propia del proceso *UC*, utiliza sólo la información entregada por el pronóstico central de generación eólica para el proceso de cuantificación de las reservas operacionales. Por su parte, el estocástico se basa en el mismo pronóstico eólico, pero analiza también muchos escenarios de ocurrencia, considerando sus probabilidades (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015).

Actualmente, la metodología más utilizada en la experiencia internacional revisada es el *UC* determinístico analizado en diversos escenarios de contingencias operacionales y de transmisión, denominado *Security Constrained Unit Commitment (SCUC)*, por su simplicidad y rapidez de resolución. Sin embargo, este método, que se revisa en detalle ,junto con otros, en el apartado 3.1.1, se comenzó a popularizar en un contexto de limitada generación eólica y solar, y por tanto de incertidumbre relativamente acotada.

En el nuevo contexto de alta incertidumbre que enfrentan los sistemas de potencia, se ha probado que el modelo estocástico entrega soluciones más exactas, pero posee mayor complejidad, requiriendo mayores recursos computacionales y tiempos de resolución (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015). Adicionalmente, algunos autores proponen la aplicación de la optimización robusta o de intervalos debido a que no requieren de una caracterización exhaustiva del pronóstico de generación eólica o solar, lo cual disminuye la incertidumbre del estudio (Liu & Tomsovic, 2015).

El estudio de las reservas operacionales y las metodologías de modelación y resolución apuntan a evitar condiciones riesgosas y sub-óptimas de operación que se reflejan en vertimiento y disminución de la generación eólica, desconexión de carga y mayores costos operacionales para el sistema (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016). Uno de los objetivos de este trabajo es recopilar y comparar las diversas alternativas que se aplican en los mercados eléctricos internacionales para modelar el problema de la cuantificación y compromiso de las reservas operacionales y describir cómo se incorpora el pronóstico de la generación renovable variable.

La generación renovable variable (eólica, solar, etc.) está creciendo rápidamente en el mundo, especialmente en Chile donde se encuentra uno de los recursos más importantes de radiación solar alrededor del mundo. Debido a lo anterior, los esquemas de cuantificación de reservas e incorporación de pronóstico eólico han cambiado mucho en los últimos años. Por ello se torna fundamental desarrollar esta revisión actualizada que puede servir de insumo para la discusión de los sistemas que están revisando sus esquemas de operación y definición de reservas, como es el caso del sistema de Chile y de muchos otros.

Considerando lo anterior, los objetivos de esta investigación son realizar una revisión exhaustiva sobre la cuantificación de reservas operacionales y *Unit Commitment* en los sistemas eléctricos, analizando tanto la bibliografía científica como la experiencia internacional de mercados reales que poseen altos niveles de generación renovable eólica y solar. Adicionalmente, se aplican los modelos determinístico y estocástico del *Unit Commitment* a los sistemas eléctricos chilenos, sujetos a restricciones de transmisión, comparándolos entre ellos con el objetivo de decidir qué metodología resulta más conveniente en escenarios de alta penetración de energías renovables variables. Para lo anterior, se aplican los modelos mencionados tanto en el SING, SIC como en la interconexión de ambos, la cual se encontrará operativa desde el año 2018, analizando variables como costos operacionales totales, flujos de potencia por las líneas de transmisión relevantes, vertimiento de energías renovables (eólica y solar), energía no suministrada, tiempos de resolución y condiciones operacionales de las centrales térmicas, como *ramping*, cantidad de partidas diarias y tiempo de operación a mínimo técnico.

Este trabajo se organiza comenzando con una revisión sobre el concepto de reservas operacionales y sus diferentes acepciones académicas y prácticas. Luego, se presenta la experiencia internacional reciente de algunos mercados eléctricos como PJM, California ISO (CAISO), Midwestern ISO (MISO), New York ISO (NYISO), ISO New England (ISO-NE), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Alemania y Chile. Con la revisión internacional se busca describir brevemente el funcionamiento del mercado de *day-ahead* en general, enfocándose en la determinación del requerimiento de reservas operacionales. A continuación, se presentan los modelos que se aplicaron a los sistemas

eléctricos chilenos y los supuestos utilizados para la modelación de los mismos. Posteriormente, se presentan los resultados obtenidos y se comparan los rendimientos de los modelos estocástico y determinístico para los sistemas chilenos, evaluados en distintos niveles de penetración ERNC. Finalmente, se concluye con los aspectos y conclusiones más importantes extraídos de esta investigación.

2. RESERVAS OPERACIONALES: DEFINICIÓN Y DIFERENTES ACEPCIONES EN CADA MERCADO

Generalmente se definen las reservas operacionales como la capacidad de generación (y a veces también otros recursos como respuesta de demanda o recursos interconectados) que son capaces de responder dentro de un período de hasta 15 a 30 minutos típicamente. El objetivo de las reservas operacionales es mantener el equilibrio entre oferta y demanda, corrigiendo desbalances entre la potencia generada en el sistema y la consumida.

Predominantemente, las reservas se clasifican según su objetivo específico (clasificación norteamericana) o según su tiempo de respuesta (clasificación europea). De acuerdo a lo anterior, bajo la clasificación norteamericana se distinguen cinco categorías (NREL, 2010):

- a) Reservas de respuesta de frecuencia (*Frequency Responsive Reserves*): corresponde a la respuesta inicial de frecuencia frente a grandes perturbaciones. Pueden ser activadas con Control Automático de Generación (AGC).
- b) Reservas de regulación (*Regulating Reserves*): mantienen el balance oferta/demanda frente a perturbaciones aleatorias. Presentan tiempo de respuesta más corto que la respuesta del mercado.
- c) Reservas de rampa (*Ramping Reserves*): respuesta ante fallas o eventos que ocurren en un tiempo más largo, como por ejemplo errores de pronóstico de viento o rampas de viento, entre otros.

- d) Reservas de seguimiento de carga (*Load Following Reserves*): mantienen el balance y frecuencia frente a perturbaciones no aleatorias, principalmente en la demanda y normalmente previsible. Presentan tiempo de respuesta más largo que las reservas de regulación.
- e) Reservas suplementarias (*Supplemental Reserves*): restauran el nivel de reservas que había antes de la ocurrencia de alguno de los eventos mencionados anteriormente. Estas reservas también pueden ser activadas con Control Automático de Generación (AGC).

En la clasificación europea, por su parte, se consideran sólo 3 categorías (ELIA, Ancillary Services, 2016):

- a) Reserva primaria (*Primary Reserve*)

Turbinas capaces de responder automáticamente frente a fluctuaciones en frecuencia. Presentan tiempo de respuesta desde 0 a 30 segundos.

- b) Reserva secundaria (*Secondary Reserve*)

Reserva de activación automática y puede permanecer activa todo el tiempo que sea necesario. Presentan tiempo de respuesta entre 30 segundos y 15 minutos.

- c) Reserva terciaria (*Tertiary Reserve*)

Activada manualmente, responde a un desbalance significativo en el área de control y/o problemas de congestión mayores. Presentan tiempo de respuesta de hasta 15 minutos (ELIA, Tertiary production reserve: a solution of major imbalances and congestion, 2008).

Considerando las clasificaciones anteriores, las reservas operacionales corresponden a las reservas de rampa y de seguimiento de carga (clasificación norteamericana) y a las reservas secundarias y parte de las reservas terciarias (clasificación europea). Las reservas terciarias consideran también las reservas suplementarias, que son excluidas de las reservas operacionales debido a que responden a un objetivo distinto. En la Figura 2-1 se presentan los diferentes tiempos de respuesta que presentan las reservas y una comparación entre ambas clasificaciones.

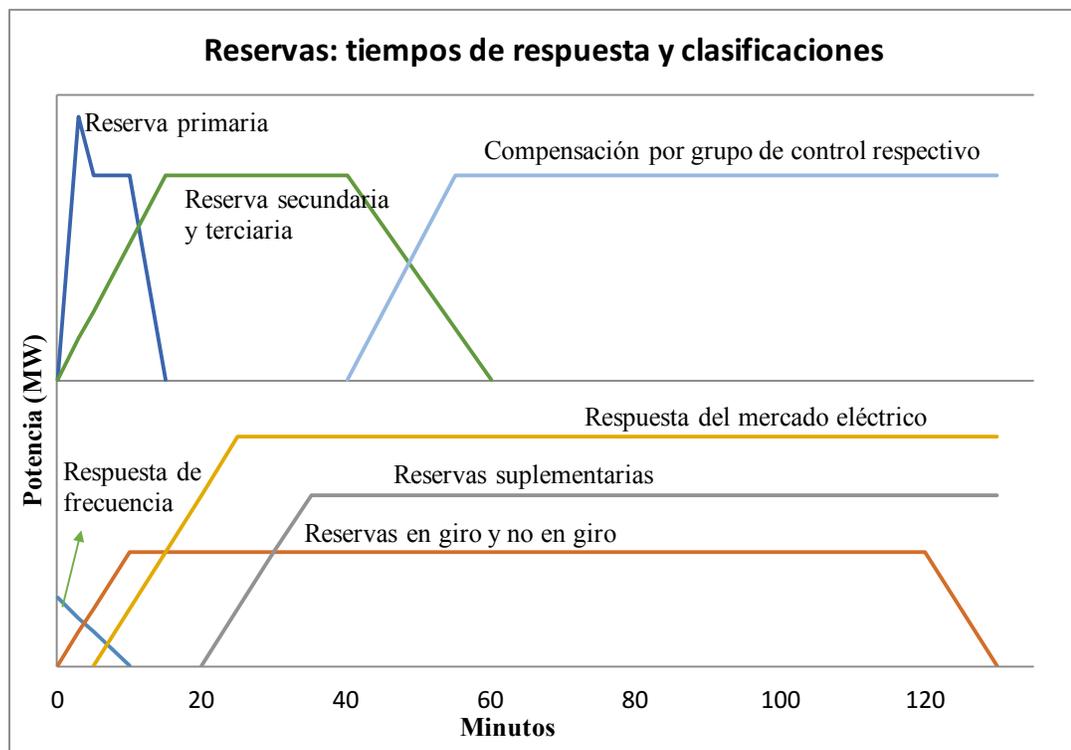


Figura 2-1. Reservas: tiempos de respuesta y clasificaciones. Fuente: elaboración propia basado en (ELIA, *Ancillary Services*, 2016; NREL, 2010).

Además de las distintas clasificaciones para las reservas utilizadas en cada mercado, existen diferencias en cuanto a los recursos que se consideran para proveer reservas operacionales en cada mercado. Algunos operadores de los sistemas de potencia consideran que sólo las reservas en giro (*spinning reserves*), correspondientes a la capacidad de generación que se encuentra en línea y ya sincronizada al sistema, pueden ser elegibles para proveer reservas operacionales. Otros operadores incluyen unidades de partida rápida como turbinas de gas y plantas hidroeléctricas, además de la asistencia de otros sistemas eléctricos interconectados (Gorjiev, Kancev, Cepin, & Volkanovski, 2015).

En la literatura científica también se observan diferencias en este sentido, predominando la consideración exclusiva de las *spinning reserves* como reservas operacionales (Yuan, Ji, Zhang, Tian, & Hou, 2014; Zhang, Wang, Zhang, Feng, Cao, & Zhang, 2014; Saravanan, Vasudevan, & Kothari, 2014). Sin embargo, en el último tiempo esto ha ido cambiando agregando otros recursos, como las reservas no en giro (*non-spinning reserves*), correspondientes a la capacidad de generación instalada que puede ser iniciada y operada a un cierto nivel dentro de 15 a 30 minutos típicamente (Wang & Hedman, 2015; Reddy, Bijwe, & Abhyankar, 2015; Rejc & Cepin, 2014). Adicionalmente, se ha incorporado la consideración de la respuesta de demanda (*demand response*) como reservas operacionales de manera igualitaria con las *spinning* y *non-spinning reserves* (Sahebi & Hosseini, 2014). Estos cambios aumentan la incertidumbre que se debe considerar en el estudio de las reservas operacionales, y en el *Unit Commitment*, por lo que se hace aún más importante la elección de la metodología más conveniente de modelación para lograr una operación segura del sistema eléctrico.

Debido a lo anterior, en el siguiente apartado se estudian las diferentes metodologías de modelación del problema del *Unit Commitment*, con el objetivo de compararlos y determinar cuál de ellos constituye la mejor alternativa para su aplicación en mercados reales.

3. METODOLOGÍAS DE MODELACIÓN DEL DAY-AHEAD UNIT COMMITMENT

El problema de la cuantificación y compromiso de las reservas operacionales necesarias se basa, generalmente, en una minimización de los costos esperados de operación para 24 horas considerando restricciones técnicas de las unidades generadoras, como tiempos mínimos de encendido y apagado y tasas de rampa. Este proceso se denomina *Unit Commitment* (Figura 3-1) y su objetivo es encontrar el equilibrio entre los costos de generación y los costos de reservas operacionales. En este sentido, si se opta por mayores costos de generación, es decir existen más plantas generadoras convencionales operando, se obtendrán menores costos de reservas operacionales; y por el contrario, si se opta por menores costos de generación, es decir se prefiere mayor generación renovable de naturaleza variable, se aumentarán los requerimientos de reservas operacionales, y por lo tanto sus costos asociados. En este proceso, además se considera el derramamiento (*spilling*) de energía eólica y la disminución o desconexión de carga (*energy not served*, ENS) como objetivos a minimizar para obtener una operación óptima del sistema (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto & Miranda, 2015).

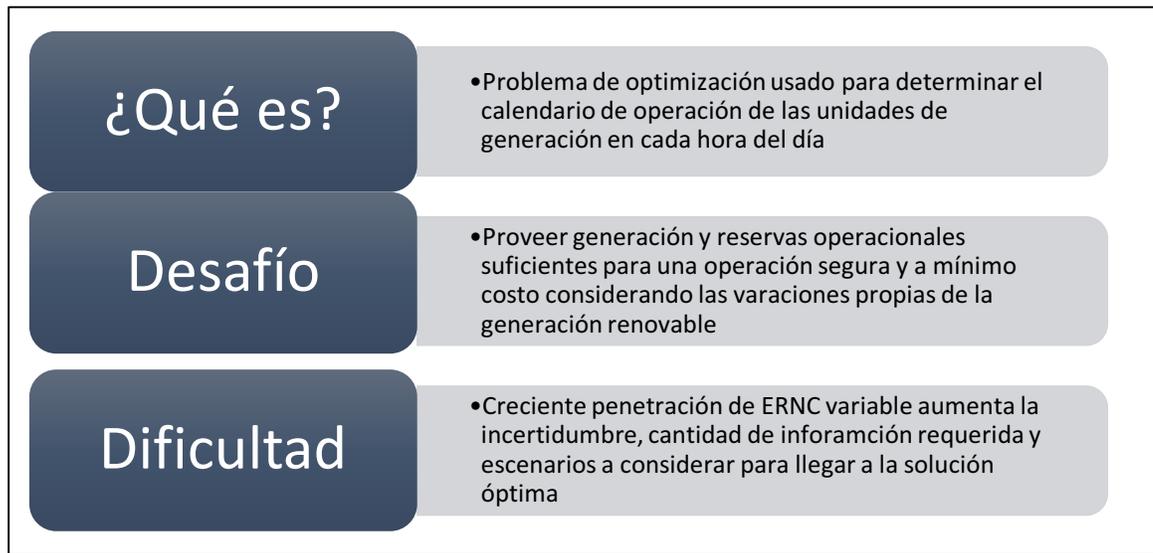


Figura 3-1. *Unit Commitment* y su desafío en relación a generación renovable. Fuente:

Elaboración propia

Para ejecutar el *Unit Commitment* se requiere una gran cantidad de información que no siempre se encuentra disponible en el corto plazo, como es el mercado *day-ahead* que ocurre un día antes de la operación real. Además, el análisis de una gran cantidad de escenarios de ocurrencia tanto en demanda como en generación, provoca que la solución del problema requiera una gran cantidad de esfuerzos computacionales.

Debido a lo anterior, se deben buscar métodos de solución eficientes para algunos de los modelos más sofisticados de *Unit Commitment*, como el estocástico o determinístico evaluado en escenarios. Una de las soluciones es aplicar técnicas de reducción de escenarios que utilizan métricas probabilísticas para seleccionar el mejor conjunto dentro de un gran número de escenarios generados, típicamente, por medio de una simulación de Monte Carlo. La técnica común de reducción de escenarios incluye algoritmos como *simultaneous backward reduction*, *fast forward reduction*, *intelligent*

optimization algorithms, entre otros (Zhou, Xia, Li, & Han, 2014). En general, la cantidad y selección de escenarios considerados está cercanamente relacionada con la exactitud de la solución, cobrando gran importancia la calidad de los escenarios seleccionados, más que la cantidad de estos, de manera que estos logren reflejar el comportamiento y funcionamiento de cada sistema eléctrico particular.

Adicionalmente, se aplican métodos de solución como el *branch-and-cut* y la descomposición de Benders. La metodología de *branch-and-cut* consiste en la combinación del método de planos de corte y el algoritmo *branch-and-bound*. Este último enumera los nodos existentes en un árbol de posibles soluciones y utilizando los límites inferiores para ir recortando la mayor cantidad de nodos posibles (De Oliveira, De Souza, & Yunes, 2016).

La descomposición de Benders, por su parte, separa el problema de optimización en uno principal y uno secundario. En (Nasrolahpour & Ghasemi, 2015) se presenta un algoritmo de ejemplo de este método, el cual se presenta en la Figura 3-2. En este caso, los escenarios de generación eólica se analizan en el problema secundario, mientras que en el primero se analiza el problema de *Unit Commitment* y las reservas.

Además de los mecanismos de solución y simplificación ya mencionados, existen diversas técnicas de modelación del problema de optimización que difieren en complejidad, exactitud de las soluciones obtenidas y eficiencia computacional, entre otros factores. A continuación, se revisará cada uno de ellos, siguiendo el siguiente orden: **metodologías más utilizadas (A)**: determinístico, estocástico basado en escenarios, robusto y optimización de intervalos; **metodologías menos utilizadas (B)**: optimización con probabilidades restringidas (*chance-constrained optimization*),

optimización basada en riesgos; y **modelos híbridos (C)** que combinan dos de las metodologías anteriores. En este último apartado, se revisará el modelo estocástico-robusto unificado y el modelo híbrido estocástico-intervalos.

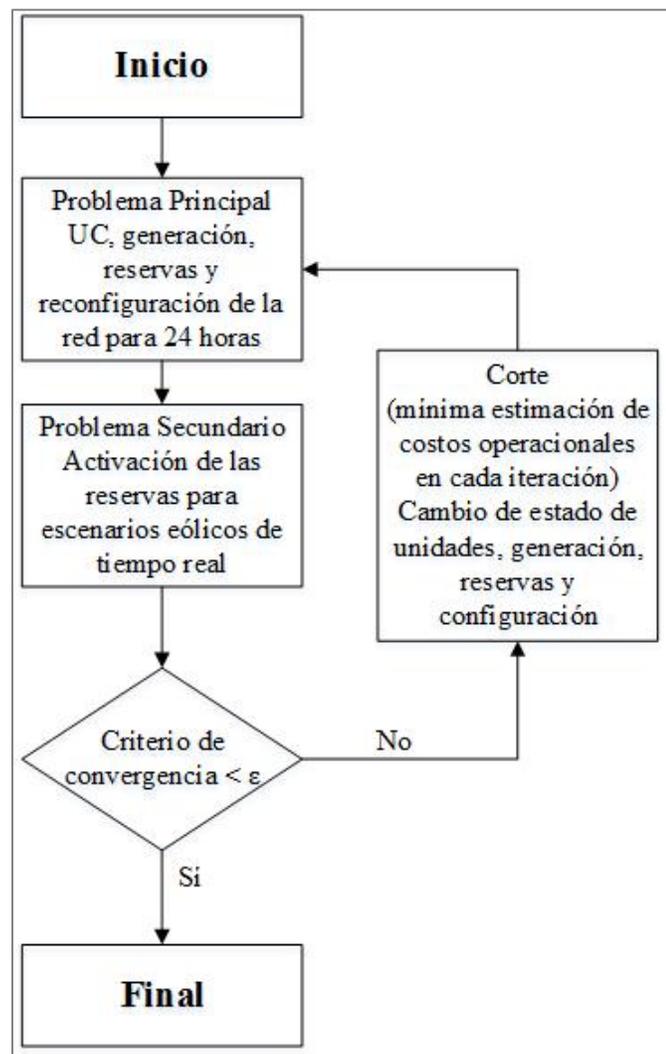


Figura 3-2. Ejemplo de algoritmo de descomposición de Benders. Fuente: elaboración propia con base en (Nasrolahpour & Ghasemi, 2015)

3.1. Metodologías más utilizadas

A continuación se presentan los tipos de modelación para el problema del Unit Commitment que son más aplicados en los artículos científicos analizados. De los modelos revisados, el más exacto es el estocástico, debido a la gran cantidad de información que analiza para encontrar una solución, sin embargo es también uno de los más lentos y exigentes computacionalmente. En la práctica, el más usado es el modelo determinístico complementado con un análisis de escenarios de importancia denominado *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC), debido a su mayor rapidez de solución y buena exactitud de soluciones, en comparación con el modelo estocástico.

3.1.1. Modelo determinístico – rapidez y simplicidad

Este modelo utiliza solamente la información contenida en el punto entregado por el pronóstico eólico y de demanda para determinar compromisos de generación de manera de igualar suministro y demanda (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto & Miranda, 2015). De esta manera, los escenarios de generación eólica se tratan de la misma manera que las contingencias en generación y transmisión. Existen dos tipos de variaciones del modelo determinístico puro (Kalantari & Galiana, 2015):

a) *Método Three-sigma*

La seguridad de corto plazo se asegura por medio de la calendarización de suficientes reservas para balancear errores en el pronóstico de generación eólica dentro de una desviación estándar múltiple (típicamente 3). Se analizan

sólo escenarios extremos para el error de pronóstico. Normalmente se aplica a sistemas donde la congestión en la transmisión no es una preocupación.

b) Variación del *Security-Constrained Unit Commitment* tradicional (SCUC-2)

Adicionalmente a las contingencias de generación y transmisión, se examina un gran conjunto de escenarios, generados por una simulación de Monte Carlo o mediante la discretización de la función de distribución de probabilidades del error de pronóstico eólico. Este método tiene la capacidad de considerar restricciones en transmisión.

3.1.2. Modelo Estocástico basado en escenarios – mayor exactitud, alto costo computacional

Esta metodología consiste en analizar varios escenarios de producción eólica para obtener los compromisos de generación y reservas para un período de tiempo determinado, generalmente 24 horas (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015). Mediante el análisis de muchos escenarios, se garantiza que la calendarización de recursos convencionales sea suficientemente flexible para cubrir las incertidumbres (Zhang, y otros, 2015).

Actualmente el modelo estocástico se configura en dos etapas donde las decisiones de compromisos de generación se toman en la primera y las decisiones de despacho en la segunda etapa. Bajo esta configuración, las decisiones del *Unit Commitment* son independientes de los escenarios mientras que las de despacho sí dependen de la información contenida en ellos (Uckun, Botterud, & Birge, 2015).

La función de costos esperados que se debe minimizar se define mediante la ponderación de los costos o beneficios promedio por sus probabilidades de ocurrencia en los escenarios estudiados (Kalantari & Galiana, 2015). Bajo este enfoque, los pronósticos de energía eólica se integran de dos maneras: mediante funciones de distribución acumulada o por un conjunto de escenarios pre-generados. En cuanto a esto último, algunos autores proponen árbol de escenarios, donde el número de escenarios aumenta con el horizonte de planificación y es común asignar una probabilidad a cada escenario (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016). En este caso, se ha observado que el aumento de los escenarios considerados en el estudio no agrega calidad significativa a las soluciones obtenidas, sino que resulta más importante la elección del conjunto de escenarios, y los criterios elegidos para ello, que su magnitud (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015).

Adicionalmente, se ha propuesto una formulación estocástica que entrega soluciones dinámicas sin construir un árbol de escenarios mediante la utilización de un gráfico que represente los niveles de salida pronosticados de generación eólica. En este enfoque, los escenarios que corresponden a niveles similares de potencia eólica se unen y representan por medio de cubos (*buckets*). Esta técnica permite utilizar un gran número de escenarios para resolver el problema estocástico y disminuye la dificultad computacional (Uckun, Botterud, & Birge, 2015). Con esta formulación, se mejora el modelo estocástico en 3 aspectos: se consiguen soluciones de bajo costo por medio de un aumento de flexibilidad, las soluciones son más robustas debido a que se permiten representaciones de

escenarios expandidas y se obtiene una mayor eficiencia computacional por medio de la reducción de la complejidad del árbol de decisiones (Uckun, Botterud, & Birge, 2015).

La modelación estocástica es raramente usada en sistemas reales debido a que la incorporación de la incertidumbre mediante un amplio número de escenarios aumenta dramáticamente la dimensión del modelo de optimización y reduce la eficiencia de la solución. Además, la distribución exacta del viento se encuentra difícilmente disponible para el corto plazo, como es el *day-ahead* (Liu & Tomsovic, 2015).

3.1.3. Modelo Robusto – optimización del peor caso posible: más eficiencia, menos exactitud

En esta metodología, se considera la aleatoriedad del viento mediante la identificación y minimización del costo en el peor escenario posible (Zhang, y otros, 2015). Para el *Unit Commitment* robusto, las incertidumbres se expresan por medio de conjuntos determinísticos despreciando sus distribuciones de probabilidad (Liu & Tomsovic, 2015). Debido a que analiza sólo el peor de los casos posibles, este modelo requiere mucho menos información que la programación estocástica y presenta gran eficiencia en la obtención de soluciones. Este enfoque ejecuta una optimización min-max para proteger al sistema de todas las realizaciones de incertidumbre dentro de un cierto rango y minimiza el costo de operación bajo la peor de ella (Dvorkin, Panzic, Ortega-Vazquez & Kirschen, 2015).

Generalmente, en este modelo se busca maximizar el beneficio social bajo el peor caso posible pero (Liu & Tomsovic, 2015) proponen que se debería minimizar, en su lugar, el costo social generalizado, ya que de esta manera se maneja más efectivamente la incertidumbre en la respuesta de la demanda, que cobra cada vez más importancia en los mercados eléctricos alrededor del mundo. En este contexto, el peor caso analizado debería ser cuando la demanda es menos elástica, por lo tanto, en el modelo propuesto por ellos se optimiza el caso con menor elasticidad-precio de la demanda y en el cual la capacidad comprometida de generación es la mayor de todos los escenarios posibles (Liu & Tomsovic, 2015).

3.1.4. Optimización de intervalos – considera límites de la incertidumbre: menor complejidad, mayores costos operacionales esperados

Esta formulación simplifica la representación de la incertidumbre utilizada en la metodología estocástica por medio de considerar sólo el pronóstico central y los límites superior e inferior de la demanda y/o generación de la red. De esta manera, se capturan los límites de generación eólica incierta en la demanda del sistema y las restricciones de capacidad de transmisión (Yu, Luh, Litvinov, Zheng, Zhao, & Zhao, 2015). La función objetivo minimiza el costo de operación utilizando el pronóstico central y asegura la factibilidad de todas las transiciones inter-horarias dentro de los límites de incertidumbre para las horas operativas adyacentes (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015).

3.2. Metodologías menos utilizadas

En el presente apartado se muestran las metodologías que se utilizan menos en la literatura científica. Estos modelos se incluyen en este trabajo de manera de alcanzar una mayor completitud en el estudio.

3.2.1. Chance-constrained optimization

Este enfoque incorpora una o más restricciones estocásticas que deben asegurarse simultáneamente con una probabilidad mínima. El modelo se basa en un cierto límite de probabilidad en el cual estas restricciones deben mantenerse. La decisión resultante asegura la probabilidad de cumplimiento de las restricciones (Zhang, y otros, 2015; Li, Arellano-Garcia, & Wozny, 2008; Lejeune & Margot, 2012).

3.2.2. Optimización basada en riesgos

En esta metodología, se considera el riesgo operacional del sistema de potencia en la función objetivo y en las restricciones. Los riesgos considerados generalmente son la energía esperada no servida (EENS) y la reducción esperada de generación eólica (Zhang, y otros, 2015).

3.3. Modelos híbridos para Unit Commitment – mejorando los modelos convencionales

Debido a las limitaciones que presentan los modelos vistos anteriormente, entre ellas la falta de exactitud en las soluciones encontradas, altos costos operacionales esperados y grandes requerimientos de información y esfuerzos

computacionales, algunos autores proponen hacer una combinación entre dos de los enfoques mencionados de manera de poder aprovechar las ventajas de ambos y eliminar o disminuir sus desventajas. Los modelos híbridos revisados son el estocástico-robusto unificado (1) y el híbrido estocástico-intervalos secuencial (2).

3.3.1. Modelo estocástico y robusto unificado – combinación de modelos todas las etapas de la programación

Este modelo unificado logra aprovechar bajos costos esperados totales de operación mientras se asegura la robustez del sistema. La función objetivo contiene partes estocásticas y robustas que son ponderadas mediante factores de escala que pueden ser ajustados por los operadores del sistema de potencia según sea necesario y conveniente (Jurkovic, Pandzic, & Kuzle, 2015).

3.3.2. Modelo híbrido estocástico e intervalos – aplicación secuencial de los enfoques optimizando instante de cambio entre ellos

En este enfoque, se implementa el modelo estocástico e intervalos de manera secuencial en un horizonte de tiempo. Para la resolución, primero se ejecuta el modelo estocástico (SUC) y luego se cambia al modelo de intervalos (IUC). De esta manera, en la segunda etapa se simplifica la representación de la incertidumbre utilizada en el SUC utilizando sólo el pronóstico central y los límites superior e inferior de la demanda y/o generación de la red.

En esta formulación, se busca optimizar el tiempo en que se cambia de SUC a IUC, de manera de balancear el costo de ejecución del programa y el costo de la

incertidumbre sin cobertura. El concepto de incertidumbre sin cobertura se refiere a los casos posibles, que se encuentran dentro de los límites de incertidumbre, pero que no son considerados en el análisis estocástico debido a su baja probabilidad de ocurrencia (Figura 3-3). Considerando lo anterior, en este modelo híbrido se busca optimizar el *trade-off* que existe entre el costo de incertidumbre sin cobertura proveniente del modelo estocástico y la falta de seguridad y exactitud proveniente de la optimización por intervalos (Jurkovic, Pandzic, & Kuzle, 2015).

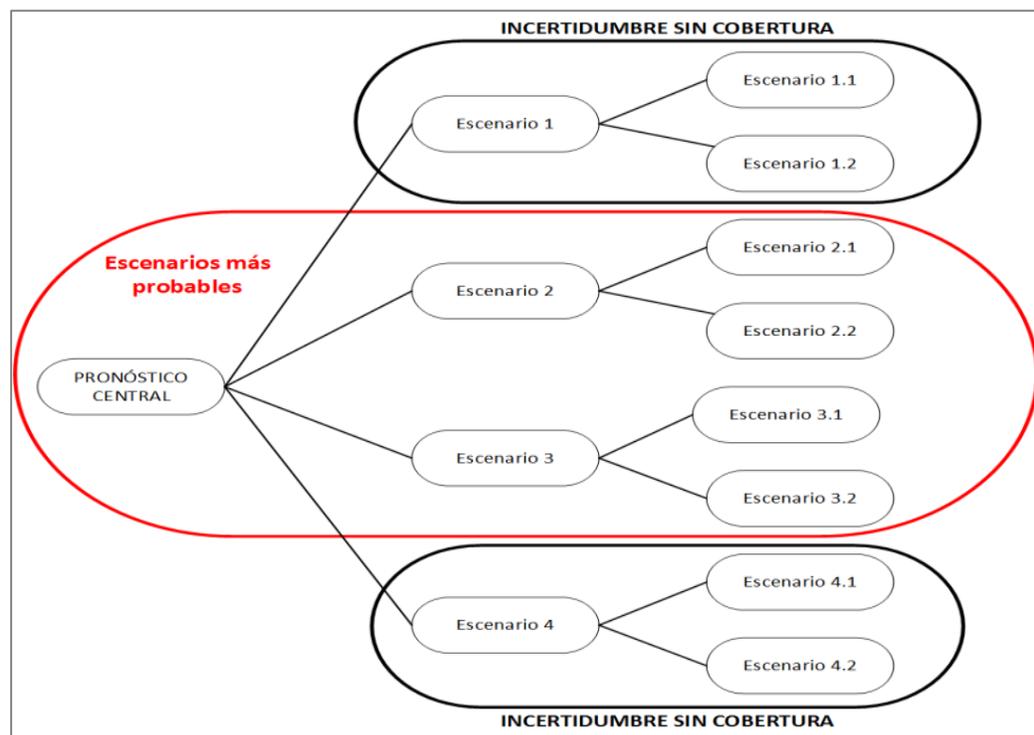


Figura 3-3. Representación esquemática de la incertidumbre sin cobertura proveniente de la aplicación estocástica. Fuente: elaboración propia con base en (Dvorkin, Pandzic,

Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015)

En los experimentos numéricos realizados, se ha observado que este modelo híbrido entrega menores costos esperados de operación, disminuye la medida de derramamiento de energía eólica, comparándose con cualquier otra formulación de *Unit Commitment*, y resulta en una menor desconexión de carga que aplicando el modelo estocástico convencional. Cabe destacar, que esta formulación asume que el sistema eléctrico en estudio se encuentra integrado verticalmente (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015).

3.4. Comparación de los modelos revisados

Considerando la revisión bibliográfica expuesta anteriormente se puede concluir que la formulación estocástica provee soluciones más exactas que las que se obtienen de la formulación determinística, la cual se basa sólo en el punto entregado por el pronóstico eólico (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015). Además, se puede demostrar que el enfoque determinístico provoca estadísticamente mayores costos esperados reales que el estocástico (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016). De acuerdo a lo anterior, se observó que el mayor beneficio de utilizar análisis de escenarios, con la variación del *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC-2) y el *Stochastic Unit Commitment* (SUC) es la exactitud, sin embargo requieren muchos más esfuerzos computacionales y tiempos de ejecución. Debido a esto, se aplican técnicas para reducir escenarios por medio de evidencia empírica: eliminando casos con muy

baja probabilidad o combinando escenarios con similares tendencias y uniendo sus probabilidades (Kalantari & Galiana, 2015).

El modelo de intervalos resulta más caro, considerando costos totales esperados de operación, que el estocástico porque asegura las transiciones inter-horarias con baja probabilidad a cualquier costo (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015). Sin embargo, si se compara con el modelo robusto, se obtiene una ventaja en cuanto a costo-efectividad de la solución encontrada para el pronóstico central (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015). Por otro lado, si se compara la optimización de intervalos con la estocástica basada en escenarios se observa que la primera tiene ventajas en cuanto a la velocidad computacional y simplicidad de cálculos cuando se considera la incertidumbre de la generación eólica en el *Unit Commitment* a nivel de sistema (Chen, Wang, Zhou, Chan, Cao, & Tan, 2015). En la Tabla 1 se puede ver un cuadro comparativo de las metodologías más utilizadas para el *Unit Commitment*.

Tabla 3-1: Cuadro comparativo de metodologías para *Unit Commitment*. Fuente:

Elaboración propia.

Modelo	Características	Ventajas	Desventajas
Determinístico	Utiliza información de pronóstico central	Solución rápida Programación sencilla	Mayores costos operacionales esperados
Estocástico	Incorpora mayor información de incertidumbre mediante escenarios, generalmente supone una distribución de probabilidades	Mayor exactitud Menores costos operacionales esperados	Mayor costo computacional Mayor tiempo de solución Programación más compleja Puede resultar difícil encontrar distribución de probabilidades adecuada
SCUC - 2 (Variación de Security Constrained Unit Commitment)	Programación determinística evaluada en varios escenarios de interés	Mejora solución determinística sin agregar complejidad en la programación	Mayores costos operacionales esperados
Robusto	Optimiza el peor caso posible	No requiere caracterización exacta de incertidumbre Solución rápida Programación sencilla	Mayores costos operacionales esperados
Intervalos	Considera sólo límites posibles de ocurrencia de la incertidumbre y pronóstico central	Solución rápida Programación sencilla	Mayores costos operacionales esperados

Debido a las ventajas y desventajas observadas en las metodologías estudiadas (Figura 3-4), la investigación académica se encuentra actualmente trabajando en desarrollar modelos híbridos, como los revisados anteriormente, y también buscan mejorar la eficiencia computacional y cantidad de información requerida por cada modelo aplicado para facilitar su aplicación práctica en los mercados eléctricos reales.

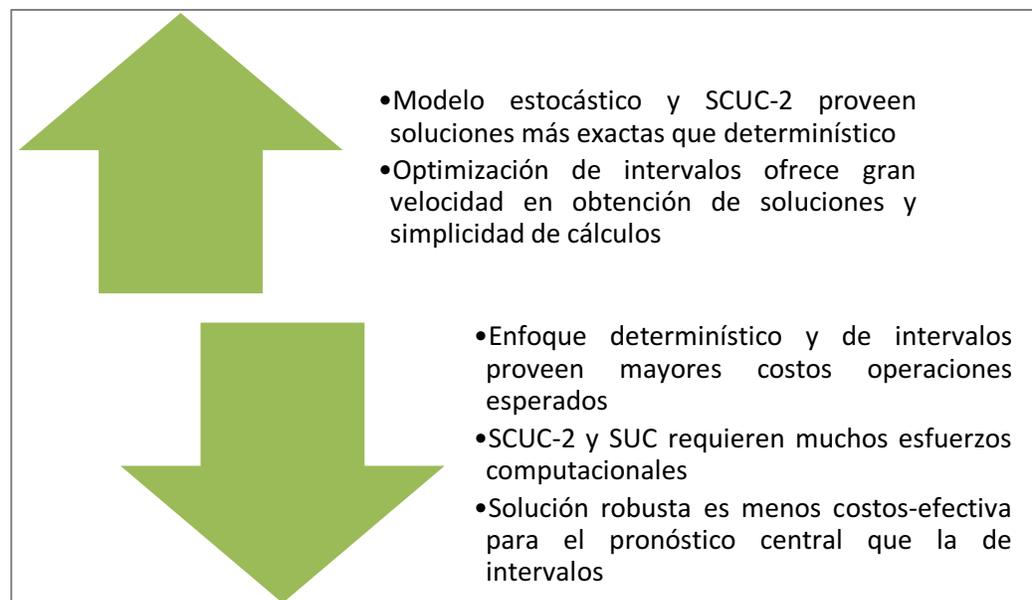


Figura 3-4. Comparación de modelos de *Unit Commitment* revisados. Fuente:

elaboración propia

4. EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN LA APLICACIÓN DE MODELOS DE UNIT COMMITMENT

Para completar el análisis de las reservas operacionales, es muy importante conocer cómo funcionan los mercados internacionales actualmente. De esta manera, se pueden comprender mejor los desafíos que deben enfrentar en la práctica los operadores de los sistemas para lograr una óptima cuantificación de las reservas operacionales, de manera de mantener la estabilidad del sistema y el suministro esperado. Esta capacidad de mantener un adecuado balance de oferta y demanda es fundamental en un contexto de creciente generación renovable, la que se espera alcance altísimos niveles, entre 69% y 74% de la nueva capacidad instalada mundial entre el año 2012 y 2030 (Bloomberg New Energy Finance, 2013).

En general, se ha observado que la mayoría de los mercados estudiados ocupan pronósticos de energía eólica para sus procesos de *day-ahead*. Estos pronósticos son típicamente comprados a un proveedor externo utilizando datos meteorológicos históricos y pronosticados y características propias de cada planta eólica, como el número y tipo de turbinas, altura del eje, curvas de potencia de generación, entre otras características relevantes. En los mercados dentro de Estados Unidos, se observó que sólo MISO realiza pronósticos propios, mientras que PJM, CAISO, NYISO, ISO-NE y ERCOT compran sus pronósticos a proveedores externos a los operadores de la transmisión. En Chile, se exige a cada planta generadora que entregue pronósticos de generación eólica de corto plazo (12 horas siguientes), del día siguiente (próximas 48 horas) y de la semana siguiente (próximas 168 horas). Además, estas plantas

generadoras deben entregar la probabilidad de ocurrencia de rampas en generación eólica para las próximas 12 horas (CNE, 2016).

En el siguiente apartado se analiza el funcionamiento del mercado de *day-ahead* en mercados eléctricos con niveles crecientes de penetración de energías renovables no convencionales de naturaleza variable, como energía eólica y solar. Los mercados que se revisan son PJM, CAISO, MISO, NYISO, ISO-NE, ERCOT, Alemania y Chile. Finalmente, se hace una comparación entre todos los mercados (sección I) destacando los aspectos más importantes de cada uno. En la Figura 4-1 se presenta la ubicación geográfica de los mercados eléctricos estudiados, donde se puede ver que se incluye un ejemplo europeo y uno latinoamericano.

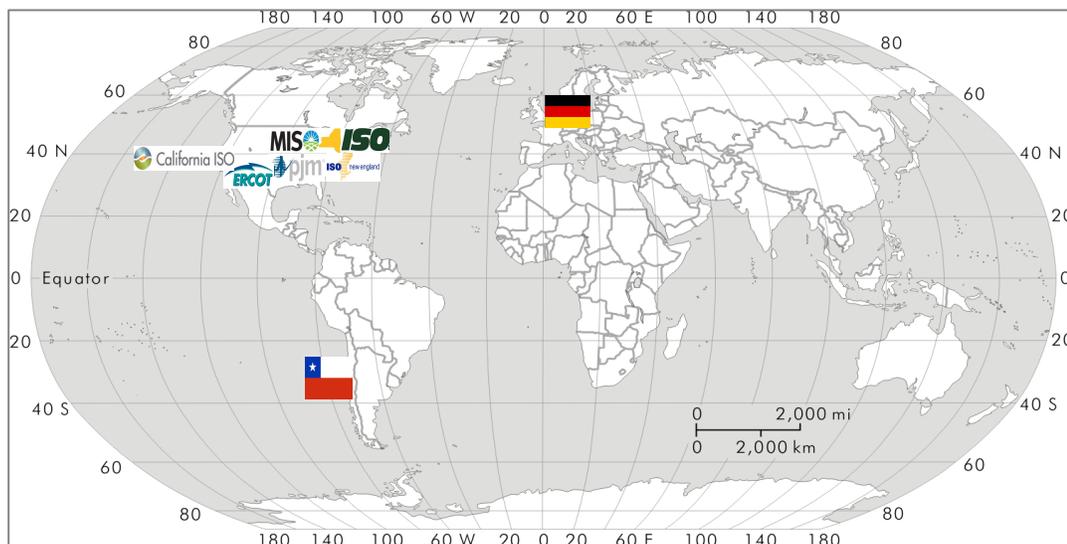


Figura 4-1. Mapa de ubicación geográfica de los mercados eléctricos analizados. Fuente: elaboración propia.

4.1. PJM – análisis determinístico, incluyendo respuesta de demanda

El funcionamiento de este mercado es en base a ofertas, las cuales se optimizan de manera conjunta entre reservas y energía. Las reservas operacionales consideradas en la optimización son aquellas que poseen un tiempo de respuesta de hasta 30 minutos (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015).

El mercado de *day-ahead* en PJM funciona mediante 3 procesos: (1) *Resource, Scheduling & Commitment* (RSC) donde se determinan compromisos de recursos para los próximos 7 días, optimizando los recursos económicamente y considerando restricciones de seguridad; (2) *Scheduling, Pricing & Dispatch* (SPD) en el cual se realiza el despacho económico para el siguiente día operativo, considerando restricciones de seguridad y utilizando compromisos producidos en RSC; y (3) *Simultaneous Feasibility Test* (SFT), donde se realizan análisis AC de contingencias N-1, asegurando que los resultados del mercado *day-ahead* sean físicamente factibles (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015).. El análisis AC de contingencias N-1 mencionado consiste en resolver el despacho económico, considerando tanto la potencia activa como reactiva que fluye por las líneas, asegurando que se cumplan las restricciones de transmisión aún cuando uno de los circuitos de las líneas de transmisión sufra una contingencia y deba ser desconectado.

Para la definición de las reservas operacionales se consideran como recursos elegibles para entregar reservas operacionales a aquellas unidades tanto *online* como

offline, equipos no sincronizados, capacidad de generación adicional sincronizada y calendarizada, respuesta de carga y respuesta de demanda. El aporte de la respuesta de demanda para reservas operacionales se encuentra limitada a un 25% del requerimiento total (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015).

El requerimiento mínimo de reservas operacionales se determina utilizando promedios de los últimos 3 años, siguiendo la siguiente expresión:

$$\text{DASR} = \text{LFE} + \text{FOR} \quad (4.1)$$

donde, DASR es el requerimiento de servicios complementarios de *day-ahead* (*Day-Ahead Ancillary Services Requirement*), LFE es el error de pronóstico de carga (*Load Forecast Error*) y FOR es la tasa de desconexión forzada (*Forced Outage Rate*) (PJM, 2015 Day-Ahead Scheduling Reserve Requirement, 2014)

En los procesos de day-ahead, se utiliza el pronóstico de carga para el día operativo siguiente y se define un orden de mérito para el mercado de las reservas según la siguiente expresión: (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015)

$$\begin{aligned} \text{Precio de orden de mérito} &= \text{Oferta de recurso en DASR} + \\ &\text{costos de oportunidad del recurso en DASR} \end{aligned} \quad (4.2)$$

4.2. California ISO – análisis determinístico con escenarios y ajustes adicionales por incertidumbre eólica

La metodología de este mercado eléctrico se basa en una co-optimización de servicios complementarios y energía según el proceso denominado *Integrated Forward Market* (IFM), perteneciente al mercado *Day-Ahead* (DAM) (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015). En este mercado existen 3 procesos: (1) *Market Power Mitigation* (MPM) en el cual se determina qué ofertas mitigar para cumplir con las restricciones no competitivas y se determina el mínimo y más eficiente calendario de generación para lograr confiabilidad local; (2) *Integrated Forward Market* (IFM), que desarrolla el *Unit Commitment* y manejo de congestión, analizando simultáneamente el mercado de energía y servicios complementarios para determinar capacidad de transmisión requerida y confirmar las reservas necesarias para balancear demanda y suministro, además desarrolla el proceso *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC), el cual consiste en un proceso determinístico que utiliza el pronóstico central de generación y demanda añadiendo información de varios escenarios de interés; y (3) *Residual Unit Commitment* (RUC), en el que se busca asegurar suficiente capacidad física disponible al menor costo posible sujeto a restricciones de transmisión y recursos operacionales. Este último proceso utiliza algoritmos de SCUC y evalúa la diferencia resultante entre la calendarización de carga y pronóstico de carga estimado, incluyendo ajustes para reducir la posibilidad de sobre-dimensionamiento de reservas en el RUC. Estos ajustes pueden resultar en modificaciones positivas en

demanda o suministro (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015).

En el proceso RUC, utilizando un horizonte de 24 horas, se minimizan los costos totales de encendido, los costos de mínima carga y los costos de incrementar la disponibilidad, utilizando los pronósticos ajustados de demanda. En este proceso, se asegura que las restricciones de transmisión no sean violadas, por lo que mediante el SCUC también se optimiza el uso de la red. (CAISO, Business Practice Manual for Managing Full Network Model, 2014). Los procesos del mercado *day-ahead*, específicamente el RUC, utilizan un pronóstico de carga producido 2 días antes del día operativo mediante el sistema automatizado de pronóstico de demanda (Automated Demand Forecasting System, ALFS), basado en pronósticos del tiempo, carga actual e información histórica (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015).

Los recursos considerados como reservas operacionales son aquellos con un tiempo respuesta de hasta 20 minutos. Dentro de estos recursos se consideran reservas en giro (sólo unidades online) y reservas estáticas o *non-spinning*. El requerimiento de reservas operacionales se define según un criterio denominado “WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) *Minimum Operating Reliability Criteria*” (MORC) que lo determina como el máximo entre (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015):

- a) 5% de pronóstico de demanda satisfecho por recursos hidroeléctricos más 7% con recursos térmicos más exportaciones menos importaciones.
- b) La mayor contingencia.

Adicionalmente, las reservas operacionales deben cumplir los siguientes requisitos: al menos 50% de este requerimiento debe ser cubierto por reservas en giro y máximo 50% de las reservas se puede satisfacer con importaciones (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015).

4.3. Midwestern ISO – análisis determinístico con escenarios, agregando respuesta de demanda

En este mercado, al igual que en los mercados anteriores, se realiza una optimización conjunta de energía y reservas (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015). El *Day Ahead Market* (DAM) tiene 4 procesos: (1) *Resource Scheduling and Commitment* (RSC) en el que se desarrolla el SCUC; (2) *Scheduling, Pricing and Dispatch* (SPD) donde se determina el despacho económico; (3) *Simultaneous Feasibility Test* (SFT) que realiza un análisis de contingencias para evaluar la seguridad de la red en cada hora; y (4) *Day Ahead Locational Marginal Price* (DALMP) donde se realiza un despacho económico que utiliza el modelo de la red para determinar los precios marginales locales (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

El algoritmo SCUC mencionado se utiliza para comprometer recursos suficientes para igualar demanda y suministro, con el objetivo de minimizar costos totales mientras que simultáneamente asegura requerimientos de confiabilidad y restricciones físicas. Las principales funciones del SCUC son: comprometer recursos en el DAM y en el proceso de Reliability Assessment Commitment (RAC), calendarizar recursos para regular el DAM y el proceso RAC y liberar rangos de

operación de emergencia en recursos del DAM y del proceso RAC (MISO, Energy and Operating Reserve Market Business Practice Manual. Attachment A: Market Optimization Techniques, 2014; MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

Las reservas operacionales que se consideran en el proceso de optimización son aquellas que tienen tiempo de respuesta de hasta 5 minutos. Los recursos considerados como reservas operacionales son los recursos de generación, respuesta de demanda tipo I y II y los recursos no sincronizados externos. Los recursos de respuesta de demanda tipo I son aquellos entregados por un consumidor de energía, conjunto de consumidores de retail o entidad de servicio de carga que es capaz de entregar una cantidad específica de energía o reservas de contingencia. Los recursos de respuesta de demanda de tipo II son todos los recursos entregados por los entes individualizados en el punto anterior que sean capaces de entregar energía o reservas operacionales dentro de un cierto rango. En este caso, la respuesta de demanda es calculada como la diferencia entre la salida medida de la red y el límite mínimo de despacho representado por la base de consumo de cada recurso (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

El requerimiento de reservas operacionales se determina mediante la realización de estudios zonales diariamente, los cuales se publican a 48 horas del día operativo en estudio e incluyen el requerimiento mínimo de reservas regulatorias, de contingencia y en giro para cada zona. En cada estudio el requerimiento mínimo de reservas operacionales se define como sigue, considerando, entre otros factores, las reservas de regulación como:

- a) Igual a la mayor diferencia entre la pérdida de recurso (MW) y la capacidad de importación resultante.
- b) Mayor o igual que el mínimo requerimiento de reservas de regulación establecido en la ecuación (4.3.1).
- c) Menor o igual al total de reservas operacionales disponibles dentro de la zona de reserva seguido de la pérdida del mayor recurso dentro de ella.

El requerimiento mínimo de reservas de regulación (RMReg) para una zona de reserva es igual a:

$$\text{RMReg}_{\text{zona}} = 0,25 \cdot \text{RMReg}_{\text{mercado}} \cdot \sum \text{Max.Cap.Reg}_{\text{zona}} / \sum \text{Cap.Reg}_{\text{mercado}} \quad (4.3.1)$$

donde $\text{Max.Cap.Reg}_{\text{zona}}$ es la máxima capacidad de regulación dentro de la zona y $\text{Cap.Reg}_{\text{mercado}}$ es la capacidad total de regulación del mercado. Si este resultado es menor que 10 MW, entonces el requerimiento se establece como 0 MW (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

En todo el mercado *day-ahead*, se utilizan pronósticos de demanda de corto plazo (próxima hora, en intervalos de 5 minutos) y mediano plazo (próximos 7 días, en intervalos de 1 hora, utilizado en RAC). Para las energías renovables variables se utilizan pronósticos de corto plazo (próximas 6 horas, en intervalos de 5 min) y de mediano plazo (próximos 6 días, en intervalos de 1 hora). MISO es responsable de entregar estos pronósticos dentro de los plazos establecidos (MISO, Forecast Engineering Business Practices Manual, 2014). Para estos pronósticos cada granja eólica se representa como un generador y se utilizan datos de ubicación geográfica, turbinas, generación real histórica (al menos un año de mediciones con intervalo de 1

minuto), entre otros. Además se agregan pronósticos de tiempo provenientes de 3 fuentes, actualmente: American Weather Service, Canadian Weather Service y European Weather Service (MISO, Forecast Engineering Business Practices Manual, 2014).

4.4. NYISO – análisis determinístico con escenarios y requerimiento mínimo determinístico en base a mayor contingencia

Las reservas operacionales en este mercado se definen según el proceso *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC) en el cual se modelan 4 tipos de reservas: capacidad de regulación, reserva en giro de 10 minutos, reserva de 10 minutos y reserva operativa (incluye reservas de 10 y 30 minutos).

Las principales funciones del mercado de *day-ahead* son recopilar información sobre interrupciones en transmisión para actualizar capacidades disponibles de transferencia, restricciones y modelo SCUC, producir pronóstico zonal de demanda, basado en pronóstico de tiempo y modelo de pronóstico de carga, realizar SCUC y calendarización, tabular y evaluar transacciones no firmadas y realizar mitigación automatizada de ofertas de generación (NYISO, Day-Ahead Scheduling Manual, 2016). El SCUC considera factores como estados operativos actuales de generación, restricciones de tiempo mínimo de partida y salida de los generadores, restricciones de generación mínima y máxima, entre otros. Para este proceso se utiliza un pronóstico de demanda zonal que se obtiene utilizando datos históricos de carga y clima para cada zona y pronóstico de tiempo obtenidos desde el servicio

meteorológico. (NYISO, Load Forecasting Manual, 2013; NYISO, Day-Ahead Scheduling Manual, 2016).

En este mercado, se definen como reservas operativas a las que dan respaldo en generación o respuesta de demanda en caso de existir una contingencia. Estas reservas operativas totales se dividen en reservas de 10 y 30 minutos dentro de las cuales se consideran reservas en giro y no sincronizadas. Para lo anterior, sólo la generación *online* puede contribuir a regulación y reserva en giro, mientras que para reserva de 10 y 30 minutos pueden contribuir tanto recursos *online* como *offline* (NYISO, Ancillary Services Manual, 2016).

El requerimiento mínimo de reservas operativas se define según las siguientes normas (NYISO, Ancillary Services Manual, 2016):

- a) La reserva operativa total debe ser mayor o igual a 1,5 veces la mayor contingencia definida por NYISO.
- b) La reserva total de 10 minutos debe ser mayor o igual a la mayor contingencia.
- c) La reserva en giro de 10 minutos debe ser mayor o igual a 0,5 veces la mayor contingencia.
- d) Además, se definen requerimientos locales para reservas en giro de 10 y 30 minutos.

4.5. ERCOT – cuantificación determinística mensual con ajustes diarios, considerando sólo reservas no en giro

En este mercado, las reservas operacionales se cuantifican una vez al mes mediante el plan mensual de servicios complementarios, publicado el día 20 de cada mes.

Además, se cuantifican diariamente, publicando el requerimiento a las 06:00 hrs. del día anterior al día operativo (ERCOT, ERCOT Nodal Protocols. Section 4: Day-Ahead Operations, 2015; ERCOT, ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements, 2015).

Los recursos considerados como reservas operacionales deben tener tiempo de respuesta máximo de 30 minutos. Estos recursos son los *Non-Spinning Reserve Service* (Non-Spin), que se definen como recursos de generación capaces de cambiar su *output* a un nivel específico y recursos de carga capaces de ser interrumpidos y de mantenerse en un cierto nivel por al menos una hora. Estos recursos pueden utilizarse para reemplazar una pérdida de generación y compensar la incertidumbre en el pronóstico de carga (ERCOT, ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements, 2015).

El requerimiento de reservas operacionales es definido por ERCOT, quien determina el percentil 95 de la incertidumbre en la carga de la red, considerando los 30 días anteriores al estudio y los datos del mismo mes del año anterior. Para horas punta (7 a 22 horas) se fija un requerimiento mínimo igual a la unidad más grande menos 500 MW. ERCOT también fija un máximo de 2.000 MW para el requerimiento de Non-Spin (ERCOT, ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements, 2015).

Diariamente, ERCOT determina si existe insuficiencia de ofertas para servicios complementarios. En caso positivo, se soluciona mediante el DAM (mercado *day-ahead*), mercado de servicios complementarios (Supplemental Ancillary Service Market o SASM) y el proceso de *Unit Commitment* horario para confiabilidad

(Hourly Reliability Unit Commitment o HRUC) comprometiendo los recursos adicionales necesarios según corresponda (ERCOT, ERCOT Nodal Protocols. Section 4: Day-Ahead Operations, 2015).

4.6. ISO-NE – requerimiento mínimo determinado dos veces al año adicional a cálculo local diario en base a contingencias

Las reservas operacionales en el ISO-NE se definen en los procesos del DAM y también mediante un mercado de reservas adelantado (*Forward Reserve Market*) realizado dos veces al año (invierno y verano). En este mercado se adquieren compromisos futuros para las reservas no en giro de 10 minutos (*Ten-Minute Non-Spinning Reserve*) y las reservas operativas de 30 minutos para ser entregadas en tiempo real durante el semestre correspondiente (ISO-NE, Forward Reserve Manual, 2014). Adicionalmente, se realiza un cálculo diario de requerimientos locales de reservas considerando contingencias importantes en cada zona. En este proceso diario, se recalcula la reserva con respuesta de 30 minutos.

Las reservas operacionales se determinan utilizando el algoritmo SCUC en procesos similares a los revisados en MISO, compartiendo los procesos *Resource Scheduling and Commitment (RSC)*, *Scheduling, Pricing and Dispatch (SPD)* y *Simultaneous Feasibility Test (SFT)* y sus funcionalidades (ISO-NE, Day-ahead energy markets, 2015).

4.7. Alemania – determinación conjunta de operadores de la transmisión con enfoque probabilístico

En este país existen 4 empresas operadoras del sistema de transmisión (*Transmission System Operators*, TSOs): 50 Hertz, Amprion, TenneT y Transnet BW. Cada uno de ellos debe mantener el balance entre generación y consumo dentro de su área de control en todo momento (Regelleistung, 2016).

El mercado alemán funciona como mercado abierto, transparente y no discriminatorio para las reservas de control, en base a subastas en las cuales participan los operadores y consumidores (Regelleistung, 2016). En dicho mercado, existen 3 tipos de reservas de control: primarias, secundarias y terciarias. Las reservas primarias tienen un período de subasta semanal, tiempo de respuesta de 30 segundos y activación automática. Para este tipo de reservas, se permite la cooperación internacional desde Holanda, Suiza y Austria (Regelleistung, 2015). Las reservas de control secundario tienen un periodo de subasta semanal y tiempo de respuesta dentro de 5 minutos como máximo. Este tipo de reservas es el que se utiliza para balance de energía dentro del área de control y control de frecuencia. Las reservas de control terciario (o *minute reserve*) poseen un periodo de subasta diario, tiempo de respuesta de 15 minutos y activación automática por medio de una lista de orden de mérito (*Merit Order List Server*) (Regelleistung, 2015).

El proceso de determinación del requerimiento de reservas de control en el mercado alemán se basa en lo siguiente:

- a) Reserva Primaria: el tamaño de esta reserva es acordado anualmente entre los TSOs de Europa Continental. Se basa en la necesidad total de más o menos 3.000 MW para el área sincronizada dividida por la cantidad de TSOs en proporción con la cantidad anual regulada (Regelleistung, 2016).
- b) Reserva Secundaria y Terciaria: los 4 TSOs estiman de manera conjunta el requerimiento que se debe mantener en toda el área alemana. Este proceso se basa en un enfoque probabilístico verificado por expertos bajo las órdenes de la FNA (*Federal Network Agency*). Cada cuarto de hora, el requerimiento para el próximo cuarto se estima en base a los últimos 4 cuartos. Para lo anterior, se toman en cuenta los siguientes inputs (Regelleistung, 2016):
 - i) Fallas de plantas generadoras en base a la probabilidad estadística de *blackout* por tipo de planta (se consideran plantas de 100 MW o más).
 - ii) Variaciones en la carga.
 - iii) Cambios de calendario, considerando calendarios fronterizos acordados por los TSOs y otros países.

Errores de pronóstico, considerando el promedio de la necesidad real de reservas de control en las cuatro áreas de control.

4.8. Chile

En Chile existen dos sistemas interconectados relevantes, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), los que se rigen por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio que regulariza las reservas

operacionales y su cuantificación. En esta norma se definen los siguientes tipos de reservas (CNE, 2016):

- a) Reserva en giro: margen disponible que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. Esta reserva incluye el aporte que pueden hacer los equipos de compensación de energía activa.
- b) Reserva primaria: reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del Sistema Interconectado (SI).
- c) Reserva secundaria: reserva programada en unidades generadoras que no participan del Control Primario de Frecuencia. Esta reserva está destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de operación del SI (CNE, 2016).

En dicha norma, se define como Control Primario de Frecuencia (CPF) a la “acción de control ejercida por los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y equipos de compensación de energía activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia” (CNE, 2016). Por otra parte, el concepto de Control Secundario de Frecuencia (CSF) se refiere a la “acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades

generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin” (CNE, 2016).

El proceso de determinación de las reservas operacionales se basa en la realización del “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” en manos de la Dirección de Operaciones (DO) del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) de cada SI. La realización de este estudio debe tener periodicidad mínima anual y tiene por objeto efectuar la verificación del cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) a través de:

- a) La definición de los requerimientos de reservas para el CPF y CSF necesarias para cumplir con los estándares mencionados.
- b) La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadores participantes del CPF y CSF.
- c) La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia y la cantidad de recursos para el mismo.
- d) La aplicación de correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

Este estudio se debe realizar evaluando el mínimo porcentaje de reserva requerido para el CPF, es decir, aquel porcentaje que permite evitar la pérdida de control del Sistema Interconectado ante la imposibilidad de responder a tiempo para controlar las desviaciones de la frecuencia nominal (CNE, 2016). El estudio deberá incluir al menos las siguientes consideraciones:

- a) Uso de un modelo probabilístico para simulación de fallas de las instalaciones del SI y las variaciones intempestivas de demanda.
- b) Cálculo del Costo de Falla de Corta Duración y el costo de operación correspondiente al nivel de reserva considerado.
- c) Repetición del cálculo para diferentes niveles de reserva, calculando en cada caso los costos mencionados anteriormente. Cuanto mayor sea la reserva, mayor será la desviación del despacho óptimo sin reserva y mayor el costo de operación resultante, pero menor el Costo de Falla de Corta Duración.
- d) Con los resultados obtenidos, se debe construir una curva que relacione los distintos niveles de reserva para CPF, con el incremento en el costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.
- e) Con todo lo anterior, se determina el nivel óptimo de reserva para CPF, expresado como un porcentaje de la capacidad de las unidades generadoras, será aquel para el cual el costo total sea mínimo, es decir, que minimice la suma del costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.

En el Estudio se determinará la reserva óptima para el CPF y la DO deberá evaluar la conveniencia de asignar ese porcentaje de reserva de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando del CPF, o bien, distribuirlo en un conjunto restringido de unidades generadores del SI (CNE, 2016).

La reserva para el CSF será establecida por la DO en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables. Además, se realizará un estudio para plan de defensa contra contingencias extremas, que tendrá que ser realizado al menos cada 4 años (CNE, 2016).

La Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio revisada es común para el SIC y el SING y constituye la exigencia mínima para la determinación de las reservas operacionales. Los procesos específicos que siguen los sistemas SING y SIC se pueden observar en el Apéndice A. Como se puede ver en dicho apéndice, los procesos son muy similares pero difieren mayormente en los programas de simulación que son utilizados para cada etapa.

4.9. Comparación de funcionamiento de mercados revisados

De la revisión anterior, se puede concluir que en general se prefiere un enfoque determinístico para la aplicación práctica del *Unit Commitment* debido a la dificultad que supone aplicar modelos más exactos como el estocástico. Algunos mercados como CAISO, MISO, NYISO e ISO-NE han amplificado su estudio de reservas operacionales mediante la aplicación de un enfoque determinístico evaluado en escenarios, mediante el *Security Constrained Unit Commitment*. A esto se agrega Chile que también exige la utilización de un modelo probabilístico para el análisis de reservas en ambos sistemas interconectados.

En cuanto a los recursos considerados como elegibles para proveer reservas operacionales, se observan diferencias entre los mercados, sin embargo, existe una tendencia reciente hacia la inclusión de un mayor número de recursos, incluyendo por ejemplo la respuesta de demanda y recursos no sincronizados tanto internos como externos, provenientes de otros sistemas eléctricos.

Se observó que los mercados utilizan pronósticos de generación eólica y solar e información de las condiciones del tiempo para el período de tiempo estudiado en la

cuantificación de reservas operacionales. Estos pronósticos de generación eólica en general (PJM, CAISO, NYISO, ISO-NE y ERCOT) son comprados a proveedores externos, a excepción de MISO que realiza pronósticos propios utilizando fuentes de información meteorológica externa. Además, en Chile se exige que cada planta de generación eólica entregue pronósticos eólicos para su utilización en el proceso de determinación de reservas operacionales. En la siguiente tabla se presenta una compilación de los aspectos más importantes de la revisión anterior.

Tabla 4-1: Cuadro comparativo de mercados internacionales y reservas operacionales.

Fuente: elaboración propia.

Mercado	Modelo UC utilizado	Recursos considerados	Tiempos de respuesta	Pronóstico eólico
PJM	Determinístico en base a contingencias	Respuesta de demanda y recursos no sincronizados adicional a reservas en giro	30 minutos	Comprado a proveedor externo
CAISO	SCUC	Reserva en giro y no en giro	20 minutos	Comprado a proveedor externo
MISO	SCUC	Respuesta de demanda y recursos no sincronizados adicional a reservas en giro	5 minutos	Realiza pronóstico propio
NYISO	SCUC	Reserva en giro y no en giro	10 y 30 minutos	Comprado a proveedor externo
ISO-NE	SCUC	Reserva en giro y no en giro	30 minutos	Comprado a proveedor externo
ERCOT	Determinístico en base a contingencias	Reserva no en giro y recursos de carga	10 y 30 minutos	Comprado a proveedor externo
Alemania	Modelo probabilístico	Respuesta de demanda y recursos no sincronizados adicional a reservas en giro	5 y 15 minutos	Responsabilidad de cada operador de transmisión

Chile	Análisis de escenarios y requerimiento determinístico	Reserva en giro	Instantánea y 15 minutos	Cada generador eólico entrega propio pronóstico de generación eólica
-------	---	-----------------	--------------------------	--

5. METODOLOGÍAS PARA LA INCORPORACIÓN DE INCERTIDUMBRE EN PRONÓSTICO DE GENERACIÓN EÓLICA

Como se vio anteriormente, gran parte de la complejidad del problema del *Unit Commitment* tiene que ver con la incertidumbre proveniente tanto de la demanda como de la generación. En este último punto, uno de los factores que agregan mayor incertidumbre a la modelación es la potencia generada por fuentes renovables no convencionales, principalmente plantas eólicas. Esto se debe a que por naturaleza, el recurso de viento es variable en el tiempo y difícil de predecir, lo que hace que la generación proveniente de él tenga características similares.

En este apartado, se revisarán algunas metodologías que han sido aplicadas para la incorporación y manejo de la incertidumbre introducida al problema por la generación eólica. Las metodologías que se revisarán serán (1) generación de escenarios en base a pronóstico puntual determinístico de *day-ahead*, (2) ajuste del error de generación eólica a una distribución de probabilidades, dentro de las más utilizadas; y (1) modelación de generación eólica como cadena de Markov para cada nodo de viento, (2) método *Artificial Neural Network* (ANN) y (3) la introducción de un vector de desviación de la generación eólica desde el pronóstico, dentro de las alternativas menos utilizadas en la literatura revisada.

5.1. Metodologías más utilizadas

A continuación se presentan las técnicas más utilizadas para la incorporación del pronóstico de generación eólica al análisis de reservas operacionales en el *Unit Commitment*.

5.1.1. Generación de escenarios en base a pronóstico puntual determinístico de day-ahead

En este enfoque, los escenarios son generados primero usando una regresión cuantil en base a la función de densidad de probabilidad para cada hora. Luego, se utiliza un esquema de simulación de Monte Carlo considerando la covarianza de los errores de pronóstico entre horas. Esta simulación se aplica para generar un gran conjunto de escenarios considerando la información estadística mencionada anteriormente utilizando, por ejemplo, el método de P. Pinson, G. Papaefthymiou, B. Klockl, H. Aa. Nielsen, y H. Madsen en “From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production,” *Wind Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 51-62, 2009 (Uckun, Botterud, & Birge, 2015).

De acuerdo a la literatura revisada, este enfoque de generación de escenarios en base a datos de pronósticos históricos y errores es el más utilizado en las aplicaciones tanto prácticas como académicas.

5.1.2. Ajuste del error de generación eólica a una distribución de probabilidades conocida

Esta metodología busca encontrar una distribución de probabilidades que se ajuste de mejor manera a la información estadística almacenada del comportamiento de la generación eólica en un lugar geográfico determinado.

En general, los errores en el pronóstico de generación eólica se han modelado como normalmente distribuidos con media cero, lo cual se justifica por medio del Teorema Central del Límite en el caso de que el pronóstico eólico represente un

conjunto de turbinas geográficamente distribuidas. Sin embargo, se ha observado que otras distribuciones como Weibull, Beta o Gamma se ajustan de mejor manera a los datos históricos (Kalantari & Galiana, 2015).

La función de distribución acumulada de la inyección acumulada de la energía eólica también se puede modelar horariamente, ajustándose a un error de pronóstico distribuido según la función Skew-Laplace, la cual se aproxima dividiéndola en tramos lineales (Dvorkin, Ortega-Vazquez, & Kirschen, Wind generation as a reserve provider, 2015). Este método facilita la integración de la generación eólica en los sistemas eléctricos de una manera costo-eficiente, confiable y sustentable.

5.1.3. Ajuste del error de generación eólica a una distribución de probabilidades empírica – ECDF

En ciertos casos donde no se puede ajustar el comportamiento real de la generación eólica histórica a una distribución conocida, se aplica una metodología diferente que busca encontrar una curva de distribución de probabilidades empírica (ECDF o *empirical cumulative distribution function*). Esta metodología consiste en capturar la incertidumbre en el pronóstico eólico mediante una lista de intervalos de predicción (PIs). Esto se realiza según la metodología descrita a continuación: (Quan et al, 2016; Raychaudhuri, 2008):

- a) Construcción de lista de PIs. Estos intervalos se pueden construir utilizando métodos basados en PSO (*Particle Swarm Optimimization*) o mediante

modelos ARIMA. Para este proceso, se utilizan datos de generación históricos.

- b) Descomposición de los PIs en cuantiles, entre $(\alpha/2)\%$ y $(1 - \alpha/2)\%$, donde $(1 - \alpha)\%$ corresponde al nivel de confianza correspondiente.
- c) Ajuste de una curva ECDF para cada hora. Cada valor cuantil encontrado en el punto anterior corresponde a un punto de la curva ECDF. Este ajuste se realiza considerando los datos muestreados de manera ordenada de menor a mayor, $X_{(1)} < X_{(2)} < \dots < X_{(n)}$ y pudiendo definir la curva ECDF, $F_n(x)$, según la siguiente ecuación (Raychaudhuri, 2008):

$$F_n(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } x < X_{(1)} \\ \frac{i}{n} & \text{para } X_{(i)} \leq x \leq X_{(i+1)} \\ 1 & \text{para } x \geq X_{(n)} \end{cases} \quad (5.1.3.1)$$

Para ejemplificar la metodología descrita, a continuación (Fig. 7) se presenta un ejemplo de aplicación del procedimiento para ajustar una curva ECDF a una muestra de datos proveniente de (Raychaudhuri, 2008).

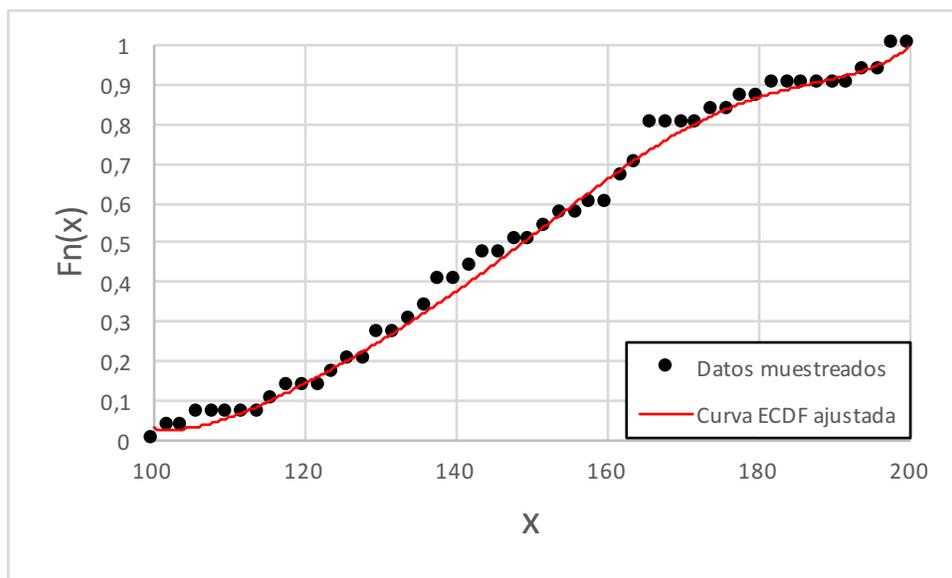


Figura 5-1. Ejemplo de ajuste de curva ECDF con base en datos muestrados.

Fuente: elaboración propia con base en datos de (Raychaudhuri, 2008).

5.2. Metodologías menos utilizadas

Las metodologías que se enumeran a continuación son muy poco utilizadas tanto en los mercados eléctricos revisados como en la academia. A pesar de lo anterior, estos modelos han sido agregados al estudio para completar este trabajo de mejor manera.

5.2.1. Modelación de generación eólica como cadena de Markov para cada nodo de viento

Esta metodología modela cadenas de Markov para cada nodo de generación, los cuales se asumen como independientes (Yu, Luh, Litvinov, Zheng, Zhao, & Zhao, 2015). Utilizando esta técnica, los autores desarrollan un enfoque que

incorpora la optimización basada en Markov y la optimización por intervalos de la siguiente manera:

- a) Para utilizar la información desde estados locales sin considerar todos los estados globales posibles, el nivel de generación de una unidad convencional es dividido en dos componentes: el componente Markoviano que depende del estado local y el componente de intervalo que maneja los estados extremos no locales.
- b) Debido al análisis de las inyecciones nodales markovianas, el problema se transforma en lineal y se puede resolver eficientemente utilizando *branch-and-cut*.

Se observó que este método resulta significativamente menos complejo que el puramente markoviano y se destaca que la complejidad del nuevo enfoque no aumenta al aumentar el número de plantas eólicas distribuidas (Yu, Luh, Litvinov, Zheng, Zhao, & Zhao, 2015).

Estos autores además proponen dos métodos para reducir la incertidumbre del pronóstico de generación eólica:

a) Considerar pronósticos de potencia eólica y otros datos históricos

Sólo con información histórica, el pronóstico puede ser conservador para el análisis *day-ahead*. Así, considerando condiciones del tiempo, características del terreno y errores históricos de pronóstico se reduce la incertidumbre.

b) Considerar pronósticos de potencia eólica y otros datos históricos

Incorporar correlación espacial de plantas eólicas

Para lograrlo, un método es agregar la generación cercana mediante la agregación de nodos que se conectan a las mismas líneas de transmisión con capacidad suficiente. Un problema de esta metodología es identificar si las líneas de transmisión tienen capacidad suficiente en presencia de incertidumbre eólica.

5.2.2. Artificial Neural Network (ANN)

Este enfoque es usado para pronosticar la radiación solar y potencia eólica en el *day-ahead*. Los pasos del algoritmo se describen a continuación (Pousinho, Esteves, Mendes, Collares-Pereira, & Pereira Cabrita, 2016):

- a) Crear matrices con los perfiles diarios, por columnas, con los datos históricos de radiación solar y potencia eólica.
- b) Seleccionar un número de columnas dentro de las matrices anteriores, por medio de criterios de correlación, tales que emulen convenientemente la dinámica de los datos.
- c) Normalizar los datos seleccionados desde el rango real de datos hasta un rango $[-1,1]$ usando el método de min-max.
- d) Alimentar con los datos normalizados y entrenar el ANN para pronosticar series de radiación solar y potencia eólica utilizando algoritmo de Levenberg-Marquardt (desarrollado en J.P.S. Catalao, H.M.I Pousinho, V.M.F. Mendes. 2009. An artificial neural network approach for short-term wind power forecasting in Portugal).

- e) Recuperar datos desde el rango $[-1,1]$ al rango original para analizar el pronóstico de radiación solar y potencia eólica obtenido.

El comportamiento del ANN es mejor que otros comparables como los métodos ARIMA y *Persistence*, en términos de Error Porcentual Absoluto Medio (*Mean Absolute Percentage Error*, MAPE). Los resultados de MAPE para cada método se muestran en la Tabla 5-1 (Pousinho, Esteves, Mendes, Collares-Pereira, & Pereira Cabrita, 2016).

Tabla 5-1: Cuadro comparativo de métodos de pronóstico en base a MAPE. Fuente:

(Pousinho, Esteves, Mendes, Collares-Pereira, & Pereira Cabrita, 2016)

Método	Solar irradiation	Wind Power
Persistence	19,05	24,96
ARIMA	14,52	16,37
ANN	7,14	9,78

5.2.3. Introducción de un vector de desviación de la generación eólica desde el pronóstico

Bajo este enfoque, se introduce un vector de desviación de la generación eólica desde el pronóstico, donde se incluye la incertidumbre. La estructura del problema es tal que el error de viento es sólo multiplicado por variables continuas, por lo que el problema típico del UC se reformula de la siguiente manera (Hreinsson, Vrakopoulou, & Andersson, 2015):

$$\min J_x(x) + J_u(u) \quad (5.2.3.1)$$

$$s. t. \mathbb{P}(\delta \in \Delta | A(\delta)x + Bu + c(\delta) \geq 1 - \varepsilon) \quad (5.2.3.2)$$

donde $J(x) = x^T Q x + c^T x$; x es el vector de todas las variables de decisión reales, u es el vector de todas las variables de decisión binarias y A y c son funciones afines por partes del vector de incertidumbre.

La restricción de oportunidad $P(\cdot)$ indica que con una probabilidad mayor que $1 - \varepsilon$ las restricciones adjuntas son válidas.

Para resolver el problema restringido del *Unit Commitment* de esta manera, se utiliza un diseño probabilísticamente robusto, por lo que esta técnica no impone ningún supuesto sobre la distribución de probabilidad de la incertidumbre o sobre la estructura de las restricciones. Se inspira en el enfoque de escenarios, incluyendo dos pasos (Hreinsson, Vrakopoulou, & Andersson, 2015):

- a) El enfoque de escenarios es utilizado para determinar el mínimo conjunto (D) que contiene $1 - \varepsilon$ de la masa de probabilidad de la incertidumbre.
- b) Se utiliza el conjunto D definido probabilísticamente y se formula un problema robusto donde la incertidumbre es reducida a dicho conjunto. De esta manera, la restricción de oportunidad se sustituye por una robusta.

6. APLICACIÓN DE MODELOS DETERMINÍSTICO Y ESTOCÁSTICO A SISTEMAS INTERCONECTADOS DE CHILE

6.1. Objetivos

En Chile existen dos sistemas interconectados principales: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Las últimas políticas de cambio climático promueven la incorporación de una mayor cantidad de energías renovables variables a la matriz energética, por lo que se hace importante aplicar modelos más sofisticados al estudio y cuantificación de las reservas operacionales.

Recientemente se aprobó invertir en la infraestructura de transmisión necesaria para realizar una interconexión de ambos sistemas y conformar un solo Sistema Eléctrico Nacional (2017, CEN, Sistema Eléctrico Nacional). Esta nueva configuración significará un aumento de los desafíos que debe enfrentar el operador del sistema, debido a que el objetivo es diversificar la matriz energética y permitir un aumento de participación de la generación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de naturaleza variable.

Debido a lo anterior, este trabajo busca comparar nuevas metodologías aplicables a la cuantificación de reservas operacionales y a la optimización de la operación de los sistemas. Para esto, se modelarán los sistemas SIC, SING y su interconexión para aplicar el modelo determinístico y estocástico a cada uno de ellos, evaluando distintos niveles de penetración ERNC para cada caso.

6.2. Descripción de los sistemas

Los dos sistemas interconectados chilenos mencionados anteriormente abastecen, en conjunto, al 98,5% de la población, generando anualmente un total de 73.373 GWh, y cubriendo geográficamente desde la I a la X región del país (CEN, Reporte Anual 2016). En los apartados siguientes se describen los sistemas mencionados y las obras que conformarán la nueva interconexión.

6.2.1. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Los dos sistemas interconectados en estudio difieren en cuanto a la diversidad de su capacidad instalada de generación. En el SING, la generación de energía es mayormente térmica (carbón y gas natural) y el aporte renovable es principalmente solar debido a la presencia de una gran radiación solar en la zona norte de Chile. La capacidad instalada de generación de este sistema es de aproximadamente 4.800 MW y su demanda promedio horaria es de 2.000 MW. En la Figura 6-1 se presenta la composición de la capacidad instalada total del SING por tecnología de generación (CDEC-SING, Información Técnica – Centrales Generadoras, 2016).

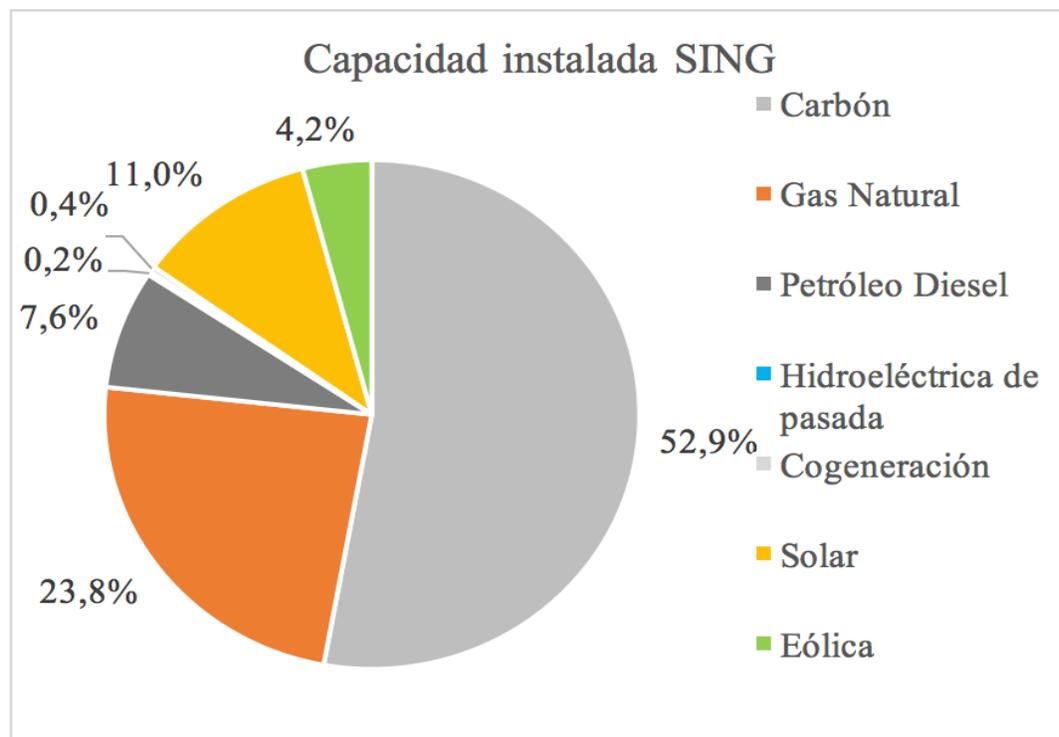


Figura 6-1. Capacidad instalada SING. Fuente: (CDEC-SING, Información Técnica – Centrales Generadoras, 2017).

La capacidad instalada mostrada (Figura 6-1) se compone de 56 unidades de generación térmica, divididas entre carbón, diésel y gas natural, 1 unidad hidroeléctrica de pasada, 11 unidades solares y 2 granjas eólicas. Este sistema es simple en su topología debido a su tamaño, por lo que el modelo consiste de 237 nodos y 346 líneas que los interconectan.

6.2.2. Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC, por su parte, cuenta con una capacidad instalada más diversificada, incorporando una mayor presencia de centrales hidroeléctricas tanto de pasada como de embalse. Además, la generación ERNC se encuentra más distribuida

entre solar y eólica, a diferencia del SING donde predomina la generación solar. La capacidad instalada total de este sistema eléctrico es de aproximadamente 16.000 MW, suministrando una demanda horaria promedio de 6.400 MW (CDEC-SIC, Información Técnica, Centrales, 2016). En la Figura 6-2 se puede ver la distribución de la capacidad instalada de este sistema eléctrico por tecnología de generación.

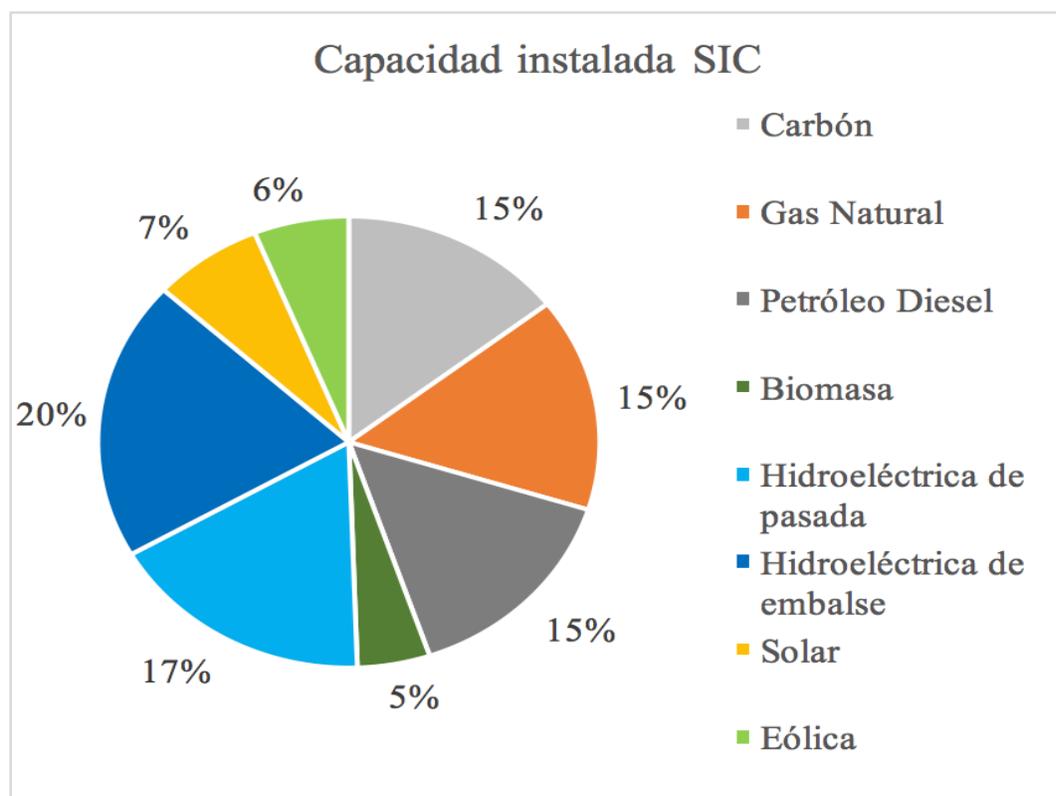


Figura 6-2. Capacidad instalada SIC. Fuente: (CDEC-SIC, Información Técnica, Centrales, 2017)

Este sistema es más grande que el SING, teniendo un total de 653 unidades de generación convencional divididas entre hidráulicas de pasada y embalse, carbón, petróleo diésel, gas natural y biomasa. En el modelo realizado de este sistema, el aporte ERNC se encuentra compuesto por 35 unidades de generación, considerando 17 granjas eólicas y 18 plantas solares. La topología de este sistema es compleja, debido a que se conforma de una gran cantidad de nodos y líneas. Específicamente, el modelo realizado contiene 759 nodos y 1.352 líneas de transmisión. Debido a esta compleja topología, se hace aún más interesante analizar nuevas metodologías de determinación de los despachos de las unidades generadoras, de manera de alcanzar la operación más económica y segura posible para poder alcanzar un incremento de la capacidad instalada de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como eólica y solar.

6.2.3. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

La interconexión de los dos sistemas eléctricos anteriores conformará un solo sistema que recorrerá el país desde la I a la X región. El plan de obras de este proyecto considera la construcción de 6 nuevas líneas de transmisión en 500 kV, que conectarán subestaciones existentes y nuevas del SIC y SING (Coordinador Eléctrico Nacional, Avance de los Proyectos, 2017). Estas 6 líneas de transmisión constituyen 1.500 km aproximadamente que se instalarán entre 2016 y 2018 con el objetivo de obtener un sistema eléctrico único en su longitud, con una capacidad instalada de 24.000 MW y demanda máxima de 11.000 MW. En la Figura 6-3 se presentan los dos sistemas más importantes de Chile (SIC y

SING) y las líneas proyectadas para realizar la interconexión de ellos (líneas en rojo). Como se puede observar, este sistema se caracteriza por su gran extensión a lo largo del territorio nacional y por su topología radial, lo cual implica que las cargas poseen en general una sola fuente de alimentación y que, ante una falla, se produce una interrupción del suministro eléctrico.

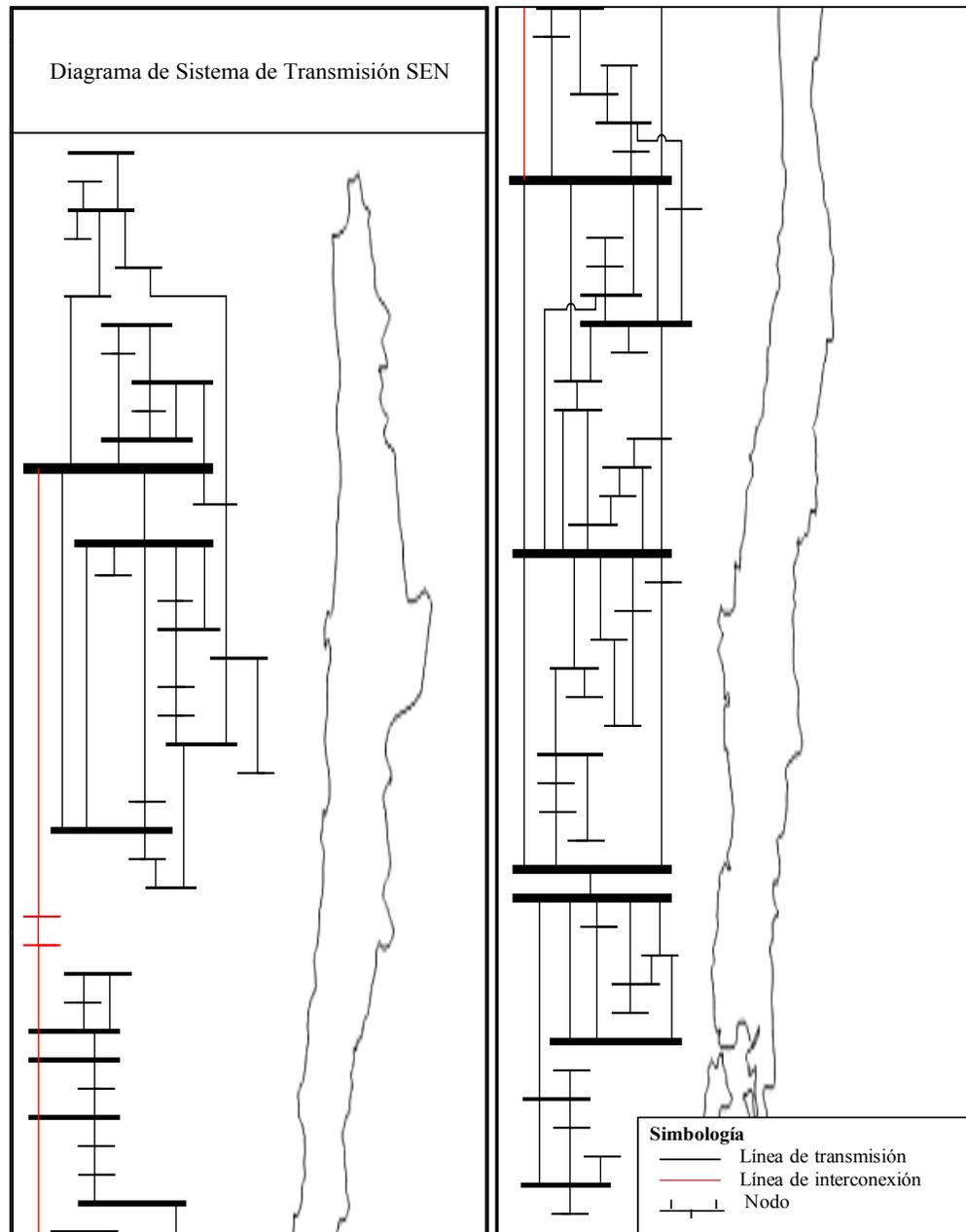


Figura 6-3. Sistema de Transmisión Nacional. Fuente: (Información Técnica, SIC, 2017; Líneas de Transmisión, SING, 2017).

6.3. Descripción de los modelos determinístico y estocástico aplicados.

Metodología de simulación

Con el objetivo de proponer una metodología que resulte más eficiente para los sistemas eléctricos chilenos actuales y futura interconexión, en este trabajo se estudia la aplicación de los modelos determinístico y estocástico del *Unit Commitment*. Debido a los beneficios mostrados tanto por los mercados internacionales como por la investigación académica, se espera que los resultados en cuanto a costos de generación esperados, energía no suministrada (ENS) y vertimiento de energías renovables (*curtailment*) disminuyan a medida que se hacen más complejos los modelos, por ejemplo, con la inclusión del análisis de escenarios de realización de generación renovable. De acuerdo a lo anterior, se espera que la incorporación de escenarios al análisis, mediante el modelo estocástico, entregue soluciones más convenientes para los sistemas, obteniendo un sistema más flexible ante cambios en la generación renovable de naturaleza variable.

A continuación, se presenta la formulación matemática de cada metodología de *Unit Commitment* aplicado a los sistemas chilenos. Estos modelos se basan en las formulaciones realizadas por (Pandzic et al, Unit Commitment under Uncertainty - GAMS Models, 2013).

6.3.1. Modelo Determinístico

En este modelo, el objetivo a minimizar es el costo total de operación del sistema, considerando costos de generación, recorte o vertimiento de energías renovables (*curtailment*), energía de exceso y Energía No Suministrada (ENS).

El concepto de energía de exceso se utiliza para modelar la situación en que la energía generada es mayor que la demanda en un nodo, lo cual significa una penalización en la función objetivo. Para definir las ecuaciones de la formulación matemática de los modelos utilizados, se considera la siguiente nomenclatura:

Tabla 6-1. Nomenclatura utilizada para formulación matemática de modelos *Unit*

Commitment.

Índices	Descripción
<i>t</i>	Tiempo en horas $\in \{1,24\}$
<i>w</i>	Unidades de generación renovable solar y eólica
<i>s</i>	Nodos de conexión del sistema
<i>i</i>	Unidades de generación convencional: hidroeléctrica pasada y embalse, biomasa, carbón, gas natural, petróleo diésel y cogeneración.
<i>scen</i>	Escenarios de generación renovable considerados para modelo determinístico $\in \{1,10\}$
<i>b</i>	Bloques de generación
<i>j</i>	Intervalos de costos de encendido
<i>l</i>	Líneas de transmisión

Variables de decisión	Descripción
$curt(t, w)$	<i>Curtailment</i> o vertimiento de energías renovables
$ens(t, s)$	Energía No Suministrada (MW)
$e_{exceso}(t, s)$	Energía de Exceso (MW)
$suc(t, i, j)$	Costo de encendido de unidades generadoras
$pf(t, l)$	Flujo de potencia en líneas
$x(t, i)$	Variable binaria igual a 1 si generador está produciendo y 0 si no
$y(t, i)$	Variable binaria igual a 1 si generador está partiendo y 0 si no
$z(t, i)$	Variable binaria igual a 1 si generador está deteniéndose y 0 si no
$theta(t, s)$	Ángulo de voltaje en los nodos
$g_{lin}(t, i, b)$	Generación de unidades por bloque
Otros símbolos utilizados	Descripción
$w_{penalty}$	Costo en US\$/MW de recortar generación renovable
c_{ens}	Costo en US\$/MW de la energía no servida
c_{e_exceso}	Costo en US\$/MW de la energía de

	exceso en el despacho del sistema
$suc_{sw}(i, j)$	Costo de encendido, en US\$, de unidades generadoras
$CF_{gen}(i)$	Costo fijo de generación, en US\$, por unidad generadora
$CV(i, b)$	Costos variables de generación, en US\$/MW, por unidad generadora
$onoff_{t_0}(i)$	Estado de unidades generadoras (encendido/apagado) en $t = 0$.
$g_{max}(i, b)$	Generación máxima de cada unidad generadora
$ramp_{down}(i)$	Capacidad de rampa de bajada de cada unidad generadora
$ramp_{up}(i)$	Capacidad de rampa de subida de cada unidad generadora
$g_{up}(i)$	Tiempo de encendido, en horas, de cada unidad generadora
$g_{down}(i)$	Tiempo de apagado, en horas, de cada unidad generadora
$suc_{sl}(i, j)$	Bloques horarios de encendido
$l_{max}(l)$	Capacidad de transmisión de las líneas, en MVA

$line_{capacity}$	Factor de capacidad de transmisión considerada en líneas, 100%
$w_{det}(t, w)$	Perfil determinístico considerado para cada unidad de generación renovable
$count_{off_{init}}(i)$	Número de horas en que cada unidad generadora ha estado apagada
$prob(scen)$	Probabilidad de ocurrencia de cada escenario de generación renovable considerado en el modelo estocástico

Por lo tanto, considerando la nomenclatura anterior, la función objetivo se define según las siguientes ecuaciones:

$$\sum_i \sum_i c(t, i) + \sum_w curt(t, w) * w_{spenalty} + \sum_s ens(t, s) * c_{ens} + \sum_s e_{exceso}(t, s) * c_{e_{exceso}} \quad (6.3.1.1)$$

$$c(t, i) = CF_{gen}(i) * x(t, i) + \sum_b g_{lin}(t, i, b) * CV(i, b) + \sum_j suc_{sw}(i, j) * suc(t, i, j) \quad (6.3.1.2)$$

Definiendo la función objetivo anterior, este modelo busca minimizarla considerando las siguientes restricciones de operación de las unidades generadoras y de transmisión, entre otras.

$$y(t, i) - z(t, i) = x(t, i) - x(t - 1, i) \quad (6.3.1.3)$$

$$y(t, i) - z(t, i) = x(t, i) - onoff_{t_0}(i) \quad (6.3.1.4)$$

$$y(t, i) + z(t, i) \leq 1 \quad (6.3.1.5)$$

$$g(t, i) = \sum_b g_{lin}(t, i, b) \quad (6.3.1.6)$$

$$g_{lin}(t, i, b) \leq g_{max}(i, b) * x(t, i) \quad (6.3.1.7)$$

$$x(t, i) = onoff_{t_0}(i) \quad (6.3.1.8)$$

$$x(t, i) \geq \sum_{tt=t-g_{up}(i)+1} y(tt, i) \quad (6.3.1.9)$$

$$1 - x(t, i) \geq \sum_{tt=r-g_{down}(i)+1} z(tt, i) \quad (6.3.1.10)$$

$$-ramp_{down}(i) \leq g(t, i) - g(t - 1, i) \quad (6.3.1.11)$$

$$ramp_{up}(i) \geq g(t, i) - g(t - 1, i) \quad (6.3.1.12)$$

$$-ramp_{down}(i) \leq g(t_1, i) - g_0(i) \quad (6.3.1.13)$$

$$ramp_{up} \geq g(t, i) - g_0(i) \quad (6.3.1.14)$$

$$suc(t, i, j) \leq \sum_{\substack{tt < t \\ tt = suc_{sl}(i, j)}}^{suc_{sl}(i, j+1)-1} z(tt - j, i) + 1\$A + 1\$B \quad (6.3.1.15)$$

$$\sum_j suc(t, i, j) = y(t, i) \quad (6.3.1.16)$$

$$\sum_i g(t, i) + \sum_w \{w_{det}(t, w) - curt(t, w)\} - \sum_i pf(t, l) * line_{map}(l, s) = d(t, s) + e_{exceso}(t, s) - ens(t, s) \quad (6.3.1.17)$$

$$-l_{max}(l) * line_{capacity} \leq pf(t, l) \leq l_{max}(l) * line_{capacity} \quad (6.3.1.18)$$

$$-\pi \leq \theta(t, s) \leq \pi \quad (6.3.1.19)$$

$$curt(t, w) \leq w_{det}(t, w) \quad (6.3.1.20)$$

En la ecuación (6.3.1.15), el símbolo \$ indica una condición lógica “SI”. De acuerdo a esto, las condiciones A y B incorporadas en dicha ecuación son:

$$A: j < J \wedge count_{off_{init}}(i) + t - 1 \geq suc_{sl}(i, j) \wedge count_{off_{init}} + t - 1 < suc_{sl}(i, j + 1) \quad (6.3.1.21)$$

$$B: j = J \wedge count_{off_{init}}(i) + t - 1 \geq suc_{sl}(i, j) \quad (6.3.1.22)$$

Finalmente, es importante mencionar que los costos de las variables de optimalidad (*curtailment* de energías renovables, Energía No Suministrada (ENS) y Energía de Exceso) se definieron en base a la priorización que se quiere dar a cada una de ellas. Esta priorización se hace en base a la importancia que tiene su minimización, ordenándolas de mayor a menor importancia física para el sistema eléctrico. De esta manera, la variable más importante y que se quiere mantener más cercana a cero en todos los casos analizados es la energía de exceso, ya que es muy relevante que las generación total iguale a la demanda en cada nodo, en todo momento, para poder balancear efectivamente el flujo de potencia del sistema. En segundo lugar, se ubica la ENS, debido a que el objetivo principal del sistema eléctrico, y de este modelo, es lograr suministrar la demanda en todo momento de manera segura y económica. Y en tercer lugar, se ubica el *curtailment* de generación renovable, ya que su recorte provoca sub-optimalidad del sistema en cuanto a costos operacionales pero no constituye una amenaza a la operación segura del sistema. De acuerdo a lo anterior, en la Tabla

6-2 se muestra la valorización que se utiliza para todos los modelos, sistemas y escenarios analizados.

Tabla 6-2. Valorización de costos de *curtailment* de energías renovables, Energía No Suministrada y Energía de Exceso.

Variable	Costo (US\$/MW)
$w_{spenalty}$	10.000
c_{ens}	11.000
c_{e_exceso}	12.000

6.3.2. Modelo Estocástico

Este modelo es similar al anterior, la mayor diferencia reside en la consideración de escenarios de generación con sus respectivas probabilidades. De acuerdo a lo anterior, la función objetivo se define de la siguiente forma:

$$\sum_i \sum_i c(t, scen, i) + \sum_w curt(t, scen, w) * w_{spenalty} * prob(scen) + \sum_s ens(t, s) * c_{ens} * prob(scen) + \sum_s e_{exceso}(t, s) * c_{e_exceso} * prob(scen) \quad (6.3.1.23)$$

Considerando esta función objetivo, las restricciones de este modelo son similares a las del modelo determinístico, pero considerando los escenarios (Pandzic et al, Comparison of state-of-the-art transmission constrained Unit Commitment formulations, 2013).

6.3.3. Supuestos

En los modelos construidos para los sistemas eléctricos de interés, se consideró la topología real de cada sistema, sus restricciones de generación y transmisión y los costos reales de operación de las unidades de generación para encontrar la solución al problema del *Unit Commitment*. Existen diversas metodologías para desarrollar un estudio de largo plazo aplicado a los sistemas eléctricos de potencia, entre ellas: la utilización de diversos días tipo, la utilización de varios días y posterior aplicación de métodos de *clustering*, lo cual posee desventajas debido a que en general se promedian perfiles observados similares de generación renovable, disminuyendo la variabilidad del recurso, y por último, la utilización de escenarios donde se analizan diferentes condiciones, por ejemplo, días de alta y baja presencia de viento, hidrologías secas y húmedas, entre otros. En este trabajo se busca aplicar un modelo realista de los sistemas eléctricos chilenos y probar tanto el *Unit Commitment* estocástico como determinístico para comparar ambos modelos en un sistema real. Debido a lo anterior, además de probar distintos días y analizar los resultados obtenidos, se elige un día en particular para poder comparar los resultados con la realidad y mostrar qué tan cercano se encuentra el modelo al comportamiento real del sistema.

Debido a lo anterior, se buscó un día que fuera reciente para representar el estado más actualizado posible tanto del parque ERNC instalado como del sistema de transmisión de los sistemas eléctricos de Chile. La elección del día influye de manera importante en el análisis del *Unit Commitment* en Chile, debido a que

recientemente se han incorporado muchos proyectos eólicos y solares a la red, lo que hace que mes a mes cambien las condiciones del sistema y los desafíos que debe enfrentar el operador del mismo. Considerando todo lo anterior, el día de estudio escogido es el **26 de julio de 2017**, debido a que corresponde a un día reciente, donde se presentan niveles medios de demanda, altos niveles de penetración ERNC en ambos sistemas interconectados chilenos, debido a la incorporación de nuevos proyectos en el mes de julio de 2017, y bajos niveles de vertimiento eólico en el Sistema Interconectado Central.

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), se consideró un perfil de generación renovable equivalente a un 11% de la demanda aproximadamente. Este perfil renovable y todos los parámetros de capacidad instalada de generación y demanda se basan en la operación real del sistema para el día 26 de julio de 2017. La información contenida en el modelo del SING fue extraída desde el sitio web del CDEC-SING, el día 22 de junio de 2016, y actualizada el día 21 de septiembre de 2017 para adecuarlo al día de estudio elegido finalmente, en la sección de Información Técnica (CDEC-SING, Información Técnica, 2016). De acuerdo a lo anterior, la capacidad ERNC (eólica y solar) instalada del SING para el día de estudio es de 732,5 MW, la cual constituye un 15,2% de la capacidad instalada total del SING. Las unidades de generación renovable consideradas para este estudio son (CDEC-SING, Información Técnica – Centrales Generadoras, 2016):

Tabla 6-3. Capacidad ERNC instalada en Sistema Interconectado del Norte Grande.

Central	Tecnología	Nodo de inyección	Capacidad (MW)
FV Bolero	Solar	Laberinto	146,6
Parque Solar Finis Terrae	Solar	Encuentro	138,0
Parque Eólico Sierra Gorda Este	Eólica	El Tesoro	112,0
Eólica Valle de Los Vientos	Eólica	Valle de los vientos	90,0
María Elena FV	Solar	María Elena	68,0
Uribe Solar	Solar	Tap Off Uribe	52,8
Solar Jama 1	Solar	Solar Jama	30,2
La Huayca II	Solar	Pozo Almonte	25,1
Solar Jama 2	Solar	Solar Jama	22,4
Andes Solar	Solar	Andes	21,8
PAS3	Solar	Pozo Almonte	16,0
PAS2	Solar	Pozo Almonte	7,5
Solar El Águila I	Solar	Tap Off El Águila	2,0
Total (MW)			732,5

Tabla 6-4. Capacidad ERNC instalada en Sistema Interconectado del Norte Grande

(ordenadas de norte a sur).

Central	Tecnología	Nodo de inyección	Capacidad (MW)
Solar El Águila I	Solar	Tap Off El Águila	2,0
La Huayca II	Solar	Pozo Almonte	25,1
PAS3	Solar	Pozo Almonte	16,0
PAS2	Solar	Pozo Almonte	7,5
Eólica Valle de Los Vientos	Eólica	Valle de los vientos	90,0
Solar Jama 1	Solar	Solar Jama	30,2
Solar Jama 2	Solar	Solar Jama	22,4
María Elena FV	Solar	María Elena	68,0
Parque Solar Finis Terrae	Solar	Encuentro	138,0
Parque Eólico Sierra Gorda Este	Eólica	El Tesoro	112,0
FV Bolero	Solar	Laberinto	146,6
Andes Solar	Solar	Andes	21,8
Uribe Solar	Solar	Tap Off Uribe	52,8
Total (MW)			732,5

Los costos variables de generación de las unidades del SING fueron determinados según la publicación de costos variables reales del SING, consultado el día 21 de septiembre de 2017 (CDEC-SING, Informe mensual de tabla de costos variables generación SING, 2017). Por su parte, los costos de encendido y apagado, capacidades de rampa y generación mínima de las unidades generadoras convencionales (térmicas) se descargaron desde el sitio mencionado de Información Técnica del SING, consultado el día 22 de junio 2016 y revisitado el día 21 de septiembre de 2017 (SING, Centrales Generadoras, 2017; SING, Información Técnica - Centrales - SING, 2017; SING, Información Técnica - Unidades - SING, 2017, SING, Información Técnica - Configuraciones - SING, 2017; SING, Información Técnica - Componentes - SING, 2017).

La topología del sistema de transmisión para este sistema fue descargada desde el sitio de información técnica del SING (SING, Líneas de Transmisión, 2017). Esta información fue complementada con restricciones extraídas de las políticas de operación vigentes y del Estudio de Restricciones de Transmisión para el SING vigente para el día de estudio (SING, Políticas de Operación, 2017; SING, Estudio de Restricciones de la Transmisión, 2016).

La operación real del SING para el día de estudio se compone principalmente por carbón, constituyendo un 77,8% de la generación de energía total diaria. En segundo lugar se encuentra el gas natural, con un 9,8% de la generación total. Finalmente, con una participación menor, se encuentra la cogeneración (0,85%), el petróleo diésel (0,7%) y la hidroeléctrica de pasada (0,2%) (CDEC-SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2017). En la Figura 6-4 se

presenta el despacho horario por tecnología de la operación real del SING para el 26 de julio de 2017.

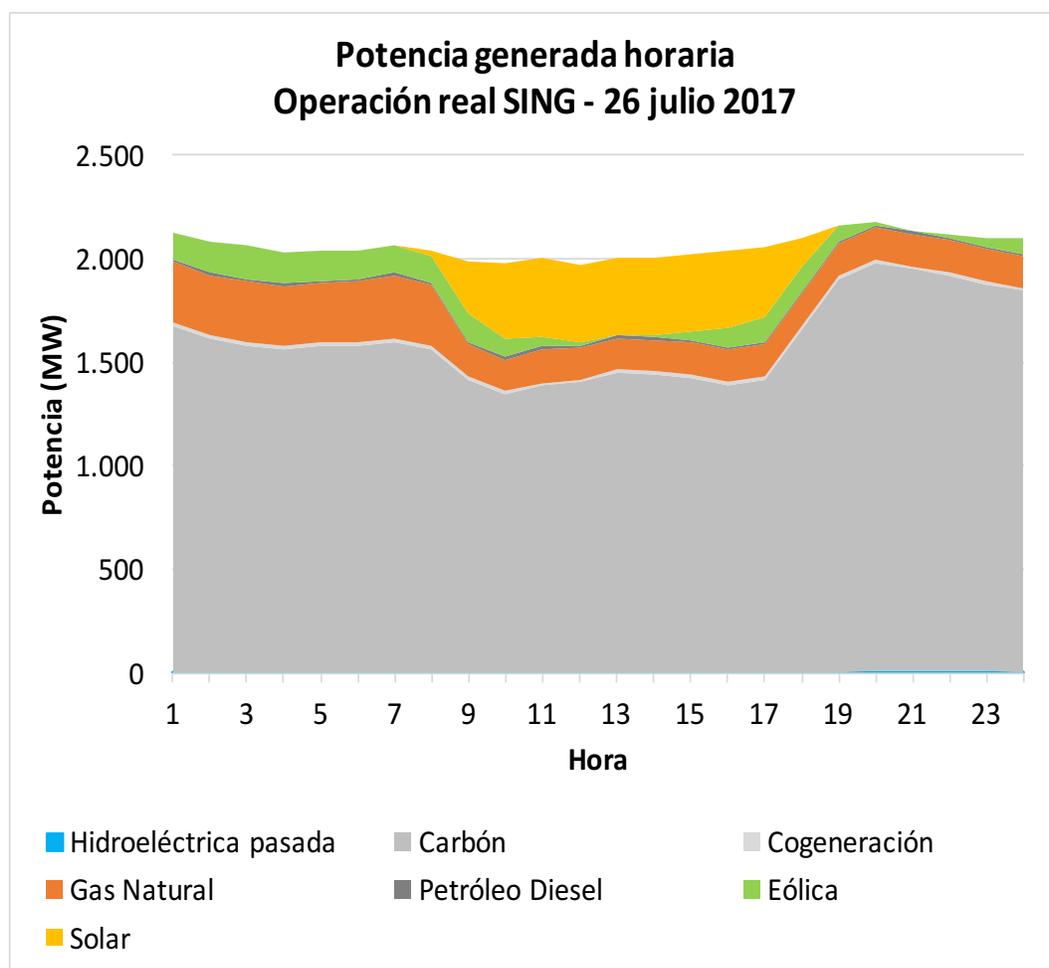


Figura 6-4. Operación real SING para el día de estudio (26 julio 2017). Fuente: elaboración propia con base en (CDEC-SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2016)

La demanda real del SING es bastante constante durante el día, por lo que al descontar la generación ERNC, obteniéndose la demanda que deben enfrentar las

unidades térmicas del sistema (carbón, petróleo y gas natural), se presentan dos grandes rampas al inicio y al final del día, debido principalmente a la entrada y salida de la generación solar. Esto constituye uno de los grandes desafíos que debe enfrentar el operador del sistema para mantener una operación segura y económica del sistema, y la motivación de este trabajo.

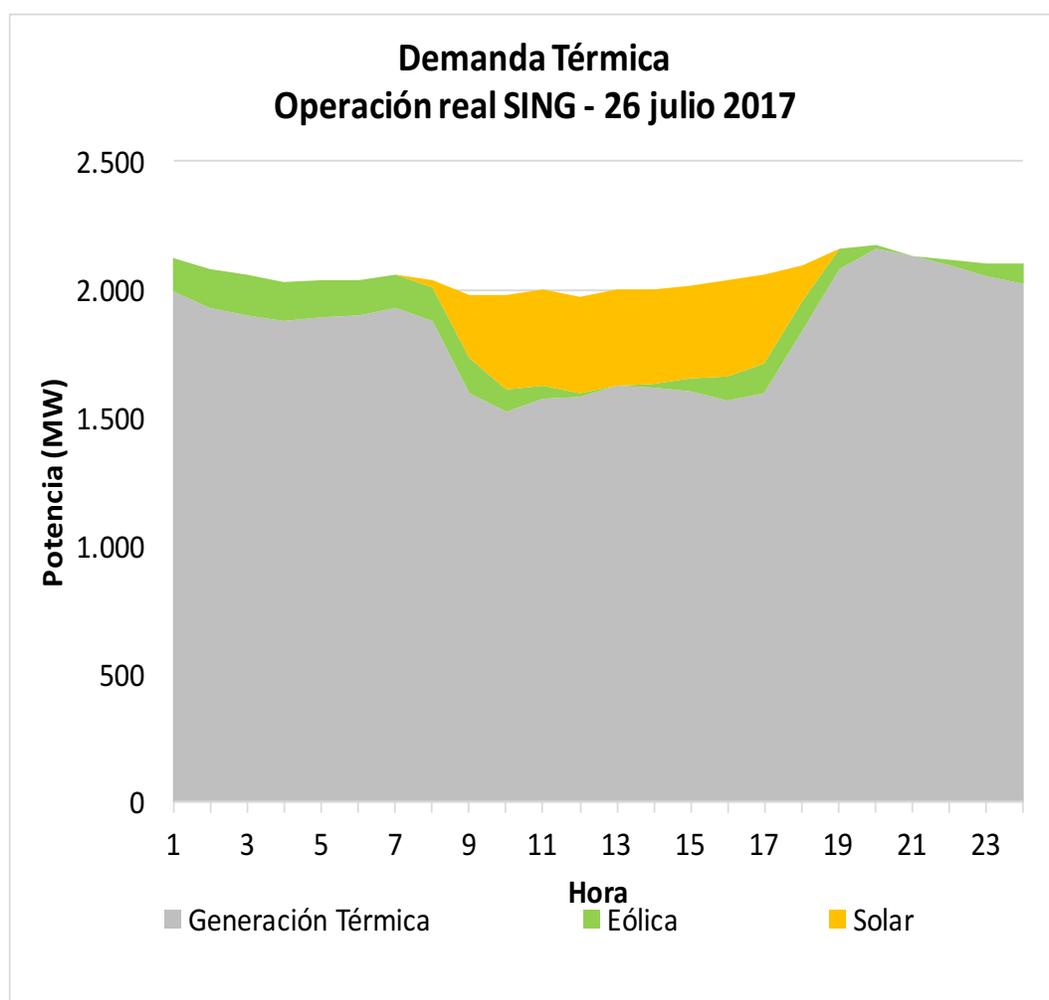


Figura 6-5. Demanda Térmica SING para el día de estudio (26 julio 2017).

Fuente: elaboración propia basado en (CDEC-SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2016).

Para modelar la demanda horaria en cada nodo del SING, se consideró la información de retiros reales a clientes para el día de estudio (1 de enero 2016), publicada por el CDEC-SING y consultada el día 22 de junio de 2016 (CDEC-SING, Retiros de Energía a Clientes, 2016). Estos valores de demanda horaria fueron ponderados para alcanzar los niveles de generación bruta de las unidades generadoras para el día de estudio final (26 de julio 2017), con el objetivo de comparar operación real con los resultados de las simulaciones. En el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), esta ponderación se hizo debido a que no existe información publicada por el operador del sistema sobre la demanda real de julio 2017. Es importante mencionar que al hacer esta aproximación no se afecta mayormente la modelación de la demanda del sistema debido a que esta se mantiene mayormente constante a lo largo del año, ya que suministra principalmente clientes libres mineros.

Para el Sistema Interconectado Central (SIC) se consideró un perfil de generación ERNC (eólica y solar) equivalente a un 9% de la demanda diaria total. La capacidad instalada de unidades solares y eólicas equivale a 2.292 MW totales, distribuidos en 56% solar y 44% eólica. Las unidades consideradas y su capacidad instalada se muestran en la Tabla 6-5, a continuación.

Tabla 6-5. Capacidad instalada eólica y solar SIC.

Central	Tecnología	Nodo de Inyección	Capacidad instalada (MW)
Solar El Romero	Solar	Maitencillo	196,0
Eólica San Juan	Eólica	Punta Colorada	184,8
Solar Luz del Norte	Solar	Carrera Pinto	140,4
Eólica El Arrayán	Eólica	Don Goyo	115,0
Solar Quilapilún	Solar	Quilapilún	111,4
Eólica Los Cururos	Eólica	La Cebada	109,6
Solar Conejo	Solar	Conejo	104,0
Eólica Taltal	Eólica	Eólica Taltal	99,0
Solar Llano de Llampos	Solar	Llano de Llampos	95,6
Solar Carrera Pinto	Solar	Carrera Pinto	90,9
Eólica Talinay	Eólica	Talinay	90,0
Solar Pampa Solar Norte	Solar	Pampa Norte	69,3
Solar PV Salvador	Solar	PV Salvador	68,0
Eólica San Pedro II	Eólica	Dalcahue	65,0
Solar Javiera	Solar	PFV Javiera	65,0
Solar Lalackama	Solar	Lalackama	61,5
Eólica Talinay Poniente	Eólica	Tap Talinay	60,6
Eólica Canela 2	Eólica	Elevadora Canela II	59,4
Eólica Monte Redondo	Eólica	Tap Monte Redondo	47,5
Solar San Andrés	Solar	San Andrés	46,7
Solar Los Loros	Solar	Los Vilos	46,0
Eólica Totoral	Eólica	Totoral 2	45,5
Eólica Punta Palmeras	Eólica	Las Palmas	44,7
Solar Chañares	Solar	Chañares	37,8
Eólica San Pedro	Eólica	Chiloé	36,0
Solar Doña Carmen Solar	Solar	Los Vilos	34,6
Eólica Cuel	Eólica	Los Ángeles	32,6
Solar Diego de Almagro	Solar	Emelda	30,2
Eólica Punta Colorada	Eólica	Punta Colorada	20,0
Eólica Canela 1	Eólica	Elevadora Canela II	18,0
Solar Lalackama 2	Solar	Lalackama	14,2
Eólica Ucuquer 2	Eólica	Quelentaro	10,5
Eólica Lebu	Eólica	Lebu	10,1
Solar Santa Cecilia	Solar	Incahuasi	3,0
Solar SDGx01	Solar	SDGx01	1,1
Total (MW)			2.263,9

Tabla 6-6. Capacidad instalada eólica y solar SIC (ordenadas de norte a sur).

Central	Tecnología	Nodo de Inyección	Capacidad (MW)	Zona
Solar El Romero	Solar	Maitencillo	196,0	ZONA NORTE
Eólica San Juan	Eólica	Punta Colorada	184,8	
Solar Luz del Norte	Solar	Carrera Pinto	140,4	
Eólica El Arrayán	Eólica	Don Goyo	115,0	
Eólica Los Cururos	Eólica	La Cebada	109,6	
Solar Conejo	Solar	Conejo	104,0	
Eólica Taltal	Eólica	Eólica Taltal	99,0	
Solar Llano de Llampos	Solar	Llano de Llampos	95,6	
Solar Carrera Pinto	Solar	Carrera Pinto	90,9	
Eólica Talinay	Eólica	Talinay	90,0	
Solar Pampa Solar Norte	Solar	Pampa Norte	69,3	
Solar PV Salvador	Solar	PV Salvador	68,0	
Solar Javiera	Solar	PFV Javiera	65,0	
Solar Lalackama	Solar	Lalackama	61,5	
Eólica Talinay Poniente	Eólica	Tap Talinay	60,6	
Eólica Canela 2	Eólica	Elevadora Canela II	59,4	
Eólica Monte Redondo	Eólica	Tap Monte Redondo	47,5	
Solar San Andrés	Solar	San Andrés	46,7	
Solar Los Loros	Solar	Los Vilos	46,0	
Eólica Totoral	Eólica	Totoral 2	45,5	
Eólica Punta Palmeras	Eólica	Las Palmas	44,7	
Solar Chañares	Solar	Chañares	37,8	
Solar Doña Carmen Solar	Solar	Los Vilos	34,6	
Solar Diego de Almagro	Solar	Emelda	30,2	
Eólica Punta Colorada	Eólica	Punta Colorada	20,0	
Eólica Canela 1	Eólica	Elevadora Canela II	18,0	
Solar Lalackama 2	Solar	Lalackama	14,2	
Solar Santa Cecilia	Solar	Incahuasi	3,0	
Solar SDGx01	Solar	SDGx01	1,1	
Solar Quilapilún	Solar	Quilapilún	111,4	
Eólica Ucuquer 2	Eólica	Queletaro	10,5	
Eólica Cuel	Eólica	Los Ángeles	32,6	ZONA SUR
Eólica Lebu	Eólica	Lebu	10,1	
Eólica San Pedro II	Eólica	Dalcahue	65,0	
Eólica San Pedro	Eólica	Chiloé	36,0	
Total (MW)			2.263,9	

Los datos de unidades generadoras, topología y restricciones de transmisión fueron extraídos del sitio web de información técnica del CDEC-SIC, siendo consultados el día 30 de mayo de 2016 y revisitados el día 21 de septiembre de 2017 (CDEC-SIC, Información Técnica, Centrales, 2016; CDEC-SIC, Información Técnica, Unidades Generadoras, 2016; CDEC-SIC, Información Técnica, Secciones Tramos, 2016). Además, variables como costos variables de generación, costos y tiempos mínimos de encendido y apagado, además de la disponibilidad de las centrales de generación, fueron extraídos del informe de Programación Semanal correspondiente para el día de estudio (CDEC-SIC, Programación Semanal, 2017). Las capacidades de rampa de las unidades generadoras a carbón fueron consultadas en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, revisado el día 1 de junio de 2017 (CDEC-SIC, Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, 2016). Adicionalmente, se agregó información de transmisión desde el Estudio de Restricciones de Transmisión (CDEC-SIC, Estudio de Restricciones de la Transmisión, 2016) vigente para el día de estudio.

La operación real del SIC para el día de estudio se compone de manera más diversificada que el SING, distribuyéndose principalmente de carbón (28,8%), gas natural (20,4%) e hidroeléctrica de pasada y embalse (35,3%). En la Figura 6-6 se presenta el despacho horario por tecnología de la operación real del SIC.

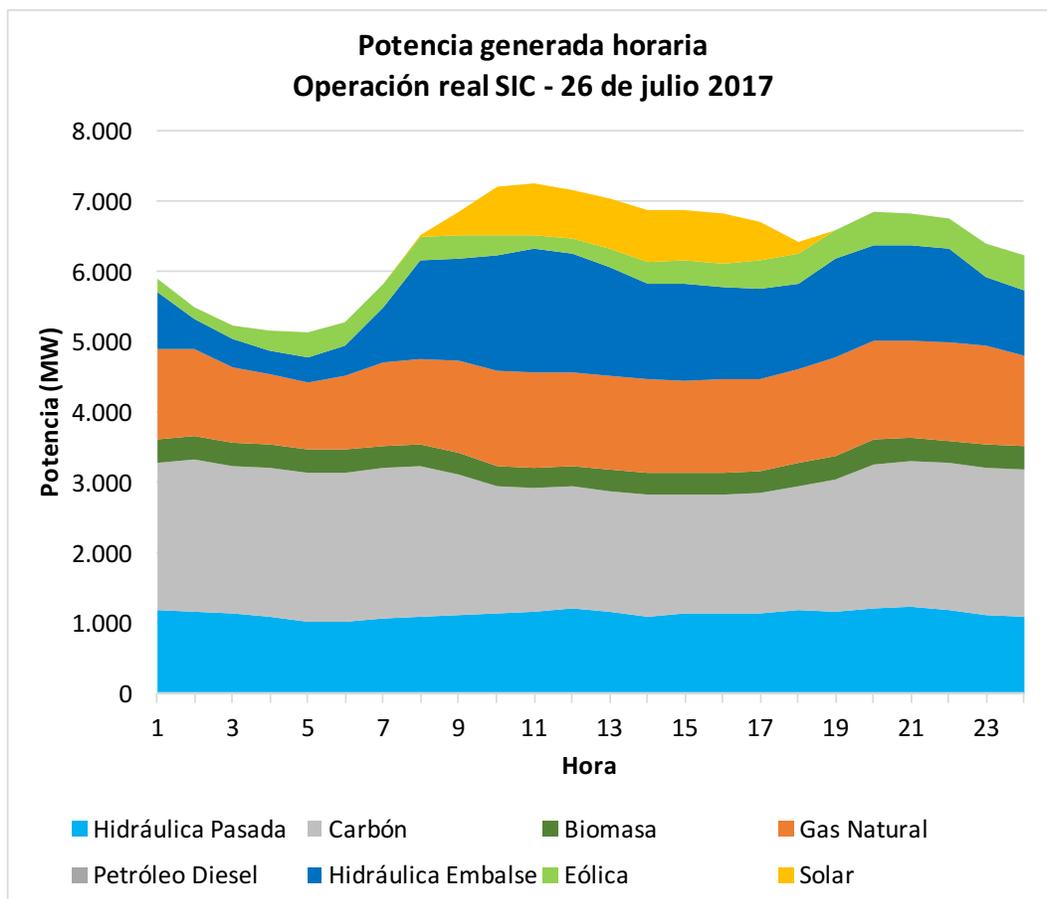


Figura 6-6. Operación real SIC para el día de estudio (26 julio 2017). Fuente:

elaboración propia basado en (CDEC-SIC, Operación Real, 2017)

Para la definición de la demanda horaria en cada nodo del sistema, se consultó la información de Consumos Proyectados (CDE-SIC, Consumos proyectados, 2017), que entrega un valor esperado de consumo horario en MW. Adicionalmente, se consultó el archivo de Instalaciones de Retiros (CDEC-SIC, Instalaciones Retiros / Todas las empresas, 2017), el cual entrega una curva de carga típica para cada retiro de energía de clientes, caracterizándolo para días feriados, lunes, laborales y sábados. Con esta información de comportamiento

horario de los retiros y su consumo esperado, se construyó una curva de demanda horaria para cada nodo del SIC. Finalmente, siguiendo la lógica explicada para el SING, los valores horarios fueron ponderados para alcanzar los niveles de generación total bruta de las unidades generadoras para poder hacer una mejor comparación con la operación real del sistema.

El comportamiento de la demanda hidro-térmica para el SIC es distinta a la del SING debido a que, como se puede ver en la Figura 6-6, este sistema no presenta un comportamiento tan constante a lo largo del día. Esto se produce porque la demanda que suministra el SIC es mayormente domiciliaria, presentando una subida en el inicio del día laboral y un segundo aumento, menos pronunciado, al final del día. De esta manera, la demanda neta que debe enfrentar la capacidad de generación térmica e hidroeléctrica de embalse del SIC posee una rampa de subida al inicio del día, menos pronunciada que la real, y una segunda rampa de subida al final del día debido a la salida de la generación solar (Figura 6-7).

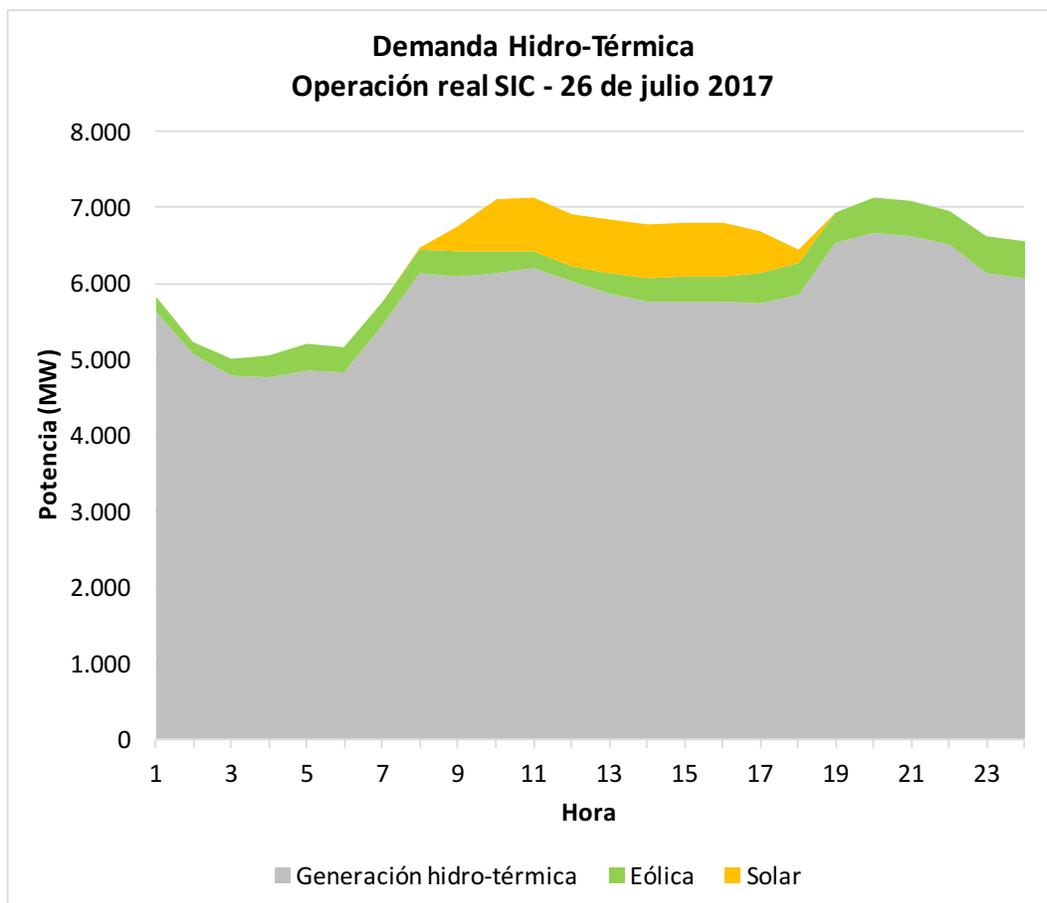


Figura 6-7. Demanda Hidro-Térmica SIC para el día de estudio (26 julio 2017).

Fuente: elaboración propia con base en (CDEC-SIC, Operación Real, 2017)

El perfil ERNC considerado para el análisis determinístico es igual a la generación inyectada real de los sistemas estudiados (SIC y SING) para el día 26 de julio de 2017. Por otra parte, para aplicar el modelo estocástico, se definen diversos escenarios de generación renovable para cada unidad eólica y solar presente en el sistema, asignando una probabilidad de ocurrencia para cada uno de ellos. Estos escenarios corresponden a secuencias posibles de realizaciones horarias de generación renovable diaria, la cual varía dependiendo del

comportamiento y disponibilidad del recurso eólico y solar. Para definir los escenarios a considerar en el análisis estocástico de los Sistemas Interconectados chilenos se aplicaron dos metodologías diferentes para el SING y el SIC, debido a que el primero no presenta niveles de vertimiento ERNC importantes, a diferencia del SIC donde sí se hacen relevantes debido a la congestión que se produce en las líneas de transmisión de la zona norte de este sistema.

6.3.3.1. Estimación de escenarios ERNC para el Sistema Interconectado del Norte Grande

Para el SING, los escenarios de generación renovable se definieron en base a datos horarios de generación real inyectada registrada en el mes de agosto de 2017 para cada unidad eólica y solar. De acuerdo a la información recopilada, se obtuvieron 26 escenarios de generación horaria para cada unidad ERNC. Estos escenarios presentan niveles de generación total diaria entre 4.810 MWh (9,74% de la demanda del SING) y 6.380 MWh (12,92% de la demanda del SING), presentando una variación total de generación diaria de 1.570 MWh. Esta variabilidad se presenta en la siguiente figura, donde se muestra el comportamiento de los 26 escenarios obtenidos y las variaciones horarias que se observan entre ellos. Existe una gran componente solar en los escenarios analizados, debido al gran aumento de generación que se produce durante las horas de día en todos los escenarios mostrados.

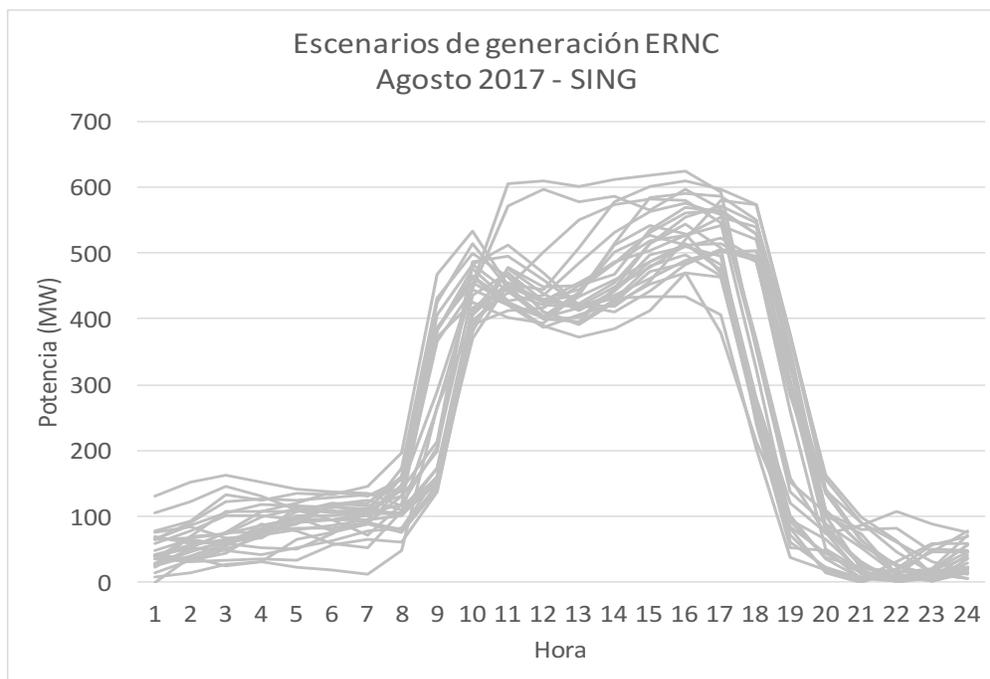


Figura 6-8. Comportamiento de la generación ERNC agosto 2017, SING. Fuente: (SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2017).

Los perfiles anteriores poseen una gran componente solar y una eólica. A continuación se presenta la variabilidad observada en la generación solar y eólica por separado. Cabe destacar que en la generación solar se observan dos curvas predominantes, lo que se debe a que el día 13 de agosto de 2017 a las 00:00 hrs. se produjo un cambio de hora en Chile que trasladó la curva característica solar una hora más tarde. Este cambio fue considerado al analizar los perfiles eólicos para definir los escenarios de generación renovable evaluados en el modelo estocástico del SING.

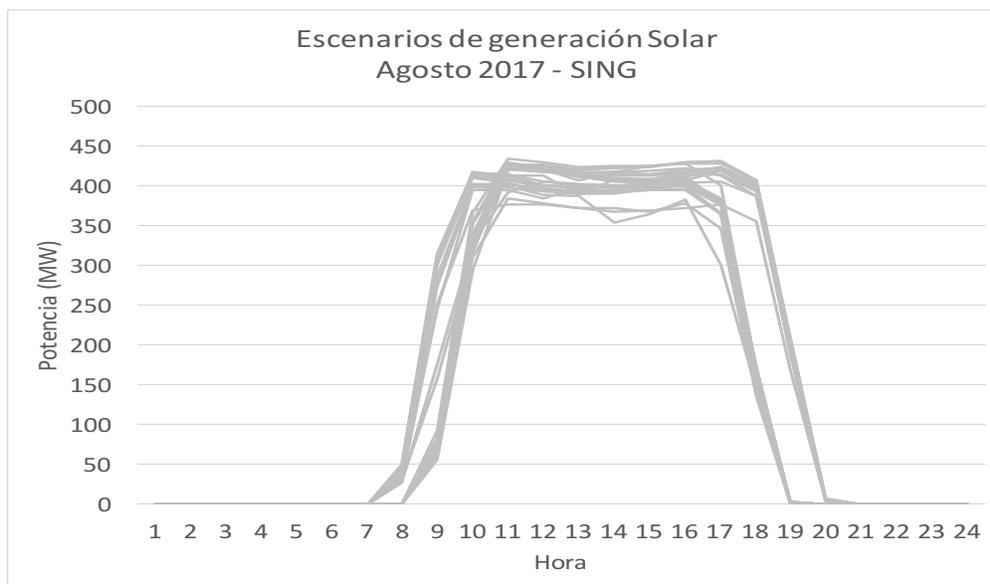


Figura 6-9. Comportamiento de la generación Solar agosto 2017, SING. Fuente: (SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2017).

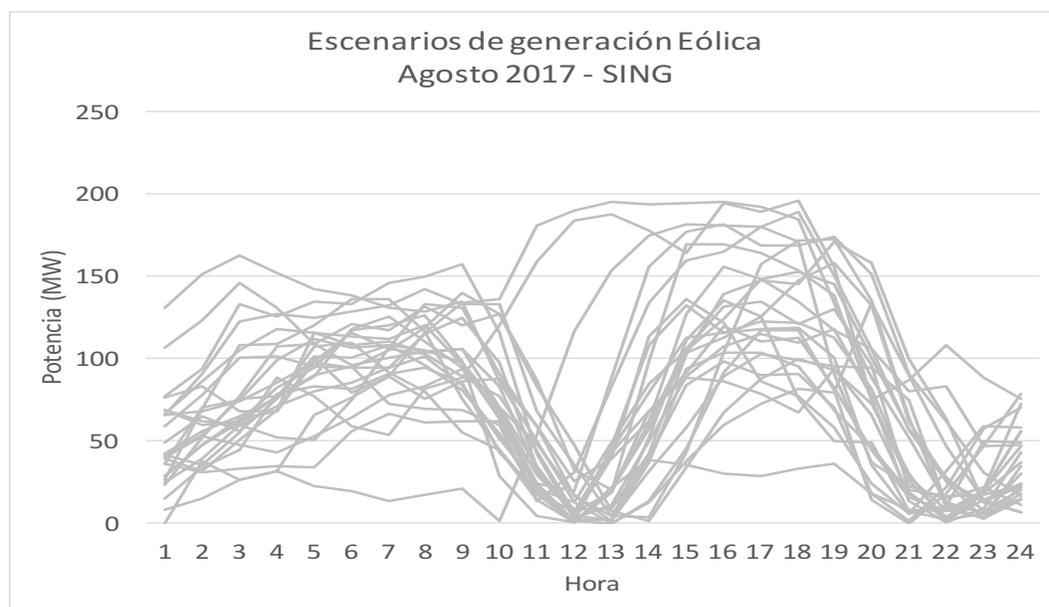


Figura 6-10. Comportamiento de la generación Eólica agosto 2017, SING. Fuente: (SING, Detalle Horario de Generación de Energía – Por Día, 2017).

Considerando la complejidad del modelo estocástico y los esfuerzos computacionales que este supone, se redujeron los 26 escenarios generados inicialmente a 10 escenarios finales, mediante la agrupación de realizaciones con niveles similares de generación total diaria. Esta clasificación se hizo definiendo tramos de variación más pequeños de generación diaria, dividiendo la variación total observada (1.570 MWh) en 10 tramos crecientes. De acuerdo a esta agrupación, se definió la probabilidad de cada uno de los escenarios finales como la cantidad de realizaciones ERNC asignadas al tramo correspondiente dividido por la cantidad total de escenarios iniciales considerados (26). En la siguiente tabla se presentan los 10 escenarios finales de generación ERNC y los mínimos y máximos de los tramos considerados para su clasificación.

Tabla 6-7. Escenarios finales de generación ERNC SING.

Escenario	Generación eólica diaria (MWh)	Generación solar diaria (MWh)	Criterio de selección Generación ERNC total diaria (MWh)		Escenarios agrupados	Probabilidad
			Mínimo	Máximo		
1	1.108	3.702	4.810	4.967	1	3,8%
2	1.436	3.609	4.967	5.124	1	3,8%
3	1.585	3.566	5.124	5.281	3	11,5%
4	2.043	3.374	5.281	5.438	4	15,4%
5	1.504	3.999	5.438	5.596	6	23,1%
6	1.751	3.939	5.596	5.753	4	15,4%
7	1.952	3.923	5.753	5.910	2	7,7%
8	2.170	3.764	5.910	6.067	1	3,8%
9	2.209	3.983	6.067	6.224	2	7,7%
10	2.782	3.599	6.224	6.381	2	7,7%
Totales			4.810	6.381	26	100%

El escenario 4 se encuentra destacado debido a que representa al perfil ERNC considerado en el análisis determinístico, correspondiente al día 26 de julio de 2017. En la siguiente figura, se presentan los escenarios finales considerados en el modelo estocástico del SING, mostrando su componente eólica, solar y el porcentaje de la demanda que representa cada escenario considerando la energía total inyectada en cada uno. El objetivo es entender mejor los niveles de penetración que se analizarán y a los que tendrá que responder este modelo, explicitando el mayor desafío que enfrenta el modelo estocástico respecto del determinístico, que sólo resuelve uno de los escenarios presentados en la siguiente figura (día de estudio).

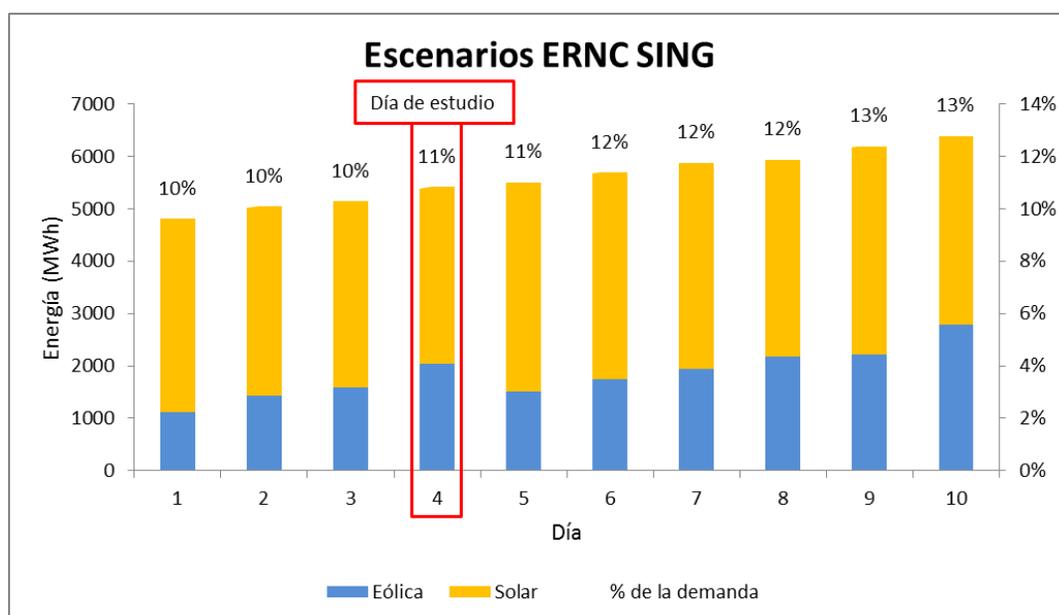


Figura 6-11. Escenarios finales de generación renovable SING. Fuente: Elaboración propia.

La componente solar es muy importante en todos los escenarios considerados para el SING, produciendo el perfil agregado de generación ERNC mostrado anteriormente, donde se observa un gran aumento de la producción de energía durante las horas de luz natural, es decir, entre las 10 y las 18 horas.

Adicionalmente, en la siguiente tabla se muestran los factores de planta mínimos y máximos de cada escenario tanto para las plantas eólicas como solares consideradas en este estudio, con el objetivo de mostrar la variabilidad considerada en los escenarios definidos para el análisis estocástico.

Tabla 6-8. Factores de planta de las centrales ERNC SING para los escenarios estocásticos de generación.

Factores de planta (%) por escenario de unidades ERNC SING											
Planta	Capacidad (MW)	Escenarios									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Eólica Sierra Gorda Este	112,0	30,1	36,7	33,9	48,9	43,8	40,6	45,0	50,1	54,1	55,6
Valle de Los Vientos	90,0	13,8	20,9	31,2	33,7	27,3	30,5	34,3	38,1	34,9	59,6
FV Bolero	146,6	25,5	24,0	23,8	21,5	25,5	27,1	26,8	25,3	27,5	24,4
Solar Finis Terrae	138,0	30,6	30,4	30,8	28,7	31,8	32,8	33,3	31,9	33,4	28,2
María Elena FV	68,0	28,4	28,2	28,5	26,8	29,5	30,9	31,1	29,8	31,1	27,5
Uribe Solar	52,8	31,1	30,4	27,1	28,6	29,6	32,6	31,3	30,6	33,2	29,6
Solar Jama 1	30,2	33,8	33,0	32,8	31,3	34,5	36,4	36,0	34,7	36,0	36,9
La Huayca II	25,1	29,9	29,3	28,1	28,1	29,3	30,5	30,2	29,3	30,1	30,2
Solar Jama 2	22,4	31,5	30,7	30,6	29,2	32,2	34,0	33,6	32,3	33,6	34,2
Andes Solar	21,8	30,6	29,8	29,6	28,7	30,9	31,4	31,4	31,6	31,9	31,7
PAS3	16,0	30,7	30,0	30,3	28,4	30,7	31,9	32,1	30,7	33,2	31,1
PAS2	7,5	30,8	30,2	30,3	28,7	30,6	32,1	32,3	30,8	33,2	31,0
Solar El Águila I	2,0	9,9	9,6	9,3	4,2	9,7	10,0	10,3	8,9	10,7	9,7
Totales	732,5	27,4	28,7	29,3	30,8	31,4	32,4	33,4	33,8	35,2	36,3

6.3.3.2. Estimación de escenarios ERNC para el Sistema Interconectado Central

Para el Sistema Interconectado Central (SIC) no se puede seguir el procedimiento anterior, debido a la ocurrencia de vertimiento de energía eólica y solar en la zona norte. Este vertimiento influye en los perfiles obtenidos, ya que los datos reales de inyección de energía ERNC incorporan montos exógenos de vertimiento provocados por restricciones de transmisión presentes en el sistema. Debido a lo anterior, y con el objetivo de corregir el vertimiento mencionado, se realiza una estimación del recurso eólico y solar en base a datos históricos y reales.

Para capturar la generación eólica y solar sin vertimiento se debe destacar inicialmente que la congestión del sistema de transmisión se produce en la zona norte del SIC, específicamente desde el nodo Diego de Almagro hasta Las Palmas. Esta congestión se refleja en los valores reales de los costos marginales del sistema ya que disminuyen considerablemente, llegando incluso a cero, en las horas de mayor generación ERNC que corresponden a las horas de luz de día. En la siguiente figura se puede ver el efecto provocado en los costos marginales por la gran concentración de energías renovables en la zona norte del Sistema Interconectado Central (SIC).

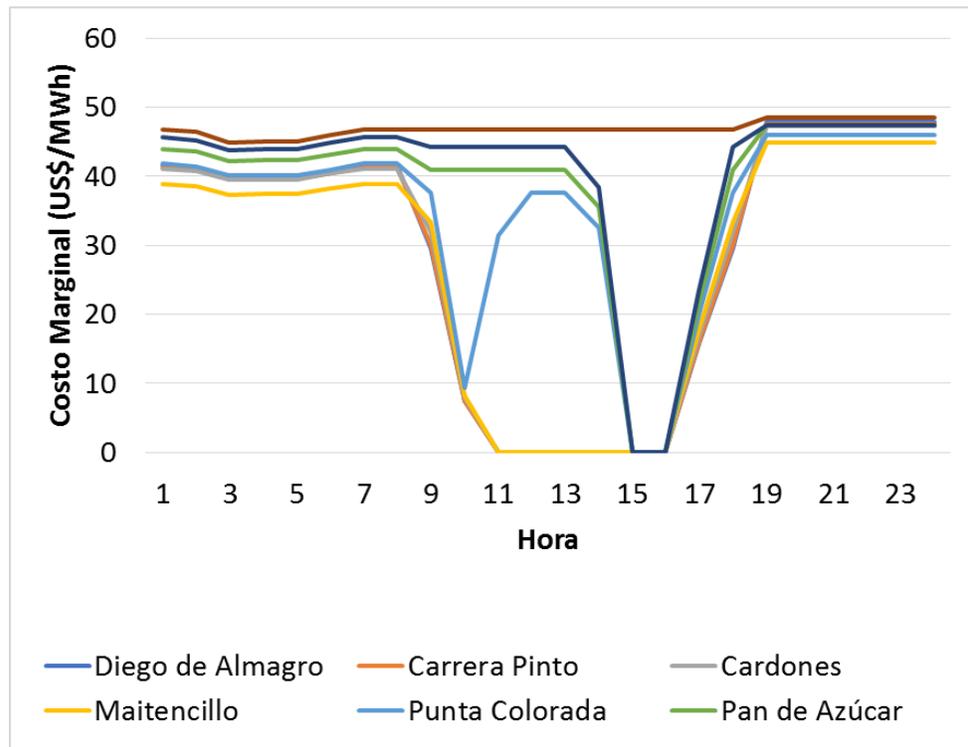


Figura 6-12. Costos marginales reales para el día de estudio (26 de julio 2017).
Fuente: (2017, SIC, Costos Marginales).

En los siguientes apartados se explica el procedimiento específico que se utilizó para corregir el vertimiento eólico y solar en los escenarios generados para la evaluación del modelo estocástico del *Unit Commitment* en el SIC.

6.3.3.2.1. Generación de escenarios eólicos – SIC

Considerando la zona de congestión mencionada anteriormente, se identificaron los nodos que concentran la mayor cantidad de generación eólica dentro de esta zona, obteniéndose la siguiente distribución geográfica de los parques.

Tabla 6-9. Parques eólicos zona norte - SIC

Nodo	Central	Capacidad (MW)
Diego de Almagro	Taltal	99
Punta Colorada	San Juan	185
Pan de Azúcar	El Arrayán	115
	Los Cururos	110
	Total	225
Las Palmas	Talinay	90
	Talinay Poniente	61
	Canela I	18
	Canela II	59
	Monte Redondo	48
	Totalal	46
	Punta Palmeras	45
	Punta Colorada	20
	Total	387
Total capacidad instalada zona norte (MW)		896

Considerando la ubicación geográfica (latitud y longitud) de la central más grande conectada a cada nodo como representativa del recurso eólico, se definieron 4 series de tiempo históricas de realizaciones eólicas horarias para el mes de agosto desde 1980 hasta 2013, utilizando la opción de proyección de largo plazo del explorador eólico del Ministerio de Energía de Chile, el cual utiliza el modelo numérico WRF-ARW (*Weather Research and Forecasting: Advanced Research WRF*). Analizando el rango de la variabilidad de los datos de generación, se definieron 10 tramos de generación total diaria, siguiendo el mismo procedimiento explicado anteriormente utilizado en el SING. Considerando los tramos de generación

definidos, se asignó cada realización eólica a uno de ellos, obteniendo así 10 clases de perfiles eólicos crecientes en cuanto a su generación total diaria. Posteriormente, observando las variables estadísticas de cada tramo, como su promedio y varianza, se seleccionó una realización diaria representativa de cada clase para cada central conectada en cada nodo, procurando que la realización seleccionada mantenga las características de promedio y varianza diaria cercanas a los valores globales de cada clase. En el caso de que exista más de un generador conectado a un nodo, se seleccionaron tanto días como generadores hubiesen conectados en cada nodo, extendiendo el criterio de selección de media y varianza explicado anteriormente. En la Figura 6-13 se muestra la metodología aplicada para obtener las clases y perfiles utilizados para determinar los escenarios de generación eólica sin vertimiento.

Con el objetivo de capturar la correlación espacial y temporal que existe entre los parques eólicos de la zona norte del SIC, se seleccionó un día específico para cada escenario estocástico. Como se observa en la Tabla 6-9, la capacidad instalada en el nodo Las Palmas es mucho mayor que en los otros nodos, por lo tanto, se seleccionaron los días para los escenarios finales de acuerdo a la serie de tiempo correspondiente a este nodo, siguiendo el criterio de selección de similitud de promedio y varianza. Con los días seleccionados para el nodo más importante, se definieron los escenarios horarios del resto de los generadores de la zona norte, de acuerdo al valor observado en la serie de tiempo para dichos días.

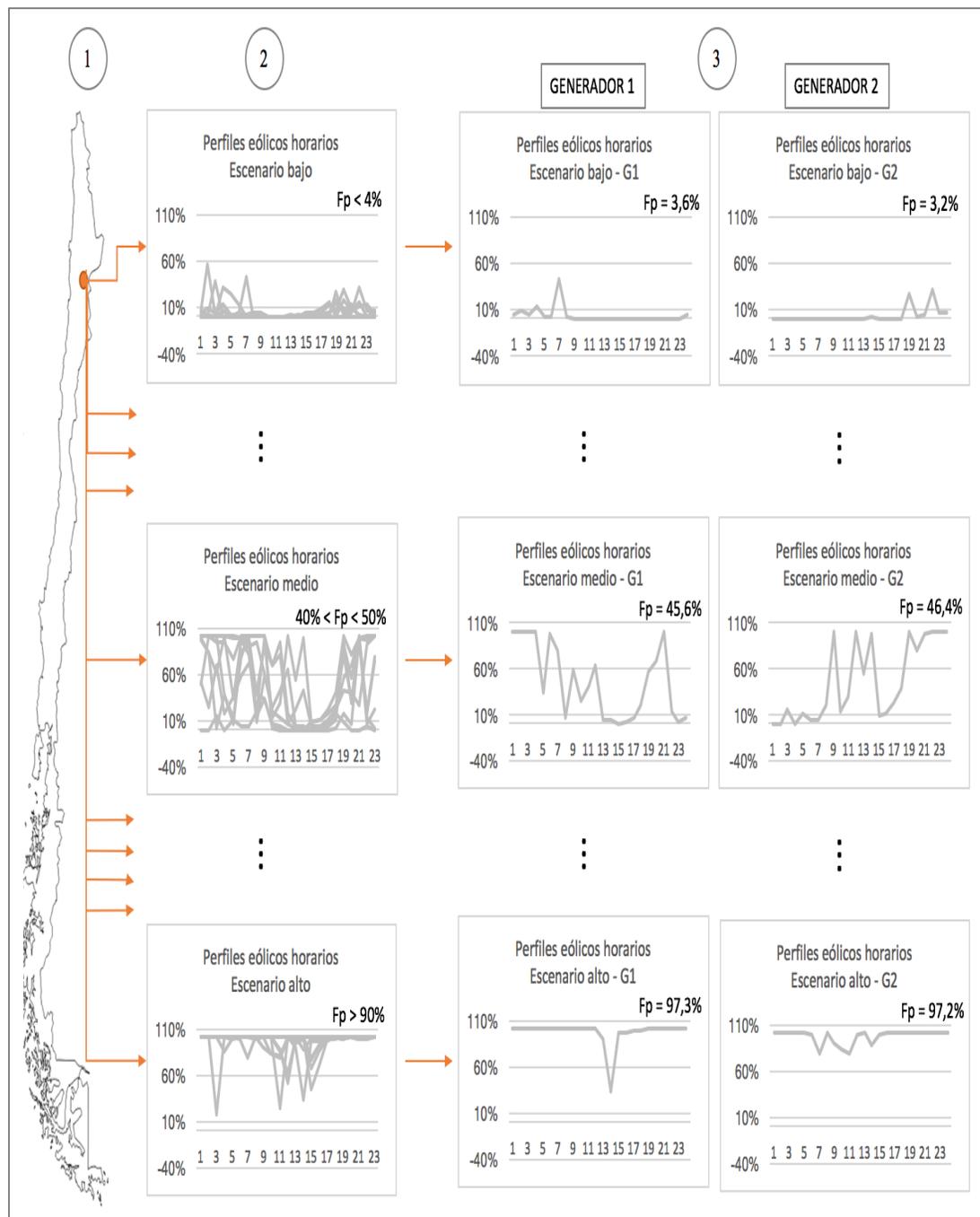


Figura 6-13. Metodología de generación de escenarios eólicos SIC – zona norte.

Fuente: Elaboración propia basado en (2017, Explorador Eólico, Ministerio de Energía, Chile).

Para los parques eólicos ubicados más al sur y que no se encuentran sujetos a vertimiento, se aplicaron los principios de la metodología MCP (*Measure-Correlate-Predict*), con el objetivo de combinar la información extraída del comportamiento histórico de los parques y los valores reales de generación diaria para agosto de 2017. Para esto, se consideró la serie de tiempo obtenida del Explorador Eólico para la ubicación geográfica del parque más grande dentro de la zona sur, correspondiente al Parque Eólico San Pedro II (65 MW instalados), extrayendo el comportamiento horario en los días seleccionados para los parques con vertimiento (zona norte).

Tabla 6-10. Parques eólicos zona centro sur - SIC

Nodo	Central	Capacidad (MW)
Quelentaro	Eólica Ucuquer 2	10,5
Los Ángeles	Eólica Cuel	32,6
Lebu	Eólica Lebu	10,1
Dalcahue	Eólica San Pedro II	65,0
Chiloé	Eólica San Pedro	36,0
Capacidad instalada total (MW)		154,2

Luego, se comparó este comportamiento con los datos observados de corto plazo (agosto 2017), ampliando la varianza de los datos reales para ajustarla al comportamiento de las proyecciones de largo plazo obtenidas por el modelo WRF. Considerando el perfil ajustado anterior, se seleccionaron los 10 días que fuesen más parecidos a los 10 días observados en la serie histórica, en cuanto a promedio y varianza. Estos 10 días seleccionados

basado en la ubicación del Parque Eólico San Pedro II fueron replicados para el resto de las centrales eólicas ubicadas en la zona centro sur del SIC.

Finalmente, se define la probabilidad de cada escenario generado de acuerdo a la estadística extraída para el nodo Las Palmas, que concentra la mayor capacidad eólica instalada. Utilizando esta información, se define la probabilidad de cada escenario como la razón entre la cantidad de realizaciones de largo plazo asignadas a la clase correspondiente de generación total diaria y la cantidad total de realizaciones consideradas en el estudio (1.054).

6.3.3.3.2. Generación de escenarios solares - SIC

Las centrales solares del Sistema Interconectado Central (SIC) se concentran en su mayoría en la zona de congestión de la transmisión mostrada anteriormente, por lo que nuevamente se debe hacer una estimación del recurso solar para corregir el vertimiento provocado por las limitaciones de la capacidad de transmisión en esta zona. De esta manera, para definir los escenarios de generación solar se observaron las series reales de generación horaria para todas las centrales solares del SIC durante el mes de agosto de 2017. Se elige este mes debido a que existen centrales que comenzaron su operación durante julio del presente año, por lo tanto, para el mes de agosto se cuenta con una mayor cantidad de datos para analizar la variabilidad de la operación de la generación solar en el SIC.

Posteriormente, analizando los datos reales con el objetivo de corregir el vertimiento observado, se identificó la curva envolvente superior de las

realizaciones de cada planta solar, la cual corrige además el efecto del cambio de hora ocurrido en agosto que perturba los datos reales. Adicionalmente, se corrigieron en este proceso las disminuciones de la generación inyectada en las horas de mayor disponibilidad del recurso solar. Esta curva envolvente se considera como el valor esperado de las realizaciones solares debido a que se presenta una alta disponibilidad del recurso en el mes de agosto en el área geográfica estudiada (2017, Explorador solar, Ministerio de Energía, Chile). Finalmente, para generar los escenarios a evaluar con el modelo estocástico del *Unit Commitment* en el SIC, se consideró una curva mínima equivalente a 92% de la curva envolvente y una curva máxima equivalente a 102% del valor esperado de la generación solar para cada planta. Esta variabilidad aplicada a la curva envolvente se basa en la variación de la radiación entre julio y agosto de cada año, que equivale aproximadamente a 8% para la zona norte del SIC (Explorador Solar, Ministerio de Energía, Chile, 2017). Al aplicar este rango de variabilidad al perfil esperado de generación solar para cada planta, se obtienen 10 realizaciones solares horarias para cada central presente en el SIC.

En la siguiente figura se esquematiza la variabilidad observada en la generación solar inyectada real y se destaca la curva envolvente obtenida del proceso explicado anteriormente y la curva mínima considerada para la determinación de los escenarios de generación solar del SIC.

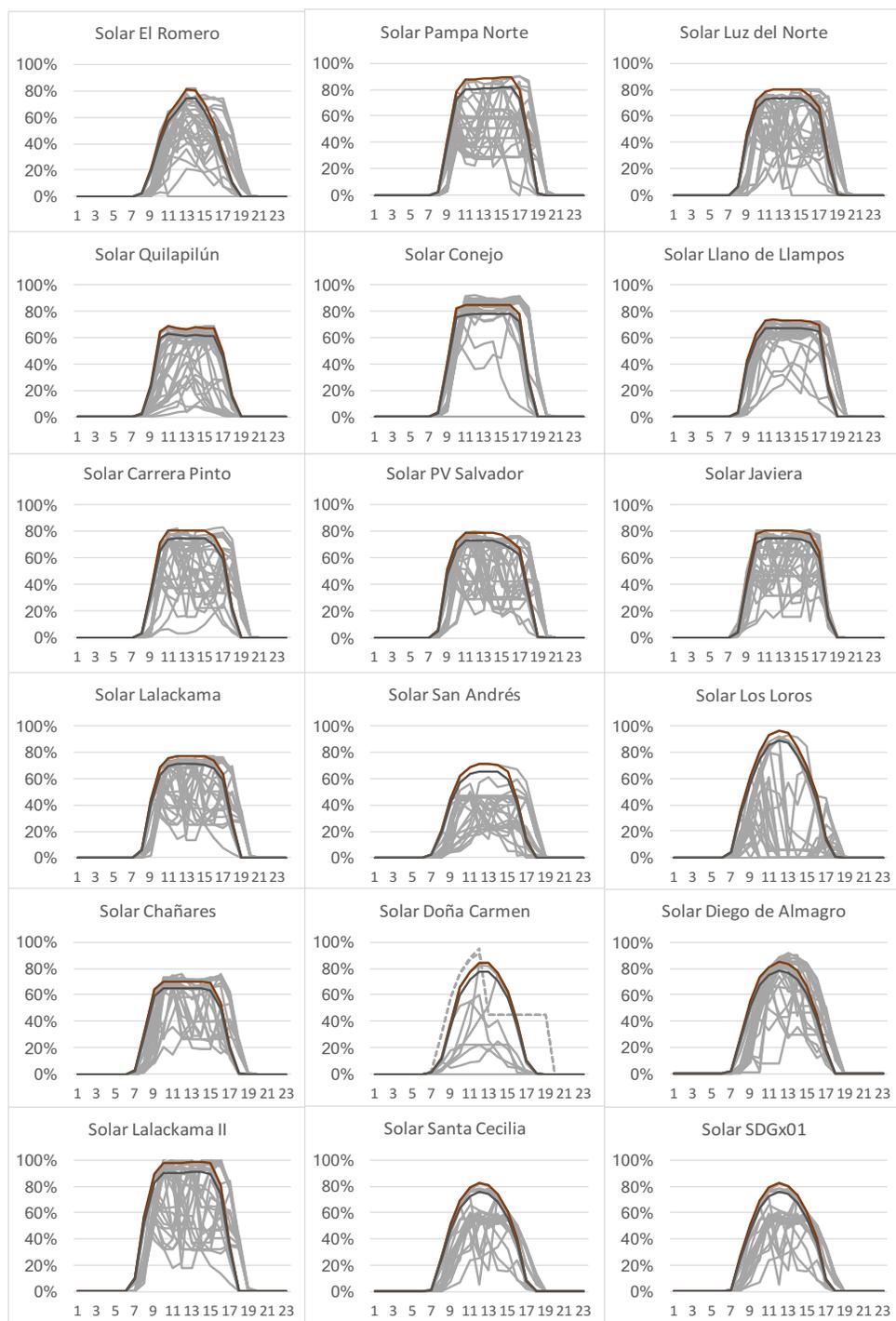


Figura 6-14. Perfiles solares de centrales SIC, variabilidad y perfiles característicos. Fuente: elaboración propia con base en (2017, CDEC-SIC, Operación Real).

Finalmente, para combinar los 10 escenarios generados para las centrales eólicas con los 10 escenarios obtenidos para cada planta solar, se realizó una asignación aleatoria insesgada de un escenario solar para cada escenario eólico, manteniendo así la probabilidad calculada estadísticamente de los escenarios eólicos como probabilidad global de los escenarios finales. Lo anterior se realiza pues la variabilidad eólica domina ampliamente a la solar, por lo que la selección de escenarios debe cautelar por sobre todo la representación del amplio espectro de producción eólica. Por el contrario, la variabilidad solar es comparativamente tan pequeña que casi no afecta los resultados.

A continuación se presentan los escenarios considerados para el SIC, incorporando el porcentaje que representa cada uno de la demanda, de manera de demostrar el desafío que se debe enfrentar para balancear el suministro energético con la demanda.

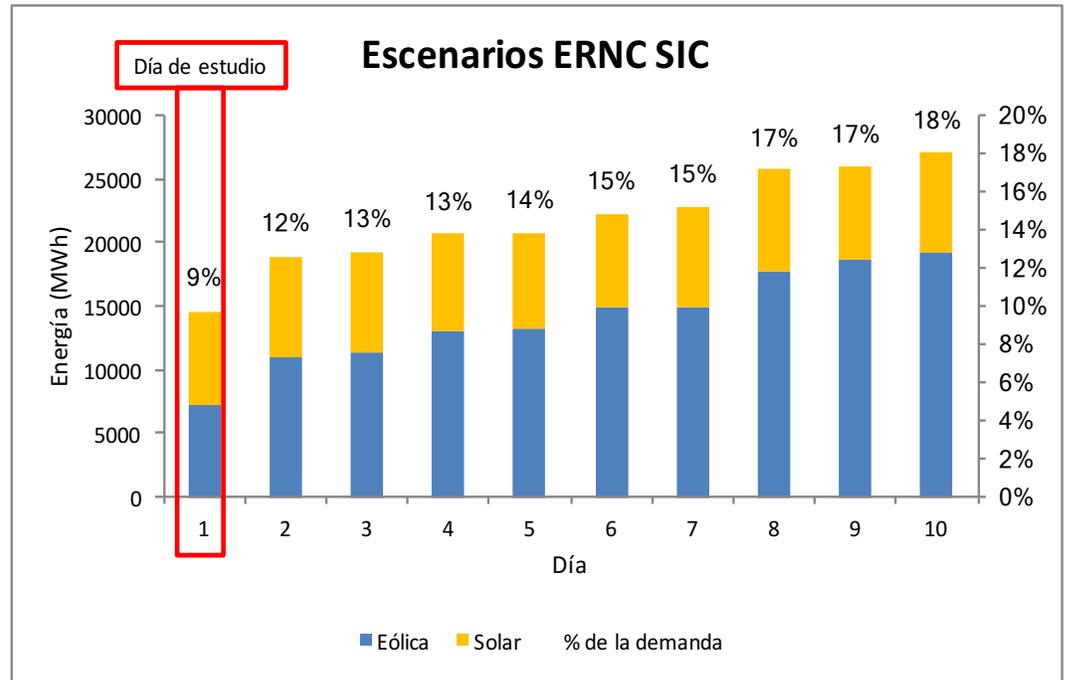


Figura 6-15. Escenarios finales de generación renovable SIC. Fuente:

Elaboración propia.

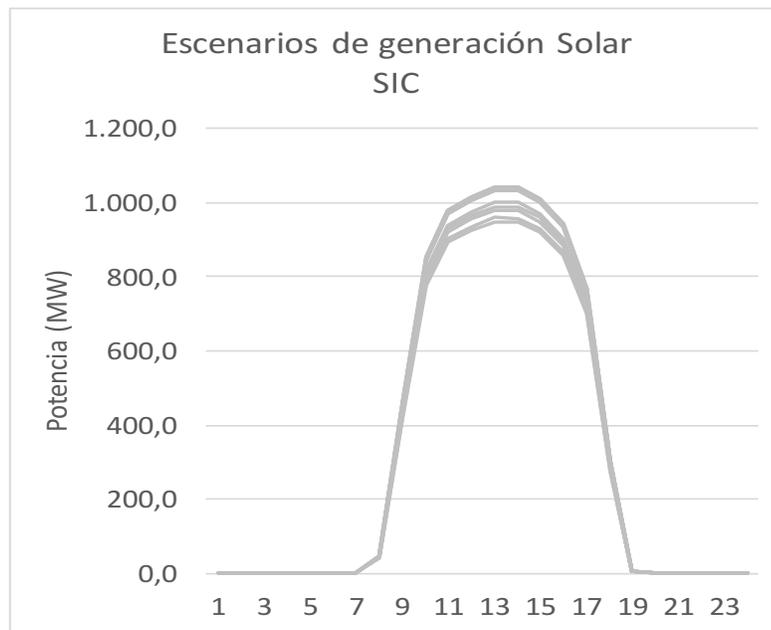


Figura 6-16. Variabilidad solar considerada en escenarios finales de generación renovable SIC. Fuente: Elaboración propia.

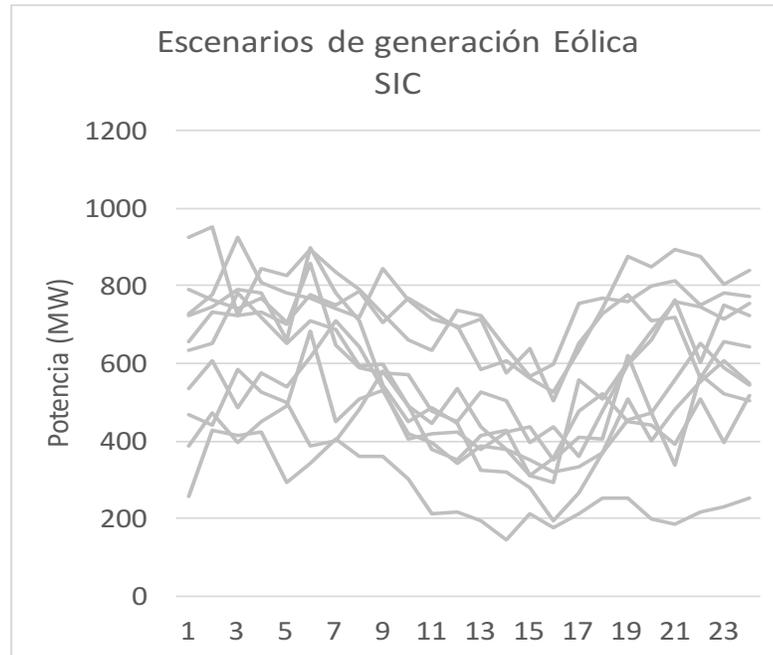


Figura 6-17. Variabilidad eólica considerada en escenarios finales de generación renovable SIC. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, para evaluar la interconexión se combinaron los escenarios generados para el SING y el SIC de acuerdo a sus probabilidades, definiendo las probabilidades consideradas para los perfiles eólicos como probabilidades finales, debido a que se calcularon de manera estadística. En las siguientes figuras se presentan, al igual que en los sistemas anteriores, los escenarios considerados para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mostrando sus características de generación total diaria y la variabilidad considerada en la generación solar y eólica.

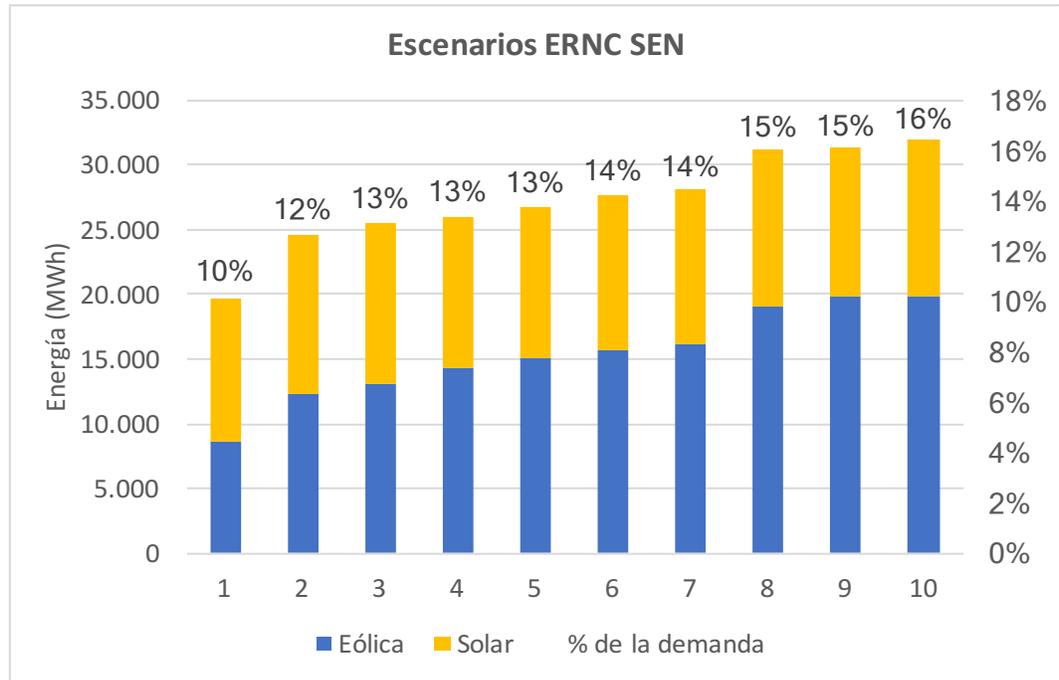


Figura 6-18. Escenarios finales de generación renovable SEN. Fuente:

Elaboración propia.

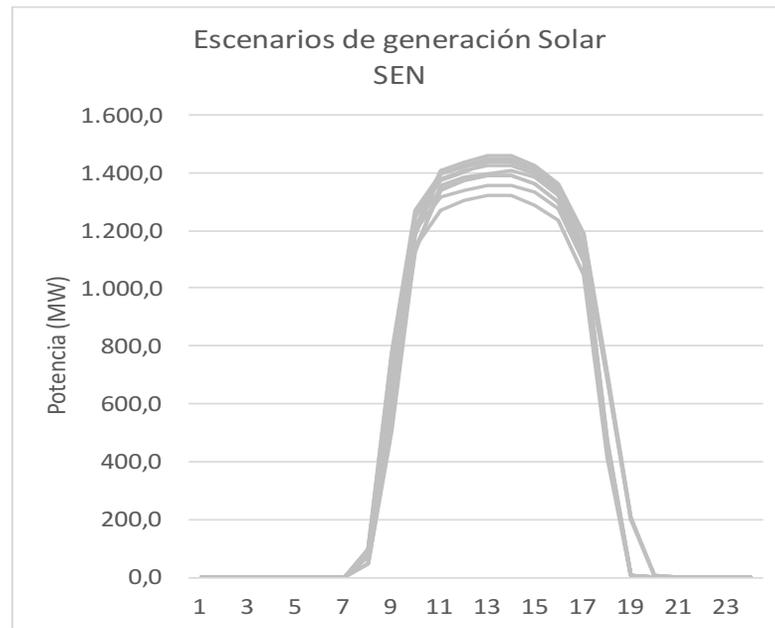


Figura 6-19. Variabilidad solar considerada en escenarios finales de generación renovable SEN. Fuente: Elaboración propia.

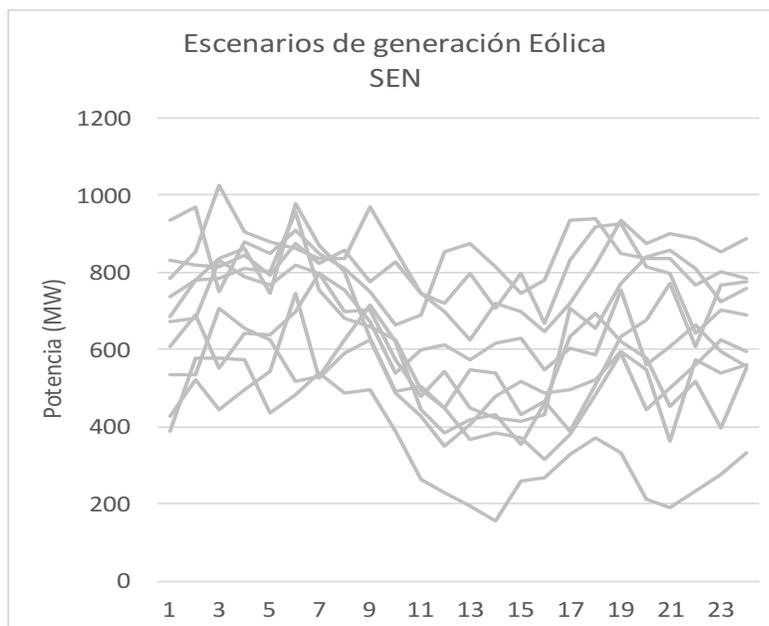


Figura 6-20. Variabilidad eólica considerada en escenarios finales de generación renovable SEN. Fuente: Elaboración propia.

El detalle de los valores considerados para las variables de entrada de los modelos determinístico y estocástico realizados se encuentra en el Anexo A.

6.4. Resultados obtenidos

El objetivo de comparar distintas metodologías de solución del *Unit Commitment* (UC), en este caso determinístico y estocástico, es poder encontrar la alternativa más conveniente para cada sistema chileno (SING y SIC), y finalmente para la interconexión. Esta comparación se hace en base al tiempo de resolución de cada metodología, con el objetivo de medir su eficiencia computacional y complejidad de programación, y además se analizan variables operacionales como costos operacionales esperados, composición de la matriz de generación y costos variables

agregados, Energía No Suministrada (ENS) y vertimiento (*curtailment*) de energías renovables.

Los resultados obtenidos de la aplicación con los modelos mencionados anteriormente se presentan a continuación. El apartado de resultados obtenidos se estructura según sistema evaluado en cada simulación, comenzando por los resultados del modelo determinístico y concluyendo con los resultados más importantes y comparación realizada del modelo anterior con el modelo estocástico.

Para los sistemas interconectados chilenos (SING, SIC e Interconexión SEN) se evaluaron 3 casos de generación renovable: real y equivalentes al 15% y 25% de la demanda real para el día de estudio (26 de julio 2017). Considerando los niveles de penetración ERNC evaluados, la capacidad de generación hidro-térmica convencional (hidroeléctricas de embalse y pasada, carbón, gas natural y diésel) debe enfrentar las demandas netas (demanda real – perfil ERNC) que se presentan a continuación.

Para el SING, se producen rampas importantes que se deben compensar con la capacidad térmica de generación, tanto en las horas de entrada (amanecer) como de salida (atardecer) de la generación solar, las cuales aumentan considerablemente su amplitud en el escenario de mayor penetración ERNC. Para lograr esta compensación se deben considerar tanto las restricciones operacionales de las centrales generadoras (capacidades de rampa de subida y bajada, mínimos técnicos, tiempos de encendido y apagado) como las restricciones de transmisión del sistema.

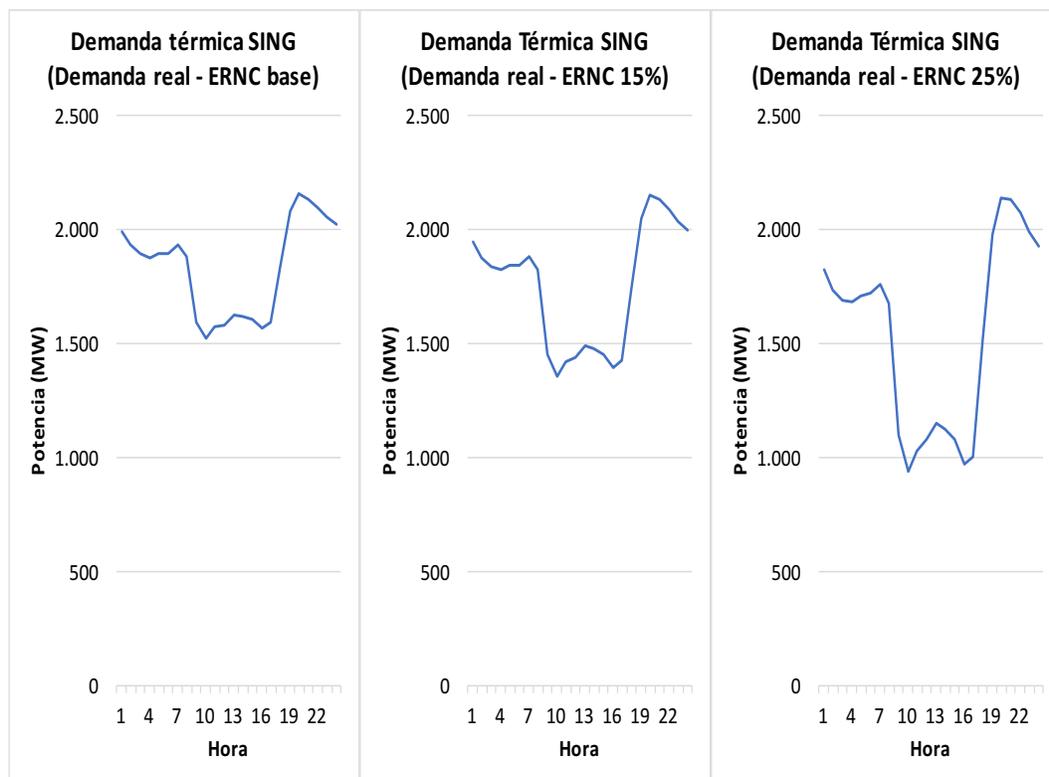


Figura 6-21. Demandas netas para la capacidad térmica de generación – SING.

Fuente: Elaboración propia basado en (2017, Generación real de energía, SING).

Para el Sistema Interconectado Central (SIC), por su parte, el efecto de las rampas de entrada y salida de la generación solar es distinto debido a que cambia la forma de la demanda real, a diferencia del SING que presenta una forma más plana, y debido a la mayor presencia de generación eólica que introduce variabilidad durante todo el día. Este efecto se presenta en la siguiente figura donde se muestra la demanda neta (demanda real – perfil ERNC) que debe enfrentar la capacidad térmica de generación en el SIC para los 3 casos de penetración ERNC estudiados.

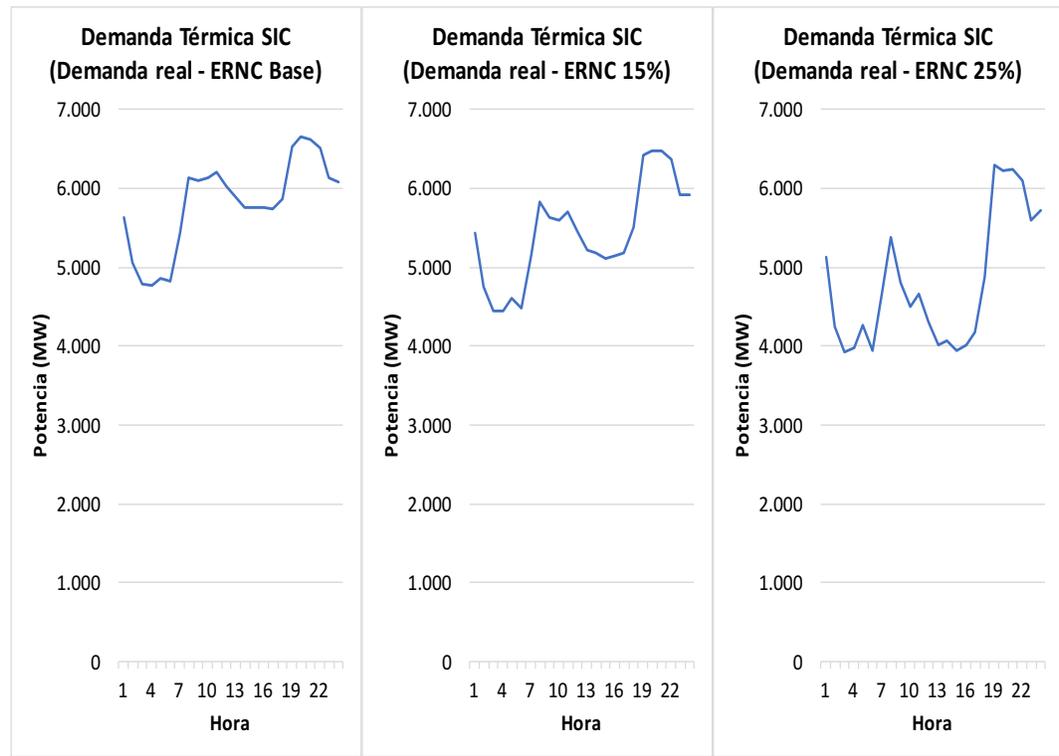


Figura 6-22. Demandas netas para la capacidad térmica de generación – SIC.

Fuente: Elaboración propia con base en (2017, Operación Real, SIC).

La generación ERNC del SIC produce una gran rampa en la demanda neta cuando existe mayor penetración ERNC y de manera más importante en las horas de atardecer. Esto se debe a que, en las horas de entrada de la generación solar, la demanda real también tiene una subida, por lo que este tipo de generación contribuye a disminuir la amplitud de este aumento. Adicionalmente, se presenta una mayor variabilidad en la demanda durante todo el día, debido a la mayor presencia de generación eólica.

Finalmente, para la operación de los sistemas operando interconectados, denominado SEN (Sistema Eléctrico Nacional) se presenta una combinación de

los dos escenarios anteriores, observándose de manera más marcada las rampas de generación solar debido al aporte incorporado por el SING. De esta manera, se confirma que el desafío de mantener una operación segura y económica de los sistemas operando interconectados se hace más importante, no sólo por su gran extensión y cantidad de recursos evaluados, sino también por la curva de demanda neta que debe enfrentar la capacidad de generación térmica en todo momento.

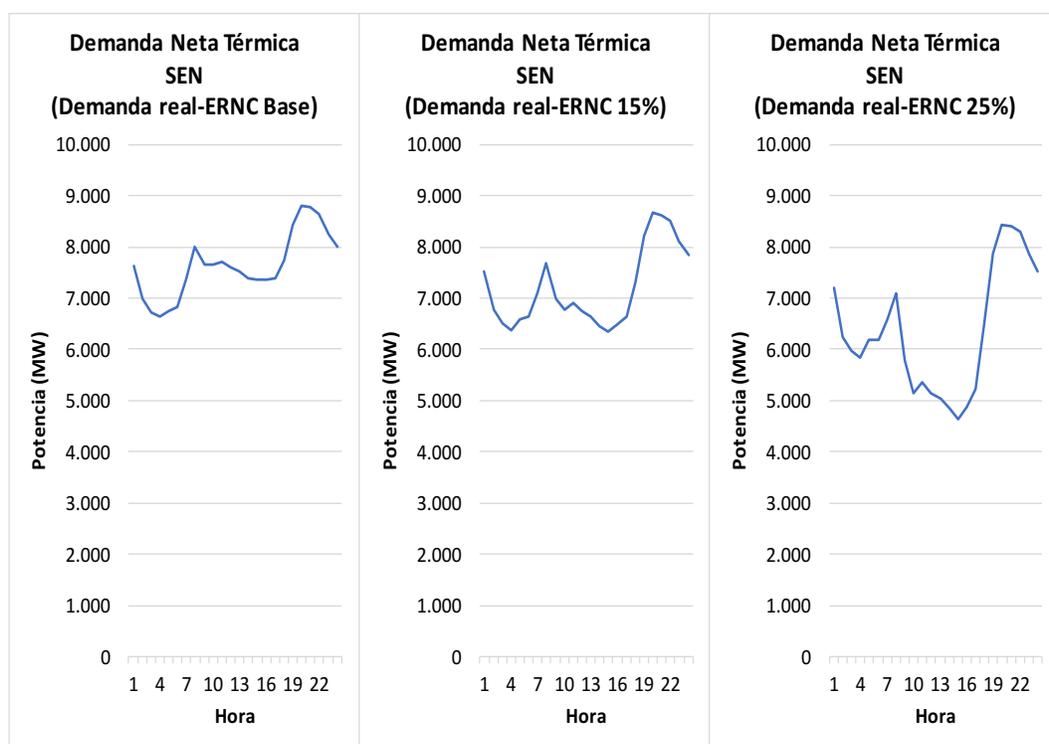


Figura 6-23. Demandas netas para la capacidad térmica de generación – SEN.

Fuente: Elaboración propia basado en (2017, Operación Real, SIC: 2017, Generación de Energía, SING).

Con el objetivo de mostrar los resultados relevantes de manera más ordenada, primero se presentan los resultados del modelo determinístico, luego aquellos obtenidos mediante la formulación estocástica del UC para finalmente realizar una comparación entre ellos.

6.4.1. Resultados relevantes para el modelo determinístico

Para realizar la comparación de los dos modelos aplicados del *Unit Commitment* (UC) a los sistemas presentes en Chile se analizó el comportamiento tanto de las variables eléctricas (flujos de potencia por las líneas, congestiones, despachos horarios por tecnología y vertimiento de generación ERNC) como de rendimiento del modelo de optimización (tiempos de resolución, multiplicadores de Lagrange, entre otras). A continuación, se presenta un resumen de los resultados más importantes obtenidos para las variables mencionadas con los modelos determinístico y estocástico del UC.

6.4.1.1. Análisis de flujos de potencia por líneas relevantes: congestiones y vertimiento de ERNC

Considerando las demandas netas para la generación térmica presentadas en el apartado anterior, se obtienen los siguientes flujos por las líneas de transmisión relevantes en cada sistema, para cada escenario renovable considerado.

Para el SING, se observa que al aumentar la penetración ERNC, no se producen grandes cambios en los flujos promedio ni en la utilización media de las líneas de transmisión. Sin embargo, sí aumenta la utilización media de las líneas Collahuasi – Lagunas, Salar - Chuquicamata y A – Chuquicamata, debido a que concentran

capacidad instalada ERNC como las centrales Valle de Los Vientos (90 MW) y Solar Jama (53 MW). Adicionalmente, disminuye la utilización media de algunas líneas como Encuentro – Collahuasi y Kapatur – Laberinto, debido a que al aumentar la generación ERNC disminuye la necesidad de generación térmica conectada en estos nodos, como por ejemplo las centrales a carbón Cochrane (Encuentro) y Angamos (Kapatur).

Por su parte, en el SIC sí se observan diferencias notorias en la utilización de las líneas de transmisión al aumentar la generación ERNC presente en el sistema, sobre todo en la zona norte donde se concentra gran capacidad instalada tanto eólica como solar. En esta zona, aumenta la congestión, hasta casi 100% de la capacidad máxima, de las líneas Las Palmas – Los Vilos y Los Vilos – Nogales, debido a que se requiere transmitir la generación ERNC producida en la zona norte hacia el área geográfica que concentra la mayor parte del consumo del SIC, que se ubica en la zona central de Chile. Adicionalmente, de manera análoga al SING, se obtiene una disminución en los flujos de algunas líneas encargadas de transmitir parte de la generación térmica, por ejemplo, Quillota – Polpaico y Lagunillas – Coronel, que conectan las centrales a carbón Ventanas y Bocamina, respectivamente.

Tabla 6-11. Flujos de potencia por líneas más importantes SIC + SING (sin interconexión). Modelo determinístico. Fuente: Elaboración propia.

Nodo 1	Nodo 2	Cap. N-1, Rx Tx MVA	ERNC Base				ERNC 15%				ERNC 25%			
			% de uso medio	Flujo medio MVA	Flujo mín. MVA	Flujo máx. MVA	% de uso medio	Flujo medio MVA	Flujo mín. MVA	Flujo máx. MVA	% de uso medio	Flujo medio MVA	Flujo mín. MVA	Flujo máx. MVA
Arica	Pozo Almonte	34	9%	3	1	6	7%	2	0	6	9%	3	-2	8
Iquique	Pozo Almonte	48	0%	0	0	4	0%	0	0	5	11%	5	0	37
Almonte	Lagunas	183	15%	28	-46	-2	15%	28	-46	11	18%	32	-46	46
Tarapacá	Lagunas	183	15%	28	8	70	13%	23	2	55	17%	32	8	90
Collahuasi	Lagunas	109	66%	72	-85	-60	66%	72	-83	-54	75%	82	-108	-60
Lagunas	Crucero	183	18%	32	-46	-19	18%	32	-46	-15	13%	24	-46	-5
Tocopilla	A	130	19%	25	9	38	18%	23	6	37	22%	28	9	55
A	Chuquica mata	83	45%	38	15	59	43%	36	10	57	54%	45	14	83
Tocopilla	Salar	65	19%	13	4	20	18%	12	2	19	23%	15	3	29
Salar	Km 6	104	20%	21	10	35	23%	24	10	44	31%	32	9	65
Km 6	Chuquica mata	104	7%	8	3	13	9%	9	3	17	12%	12	3	25
Salar	Chuquica mata	87	13%	11	-29	17	20%	17	-45	17	36%	32	-87	7
Encuentro	Collahuasi	152	76%	116	93	134	76%	116	88	134	70%	106	77	134
Crucero	Chuquica mata	153	39%	60	38	91	35%	53	22	91	19%	30	-26	54
Salar	Crucero	271	4%	11	-16	28	6%	17	-16	43	11%	31	-6	84
Crucero	Encuentro	762	12%	90	-209	102	10%	78	-209	89	5%	41	-80	71
Crucero	Laberinto	299	10%	31	-55	-3	12%	36	-69	-3	21%	62	0	169
Crucero	Chacaya	305	11%	33	-47	-23	11%	34	-43	-24	6%	18	-18	42
Encuentro	Atacama	386	2%	8	-18	17	2%	9	-21	17	12%	44	10	93
Laberinto	Andes	272	14%	39	34	46	14%	39	34	47	15%	41	33	52
Kapatúr	Laberinto	685	43%	295	-316	-287	42%	286	-316	-234	23%	157	-303	-52
Laberinto	El Cobre	361	33%	119	89	167	31%	114	77	179	30%	110	46	150
Laberinto	Nueva Zaldívar	335	26%	87	62	109	26%	89	65	110	30%	100	58	127
Andes	Nueva Zaldívar	267	4%	11	-3	20	5%	13	-3	26	8%	21	-4	45
Zaldívar	Zaldívar	309	78%	239	186	281	78%	240	187	282	79%	243	185	285
Zaldívar	Escondida	293	11%	32	-38	-28	11%	31	-38	-27	10%	28	-34	-21
Domeyko	Escondida	246	23%	56	50	65	22%	55	47	65	20%	49	36	59
Atacama	O'Higgins	280	26%	72	-78	-69	25%	71	-78	-62	12%	34	-67	-9
Atacama	Esmeralda	197	5%	11	-11	15	7%	13	-19	16	13%	25	-29	45
Chacaya	El Cobre	351	15%	52	38	92	14%	48	33	91	15%	54	43	72
Chacaya	Mejillones	400	32%	128	106	176	32%	128	106	176	38%	153	105	176
Mejillones	O'Higgins	261	10%	27	-41	6	10%	26	-42	6	13%	33	-43	43
O'Higgins	Domeyko	183	31%	58	51	67	31%	56	48	67	27%	50	36	61
Diego de Almagro	Carrera Pinto	343	9%	31	-87	0	18%	60	-170	9	22%	77	-304	67
Pinto	Cardones	343	13%	44	-18	118	18%	60	-17	149	20%	68	-16	194
Diego de Almagro	Cardones	343	40%	136	-91	343	48%	166	-88	343	60%	206	-84	343
Cardones	Maitencillo	815	32%	258	-414	153	31%	253	-426	211	25%	200	-401	315
Maitencillo	Punta Colorada	197	88%	173	-34	197	75%	147	-105	197	67%	132	-152	197

Punta Colorada	Pan de Azúcar	400	53%	213	-6	305	53%	212	-45	360	46%	184	-54	400
Pan de Azúcar	Las Palmas	424	10%	41	-243	81	13%	56	-285	104	24%	101	-302	141
Las Palmas	Los Vilos	224	51%	114	-87	216	78%	174	-36	224	97%	217	112	224
Los Vilos	Nogales	224	54%	120	-88	215	82%	184	-37	224	97%	217	111	224
Nogales	Polpaico	1.200	45%	541	390	615	46%	546	389	727	48%	575	484	735
Agua Santa	San Luis	300	62%	186	-239	-91	56%	168	-210	-91	46%	139	-207	-94
Agua Santa	Miraflores	672	16%	110	42	144	14%	94	42	125	10%	66	22	115
San Luis	Quillota	4.227	25%	1.078	653	1.204	22%	940	653	1.235	19%	823	475	1.245
Ventanas	San Pedro	461	18%	82	79	85	18%	83	53	104	20%	93	82	107
Ventanas	Miraflores	336	2%	7	-1	30	5%	17	-5	39	11%	37	9	74
Miraflores	San Pedro	378	5%	20	8	31	4%	14	-3	40	5%	17	-13	46
San Pedro	Quillota	225	17%	38	-54	-14	14%	31	-53	-6	9%	20	-48	4
San Pedro	Las Vegas	439	17%	75	56	96	14%	64	1	94	13%	56	-8	101
Quillota	Polpaico	1.099	79%	867	601	979	72%	791	552	1.085	68%	743	483	1.099
Polpaico	Cerro Navia	310	26%	81	46	112	25%	78	41	118	26%	80	61	123
Polpaico	El Salto	1.804	20%	356	250	436	20%	355	249	434	20%	356	252	433
Polpaico	Lo Aguirre	1.970	14%	280	206	329	14%	268	185	400	14%	271	204	385
Polpaico	Jahuel	1.500	23%	338	-33	505	21%	311	-86	567	20%	306	56	661
Las Vegas	Cerro Navia	316	17%	54	-76	-41	16%	50	-78	-22	14%	44	-64	-24
Rapel	Melipilla	433	13%	57	-69	-38	13%	55	-68	-32	12%	52	-66	-20
Melipilla	Lo Aguirre	432	29%	127	-147	-104	29%	127	-151	-103	29%	125	-152	-101
Lo Aguirre	Jahuel	1.500	15%	225	-462	-112	15%	232	-481	-128	16%	237	-423	-30
Lo Aguirre	Cerro Navia	1.297	29%	377	245	550	29%	373	219	552	30%	384	247	556
Cerro Navia	Renca	902	23%	209	-36	300	23%	211	-56	298	25%	222	-15	300
Cerro Navia	El Salto	902	21%	187	145	226	21%	187	145	227	21%	187	143	228
Cerro Navia	Chena	400	31%	123	82	162	31%	123	83	162	31%	123	82	160
El Salto	Los Almendros	660	25%	166	-205	-110	25%	166	-204	-110	25%	166	-206	-110
Los Almendros	Florida	750	18%	132	72	177	18%	132	69	178	18%	133	73	178
Los Almendros	Alto Jahuel	902	24%	219	-274	-119	24%	219	-275	-118	24%	220	-278	-116
Chena	Lo Espejo	756	23%	177	74	227	23%	176	63	227	24%	182	77	227
Chena	Alto Jahuel	1.830	18%	323	-396	-191	18%	322	-394	-178	18%	330	-410	-193
Lo Espejo	Jahuel	660	17%	111	6	154	17%	110	-2	157	18%	117	10	155
Lo Espejo	Ochagavía	1.219	16%	193	-254	-103	16%	193	-255	-97	16%	198	-257	-114
Ochagavía	Florida	902	16%	141	-177	-76	16%	140	-178	-70	16%	143	-177	-76
Florida	Alto Jahuel	298	9%	26	13	46	9%	26	14	45	9%	26	13	45
Alto Jahuel	Colbun	1.112	13%	148	-292	-44	13%	148	-295	-36	13%	149	-283	-34
Alto Jahuel	Sauzal	164	15%	25	19	32	15%	25	19	32	15%	25	19	31
Alto Jahuel	Paine	391	19%	76	62	91	19%	76	62	91	19%	76	62	91
Alto Jahuel	Punta de Cortes	127	53%	67	46	86	53%	67	45	86	53%	67	45	86
Alto Jahuel	Ancoa	6.652	14%	910	1.601	-489	14%	948	-1.672	-442	15%	968	-1.477	-140
Colbun	Ancoa	272	45%	122	-127	181	46%	124	-136	185	41%	113	-125	184
Sauzal	Rancagua	113	44%	50	45	57	44%	50	45	56	44%	50	45	56
Paine	Rancagua	391	18%	70	59	83	18%	70	59	83	18%	70	59	83
Punta de Cortes	Tilcoco	462	1%	7	-12	15	2%	7	-13	16	1%	6	-13	15
Punta de Cortes	Tinguiririca	214	3%	7	-12	15	3%	7	-13	16	3%	6	-13	15
Tinguiririca	Teno	182	50%	90	-117	-55	50%	90	-116	-56	50%	90	-113	-55
Tinguiririca	San	377	30%	112	88	138	30%	112	87	138	30%	112	87	138

Teno	Fernando													
Itahue	Itahue	182	50%	90	-117	-55	50%	90	-116	-56	50%	90	-113	-55
	Ancoa	300	29%	88	-169	-14	29%	88	-168	-45	29%	88	-170	-27
Ancoa	Charrua	2.736	24%	650	1.045	-397	25%	688	-1.053	-275	26%	708	-1.052	-240
	Concepcion													
Charrua	n	428	51%	220	167	259	51%	219	165	259	52%	223	171	259
Charrua	Hualpen	227	27%	62	42	85	27%	61	42	84	29%	67	39	107
Charrua	Lagunillas	367	11%	41	-82	-15	12%	42	-82	-15	11%	39	-82	58
Charrua	Temuco	264	5%	13	-7	32	5%	13	-14	25	5%	14	-26	16
Charrua	Cautin	457	34%	155	39	239	28%	130	-10	220	27%	124	-99	204
	San													
Concepcion	Vicente	720	13%	95	71	110	13%	94	71	109	13%	96	71	114
Hualpen	Lagunillas	356	28%	100	-123	-93	28%	101	-123	-93	27%	95	-123	-44
	San													
Hualpen	Vicente	215	29%	63	52	68	29%	63	52	68	29%	62	43	68
Lagunillas	Coronel	226	70%	158	-226	-127	71%	160	-226	-127	63%	143	-226	-1
Temuco	Cautin	193	31%	59	-74	-42	33%	64	-76	-47	37%	72	-86	-59
Cautin	Ciruelos	211	6%	14	-9	22	7%	14	-19	19	8%	17	-36	18
Cautin	Valdivia	193	45%	86	1	143	41%	80	-49	127	45%	87	-133	120
Ciruelos	Valdivia	193	15%	28	14	39	12%	23	4	36	10%	20	-13	34
Pichirropulli	Valdivia	29	58%	17	-22	-10	58%	17	-22	-10	59%	17	-22	-10
Valdivia	Montt	750	8%	63	-36	108	9%	66	-95	93	12%	91	-196	82

Los resultados obtenidos para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN = SIC + SING), muestran que la congestión observada en la zona norte del SIC se soluciona en gran parte debido a la interconexión de los sistemas eléctricos, lo que permite que los flujos que antes congestionaban las líneas de la zona norte del SIC, se puedan transmitir de norte a sur por las líneas de interconexión de la zona Cardones – Polpaico.

Tabla 6-12. Flujos de potencia por líneas más importantes SEN (SIC + SING interconectados). Modelo determinístico. Fuente: Elaboración propia.

Nodo 1	Nodo 2	Cap. N-1, Rx Tx MVA	ERNC Base				ERNC 15%				ERNC 25%			
			% de uso medio	Flujo medio MVA	Flujo mínimo MVA	Flujo máximo MVA	% de uso medio	Flujo medio MVA	Flujo mínimo MVA	Flujo máximo MVA	% de uso medio	Flujo medio MVA	Flujo mínimo MVA	Flujo máximo MVA
Arica	P. Almonte	34	11%	4	1	7	10%	3	0	7	10%	3	-2	7
Iquique	P. Almonte	48	20%	10	0	29	23%	11	0	29	23%	11	0	29
P. Almonte	Lagunas	183	9%	17	-38	-2	9%	16	-36	13	14%	26	-31	48
Tarapacá	Lagunas	183	31%	56	36	71	24%	44	18	70	23%	41	20	64
Collahuasi	Lagunas	109	78%	85	-86	-70	76%	83	-86	-70	78%	85	-86	-70
Lagunas	Crucero	183	11%	19	-27	-9	12%	21	-27	-14	9%	17	-27	1
Tocopilla	A	130	27%	35	21	44	23%	30	16	44	19%	25	9	44
A	Chuqui	83	64%	53	32	67	55%	46	24	67	48%	40	15	67
Tocopilla	Salar	65	28%	18	10	23	24%	15	7	23	21%	13	4	23
Salar	Km 6	104	20%	20	10	35	22%	23	9	44	28%	29	9	55
Km 6	Chuqui	104	7%	7	3	13	8%	8	3	17	11%	11	3	21
Salar	Chuqui	87	14%	12	-32	14	18%	15	-49	15	31%	27	-70	12
Encuentro	Collahuasi	152	66%	101	82	107	68%	103	88	107	63%	96	67	107
Crucero	Chuqui	153	33%	50	26	79	32%	49	14	80	25%	39	-10	78
Salar	Crucero	271	4%	12	-13	31	5%	15	-15	47	10%	26	-12	67
Crucero	Encuentro	762	21%	159	-377	26	19%	148	-413	88	36%	272	-524	293
Crucero	Laberinto	299	19%	58	-81	-24	16%	48	-86	-18	18%	54	-126	72
Crucero	Chacaya	305	17%	53	-69	-40	15%	46	-61	-38	14%	44	-72	9
Encuentro	Atacama	386	8%	32	-72	-12	6%	25	-61	-1	9%	34	-86	59
Laberinto	Andes	272	14%	37	34	40	13%	36	33	39	13%	36	31	39
Kapatur	Laberinto	685	44%	299	-325	-276	44%	304	-325	-273	40%	277	-328	-184
Laberinto	El Cobre	361	31%	113	77	150	41%	147	119	190	42%	152	107	217
Laberinto	Nva Zaldívar	335	24%	80	62	88	23%	79	56	86	24%	81	58	96
Andes	Nva Zaldívar	267	3%	9	-3	20	4%	11	-5	25	6%	17	-4	41
Nva Zaldívar	Zaldívar	309	75%	232	186	247	75%	232	185	247	76%	234	185	247
Zaldívar	Escondida	293	11%	32	-36	-28	11%	32	-36	-28	11%	31	-36	-25
Domeyko	Escondida	246	23%	56	50	63	23%	56	48	63	22%	54	42	63
Atacama	O'Higgins	280	27%	74	-77	-70	26%	73	-77	-70	24%	68	-77	-42
Atacama	Esmeralda	197	6%	11	-18	18	7%	13	-22	18	11%	23	-47	27
Chacaya	El Cobre	351	20%	71	58	86	19%	66	36	84	17%	60	25	99
Chacaya	Mejillones	400	35%	141	140	141	33%	132	112	141	34%	135	104	141
Mejillones	O'Higgins	261	4%	10	-25	-4	7%	19	-35	-4	6%	17	-50	-1
O'Higgins	Domeyko	183	32%	58	51	66	32%	58	50	66	30%	55	43	65
Crucero	L. Changos	1.500	22%	332	159	555	17%	249	17	563	27%	411	-451	772
L. Changos	Cumbres	1.500	22%	332	159	555	17%	249	17	563	27%	411	-451	772
Cumbres	Cardones	1.500	22%	332	159	555	17%	249	17	563	27%	411	-451	772
Cardones	Maitencillo	1.500	13%	188	-163	448	12%	186	-203	435	21%	317	-489	729
Maitencillo	P. de Azúcar	1.500	47%	699	335	1.139	47%	708	299	1.156	42%	628	-98	1.064
P. de Azúcar	Polpaico	1.500	46%	689	229	1.199	50%	746	218	1.200	49%	730	59	1.187
D. Almagro	Carrera Pinto	343	11%	38	-96	-7	19%	66	-188	-2	30%	104	-270	13
Carrera Pinto	Cardones	343	13%	44	-18	105	16%	54	-18	137	20%	70	-17	174
D. Almagro	Cardones	343	40%	136	-92	274	39%	132	-91	274	41%	140	-89	274
Cardones	Maitencillo	815	9%	74	-64	177	9%	73	-80	172	15%	125	-193	288

Maitencillo	Pta Colorada	197	36%	72	-5	137	32%	64	-35	133	26%	52	-141	92
Pta Colorada	P. de Azúcar	400	28%	113	64	204	32%	127	66	222	35%	138	52	287
P. de Azúcar	Las Palmas	424	24%	102	-156	-41	32%	136	-221	-55	47%	198	-336	-96
Las Palmas	Los Vilos	224	10%	22	-6	68	28%	63	8	144	55%	124	24	179
Los Vilos	Nogales	224	13%	28	-7	70	33%	74	19	149	64%	142	90	179
Nogales	Polpaico	1.200	31%	374	129	463	30%	358	104	449	29%	351	124	620
Agua Santa	San Luis	300	52%	155	-189	-88	48%	144	-188	-93	49%	146	-222	-84
Agua Santa	Miraflores	672	13%	85	42	116	11%	75	47	125	12%	78	40	140
San Luis	Quillota	4.227	17%	720	569	933	14%	602	525	742	13%	570	426	999
Ventanas	San Pedro	461	17%	80	26	90	17%	80	16	93	15%	70	18	105
Ventanas	Miraflores	336	6%	22	-19	29	8%	28	-26	35	9%	29	-26	48
Miraflores	San Pedro	378	3%	10	-8	26	2%	8	-12	20	2%	8	-16	33
San Pedro	Quillota	225	18%	42	-68	-19	18%	41	-73	-20	19%	42	-86	-22
San Pedro	Las Vegas	439	18%	77	60	88	17%	74	58	83	14%	63	41	99
Quillota	Polpaico	1.099	48%	867	601	979	41%	791	552	1.085	38%	743	483	1.099
Polpaico	Cerro Navia	310	32%	81	46	112	32%	78	41	118	31%	80	61	123
Polpaico	El Salto	1.804	20%	356	250	436	20%	355	249	434	20%	356	252	433
Polpaico	Lo Aguirre	1.970	17%	280	206	329	16%	268	185	400	16%	271	204	385
Polpaico	Alto Jahuel	1.500	29%	338	-33	505	27%	311	-86	567	29%	306	56	661
Las Vegas	Cerro Navia	316	23%	54	-76	-41	24%	50	-78	-22	22%	44	-64	-24
Rapel	Melipilla	433	13%	57	-69	-38	13%	55	-68	-32	12%	52	-66	-20
Melipilla	Lo Aguirre	432	30%	127	-147	-104	30%	127	-151	-103	30%	125	-152	-101
Lo Aguirre	Alto Jahuel	1.500	16%	225	-462	-112	17%	232	-481	-128	17%	237	-423	-30
Lo Aguirre	Cerro Navia	1.297	34%	377	245	550	35%	373	219	552	35%	384	247	556
Cerro Navia	Renca	902	23%	209	-36	300	24%	211	-56	298	24%	222	-15	300
Cerro Navia	El Salto	902	20%	187	145	226	20%	187	145	227	20%	187	143	228
Cerro Navia	Chena	400	30%	123	82	162	30%	123	83	162	30%	123	82	160
El Salto	L. Almendros	660	25%	166	-205	-110	25%	166	-204	-110	25%	166	-206	-110
L. Almendros	Florida	750	18%	132	72	177	18%	132	69	178	18%	133	73	178
L. Almendros	Alto Jahuel	902	24%	219	-274	-119	24%	219	-275	-118	24%	220	-278	-116
Chena	Lo Espejo	756	23%	177	74	227	23%	176	63	227	24%	182	77	227
Chena	Alto Jahuel	1.830	18%	323	-396	-191	18%	322	-394	-178	18%	330	-410	-193
Lo Espejo	Ochagavía	660	17%	111	6	154	17%	110	-2	157	17%	117	10	155
Lo Espejo	Alto Jahuel	1.219	16%	193	-254	-103	16%	193	-255	-97	16%	198	-257	-114
Ochagavía	Florida	902	16%	141	-177	-76	16%	140	-178	-70	16%	143	-177	-76
Florida	Alto Jahuel	298	9%	26	13	46	9%	26	14	45	9%	26	13	45
Alto Jahuel	Colbun	1.112	14%	148	-292	-44	14%	148	-295	-36	14%	149	-283	-34
Alto Jahuel	Sauzal	164	15%	25	19	32	15%	25	19	32	15%	25	19	31
Alto Jahuel	Paine	391	18%	76	62	91	19%	76	62	91	19%	76	62	91
Alto Jahuel	P. de Cortes	127	53%	67	46	86	53%	67	45	86	53%	67	45	86
Alto Jahuel	Ancoa	6.652	13%	910	-1.601	-489	14%	948	-1.672	-442	14%	968	-1.477	-140
Colbun	Ancoa	272	45%	122	-127	181	45%	124	-136	185	44%	113	-125	184
Sauzal	Rancagua	113	44%	50	45	57	44%	50	45	56	44%	50	45	56
Paine	Rancagua	391	18%	70	59	83	18%	70	59	83	18%	70	59	83
P. de Cortes	Tilcoco	462	2%	7	-12	15	2%	7	-13	16	2%	6	-13	15
P. de Cortes	Tinguiririca	214	4%	7	-12	15	4%	7	-13	16	4%	6	-13	15
Tinguiririca	Teno	182	49%	90	-117	-55	49%	90	-116	-56	49%	90	-113	-55
Tinguiririca	San Fdo.	377	29%	112	88	138	29%	112	87	138	29%	112	87	138
Teno	Itahue	182	49%	90	-117	-55	49%	90	-116	-56	49%	90	-113	-55
Itahue	Ancoa	300	31%	88	-169	-14	30%	88	-168	-45	31%	88	-170	-27
Ancoa	Charrua	2.736	23%	650	-1.045	-397	24%	688	-1.053	-275	25%	708	-1.052	-240
Charrua	Concepcion	428	54%	220	167	259	54%	219	165	259	55%	223	171	259
Charrua	Hualpen	227	37%	62	42	85	36%	61	42	84	39%	67	39	107
Charrua	Lagunillas	367	4%	41	-82	-15	5%	42	-82	-15	6%	39	-82	58
Charrua	Temuco	264	5%	13	-7	32	6%	13	-14	25	6%	14	-26	16

Charrua	Cautin	457	34%	155	39	239	28%	130	-10	220	27%	124	-99	204
Concepcion	San Vicente	720	14%	95	71	110	14%	94	71	109	14%	96	71	114
Hualpen	Lagunillas	356	21%	100	-123	-93	21%	101	-123	-93	19%	95	-123	-44
Hualpen	San Vicente	215	27%	63	52	68	27%	63	52	68	27%	62	43	68
Lagunillas	Coronel	226	38%	158	-226	-127	39%	160	-226	-127	30%	143	-226	-1
Temuco	Cautin	193	31%	59	-74	-42	33%	64	-76	-47	37%	72	-86	-59
Cautin	Ciruelos	211	6%	14	-9	22	7%	14	-19	19	8%	17	-36	18
Cautin	Valdivia	193	45%	86	1	143	41%	80	-49	127	46%	87	-133	120
Ciruelos	Valdivia	193	15%	28	14	39	12%	23	4	36	10%	20	-13	34
Pichirropulli	Valdivia	29	58%	17	-22	-10	58%	17	-22	-10	59%	17	-22	-10
Valdivia	Puerto Montt	750	8%	63	-36	108	9%	66	-95	93	12%	91	-196	82

Adicionalmente, analizando los flujos horarios producidos en las líneas de la interconexión, se observa que los flujos generalmente ocurren desde el norte hacia el sur y desde el SING hacia el SIC, permitiendo transmitir generación más económica hacia el centro de consumo del SIC, como carbón, eólica y solar. Se corrobora además que el vertimiento que se produce en la zona norte del SIC sin interconexión se soluciona debido a que se aumenta la capacidad de transmisión hacia el centro del país con las líneas de interconexión Cardones – Maitencillo, Maitencillo – Pan de Azúcar y Pan de Azúcar – Polpaico. En estas líneas se observa gran influencia de flujos provenientes de generación solar debido a su aumento en las zonas de luz solar. En el escenario de mayor penetración ERNC, se obtiene además que se transmite energía desde el SIC hacia el SING en las primeras horas del día, debido a que durante estas horas la demanda del SIC es menor que en el resto del día, lo que permite transmitir energía más barata hacia el SING. Los flujos horarios de las líneas de interconexión se presentan a continuación, para los escenarios base, 15% y 25% de la demanda.

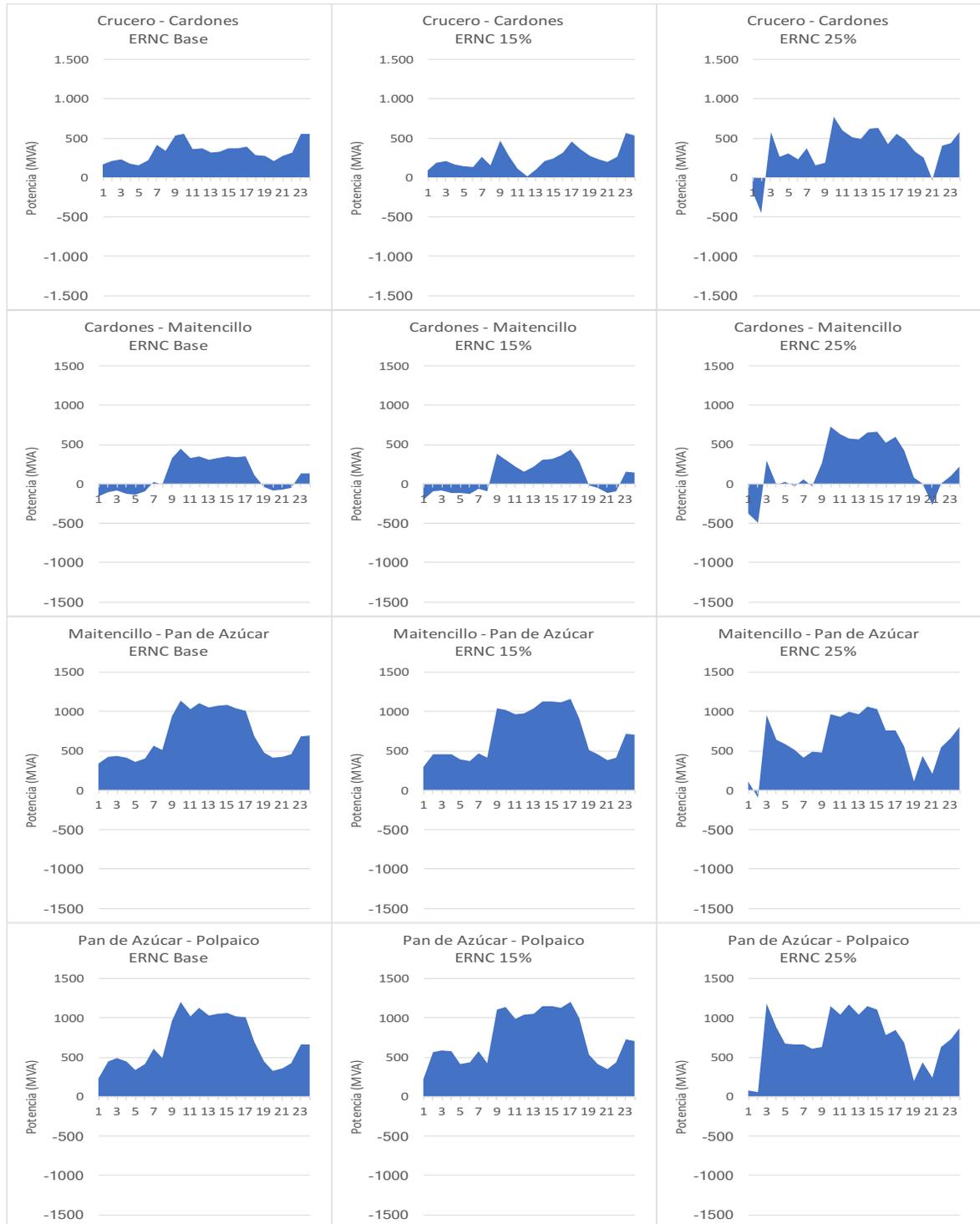


Figura 6-24. Flujos horarios de las líneas de interconexión – Escenarios ERNC Base, 15% y 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

6.4.1.2. Análisis de multiplicadores de Lagrange para los sistemas interconectados chilenos

Los multiplicadores de Lagrange obtenidos para el caso base de generación ERNC de los sistemas sin interconexión se encuentran cercanos a los costos marginales promedio reales para el día de estudio (Figura 6-25). La diferencia se produce porque el Multiplicador de Lagrange del modelo *Unit Commitment* determinístico aplicado, incorpora otros costos además de los costos variables de generación, como los costos de encendido y apagado de las unidades generadoras y las penalizaciones aplicadas para la Energía No Suministrada (ENS), energía de exceso y vertimiento de ERNC. En este modelo, los valores negativos del Multiplicador de Lagrange medio representan los nodos donde se produce vertimiento de energías renovables y los valores positivos corresponden a Energía No Suministrada (ENS).

Considerando lo anterior, en la zona norte del SIC se produce que, a medida que aumenta la penetración ERNC, aumentan también los niveles de vertimiento de generación eólica y solar, específicamente entre los nodos Diego de Almagro y Los Vilos. Esto se debe a que actualmente existe una restricción activa en el Sistema de Transmisión Troncal, entre los nodos Las Palmas y Nogales que limita el flujo de potencia a 224 MVA desde el norte hacia la zona centro del SIC. Esta condición del Multiplicador de Lagrange es coherente con lo observado en los flujos de las líneas más importantes y la congestión creciente que se observa en esta zona al aumentar la penetración de generación ERNC. En la zona centro – norte del SIC se observan mayores multiplicadores de Lagrange para el caso de

mayor penetración ERNC debido a que la mayor penetración de este tipo de generación provoca que aumente el requerimiento de iniciar la operación de las centrales térmicas, principalmente en las centrales a petróleo diésel, debido a la necesidad de incorporar mayor flexibilidad al sistema para poder compensar la variabilidad introducida por la generación eólica y solar.

Adicionalmente, para el escenario de mayor generación ERNC evaluado en el SING, se produce vertimiento en la mayor parte de los nodos relevantes, debido a que la capacidad instalada se encuentra más distribuida geográficamente que en el SIC y debido a que la amplitud de las rampas provocadas por el aumento de la generación solar se hacen cada vez más pronunciadas al aumentar la penetración ERNC.

Nodo	CMg medio real (US\$/MWh)	ERNC Base	ERNC 15%	ERNC 25%	Diagrama de Sistema de Transmisión SEN
		Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	
Arica	43,0	44,3	44,5	-837,6	
Iquique	42,7	44,3	44,5	-841,2	
Pozo Almonte	41,6	44,3	44,5	-781,1	
Tarapacá	41,2	44,3	44,5	-774,8	
Collahuasi	42,0	44,4	45,9	-678,3	
Lagunas	41,2	44,3	44,5	-776,5	
Tocopilla	39,8	44,1	42,3	-882,0	
A	40,7	44,1	42,3	-1.573,7	
Salar	41,0	44,1	42,3	-1.045,1	
Km 6	41,0	44,1	42,3	-940,0	
Chuquicamata	41,0	44,1	42,3	-645,9	
Crucero	40,6	44,1	42,3	-735,9	
Encuentro	40,6	44,1	42,3	-730,5	
Laberinto	40,3	44,1	42,3	-754,1	
Kapatur	39,7	44,4	42,6	368,7	
Andes	41,2	44,2	42,5	-182,0	
Nueva Zaldívar	41,4	44,2	42,5	-42,4	
Atacama	40,2	44,2	42,4	-196,1	
Zaldívar	41,4	44,2	42,5	-41,7	
Escondida	41,4	44,3	42,5	5,2	
Domeyko	41,5	44,3	42,5	50,9	
Esmeralda	40,7	44,0	42,3	-854,4	
El Cobre	40,3	44,0	42,3	-835,2	

Nodo	CMg medio real (US\$/MWh)	ERNC Base	ERNC 15%	ERNC 25%	Diagrama de Sistema de Transmisión SEN
		Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	
Chacaya	39,5	43,4	41,7	-3.023,5	
Mejillones	39,5	45,7	43,9	5.206,4	
O'Higgins	40,0	44,5	42,8	947,0	
Diego de Almagro	29,0	-1.204,6	-3.717,7	-5.223,1	
Carrera Pinto	28,9	-957,1	-3.366,3	-5.192,1	
Cardones	29,0	49,7	-1.936,7	-5.065,8	
Maitencillo	27,8	48,9	-1.949,9	-5.165,5	
Punta Colorada	35,3	66,8	-638,8	-5.036,1	
Pan de Azúcar	38,9	65,2	-682,4	-5.174,2	
Las Palmas	40,4	61,9	-782,8	-5.927,8	
Los Vilos	46,9	60,8	-779,4	-3.829,9	
Nogales	48,8	59,7	75,2	433,0	
Agua Santa	49,3	59,3	62,3	332,2	
San Luis	49,1	59,3	61,4	326,7	
Ventanas	48,5	59,4	72,7	409,9	
Miraflores	49,8	59,1	64,6	346,5	
San Pedro	49,3	58,1	66,7	342,9	
Quillota	49,2	59,3	60,7	322,2	
Polpaico	50,0	59,3	58,5	313,8	
Las Vegas	49,9	53,6	75,8	323,1	
Rapel	49,1	59,2	58,4	312,4	
Melipilla	50,3	59,2	58,4	312,4	
Lo Aguirre	50,5	59,1	58,6	311,8	
Cerro Navia	50,7	59,0	58,7	312,4	
Renca	50,8	57,8	57,1	310,8	
El Salto	50,9	59,2	58,5	313,1	
Los Almendros	50,7	59,3	58,0	309,4	
Chena	50,8	59,2	58,3	311,3	
Lo Espejo	51,1	59,6	58,7	311,0	
Ochagavía	51,5	60,8	59,9	310,7	
Florida	51,4	59,5	57,6	304,5	
Alto Jahuel	49,9	59,2	58,2	311,2	
Colbún	48,6	59,2	56,2	296,9	
Sauzal	49,6	59,2	58,2	311,2	
Paine	50,7	59,2	58,2	311,2	
Punta de Cortes	51,4	59,2	58,2	311,1	
Rancagua	51,3	59,2	58,2	311,2	
Tinguiririca	50,9	59,2	58,2	310,9	
Teno	50,3	59,2	58,2	310,8	
Itahue	49,3	59,2	58,1	310,7	
San Fernando	51,0	59,2	58,2	310,9	
Ancoa	48,9	59,2	58,1	310,6	
Charrúa	47,5	59,2	58,1	310,6	
Concepción	48,3	59,5	58,4	314,2	
Hualpén	47,6	59,2	58,1	309,6	
Lagunillas	47,3	58,9	57,9	306,5	
Coronel	47,1	74,8	73,0	527,9	
San Vicente	48,1	59,4	58,3	313,2	
Temuco	47,7	59,2	58,1	310,6	
Cautín	47,6	59,2	58,1	310,6	
Pichirropulli	48,0	59,2	58,1	310,6	
Valdivia	47,3	59,2	58,1	310,6	
Puerto Montt	46,9	59,2	58,1	310,6	

Figura 6-25. Multiplicadores de Lagrange SIC y SING (sin interconexión). Modelo Determinístico – ERNC base, 15% y 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

Los multiplicadores de Lagrange para el SEN (Figura 6-26) corroboran el menor vertimiento observado en la zona norte del SIC con el análisis de los flujos de potencia. De esta manera, para el SEN, el vertimiento de la zona norte se produce solamente en los nodos Diego de Almagro y Carrera Pinto, para todos los escenarios y también en Las Palmas y Los Vilos en el escenario de mayor generación ERNC. Estos resultados son coherentes con las congestiones observadas anteriormente para la zona norte del SIC que son minimizadas en gran parte por la Interconexión de los sistemas chilenos originales.

Adicionalmente, se produce Energía No Suministrada (ENS) y energía de exceso que antes no existía, por ejemplo en los nodos Collahuasi, Zaldívar, Escondida, Lo Espejo, Ochagavía, Florida y Teno. Esto se debe a que al ser un sistema más amplio y con topología radial, el desafío de balancear la demanda con el suministro se hace cada vez más difícil, provocando que resulte imposible evitar situaciones como estas con la capacidad instalada convencional actual. Este hecho motiva la utilización del modelo estocástico para la resolución del *Unit Commitment*, el cual ayuda a evitar este tipo de situaciones para niveles mayores de penetración ERNC.

Nodo	CMg promedio real (US\$/MWh)	ERNC Base	ERNC 15%	ERNC 25%	Diagrama de Sistema de Transmisión SEN
		Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	
Arica	43,0	99,9	387,1	-2.859,4	
Iquique	42,7	102,6	617,1	-2.899,3	
Pozo Almonte	41,6	104,4	871,5	-2.372,7	
Tarapacá	41,2	104,9	925,6	-2.318,4	
Collahuasi	42,0	4.188,7	4.625,0	7.822,5	
Lagunas	41,2	104,8	910,8	-2.333,2	
Tocopilla	39,8	53,1	46,4	-24,3	
A	40,7	12,1	7,9	-86,1	
Salar	41,0	66,6	59,1	-784,0	
Km 6	41,0	66,7	59,2	-577,7	
Chuquicamata	41,0	67,0	59,5	-0,1	
Crucero	40,6	60,2	53,1	39,9	
Encuentro	40,6	60,4	50,1	49,5	
Laberinto	40,3	-8,0	-14,8	-30,2	
Kapatur	39,7	102,1	98,6	101,0	
Andes	41,2	409,6	407,6	397,0	
Nueva Zaldívar	41,4	-183,2	-198,3	-227,6	
Atacama	40,2	105,3	91,6	97,6	
Zaldívar	41,4	3.244,0	3.375,4	3.698,2	
Escondida	41,4	962,5	996,3	1.085,0	
Domeyko	41,5	379,3	388,0	417,1	
Esmeralda	40,7	78,3	69,0	66,4	
El Cobre	40,3	118,8	120,2	106,5	
Chacaya	39,5	41,0	44,7	21,7	
Mejillones	39,5	125,1	102,4	134,7	
O'Higgins	40,0	158,8	157,0	168,6	
Diego de Almagro	29,0	-3.291,8	-3.711,5	-4.124,5	
Carrera Pinto	28,9	-2.630,5	-2.968,8	-3.879,2	
Cardones	29,0	60,2	53,1	39,9	
Maitencillo	27,8	59,5	53,7	40,0	
Punta Colorada	35,3	59,1	54,2	40,1	
Pan de Azúcar	38,9	58,7	54,6	40,1	
Las Palmas	40,4	56,8	54,1	-1.332,2	
Los Vilos	46,9	56,1	54,0	-962,3	
Nogales	48,8	55,5	53,8	51,6	
Agua Santa	49,3	53,1	52,2	43,1	
San Luis	49,1	54,1	53,0	44,0	
Ventanas	48,5	52,3	51,7	46,2	
Miraflores	49,8	50,9	50,8	41,0	
San Pedro	49,3	36,5	41,3	22,0	
Quillota	49,2	54,9	53,5	44,8	
Polpaico	50,0	58,0	55,7	45,0	
Las Vegas	49,9	-48,6	-21,9	-84,0	
Rapel	49,1	57,6	56,1	51,6	
Melipilla	50,3	39,4	37,6	29,9	
Lo Aguirre	50,5	-125,6	-127,2	-139,2	
Cerro Navia	50,7	-211,7	-213,2	-225,4	
Renca	50,8	-5.249,9	-5.252,5	-5.268,9	
El Salto	50,9	39,1	36,9	26,0	
Los Almendros	50,7	202,0	199,9	189,2	
Chena	50,8	202,8	200,8	189,8	

Nodo	CMg promedio real (US\$/MWh)	ERNC Base	ERNC 15%	ERNC 25%	Diagrama de Sistema de Transmisión SEN
		Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	Mult. Lagrange medio horario (US\$/MWh)	
Lo Espejo	51,1	1.760,0	1.758,4	1.748,7	
Ochagavía	51,5	6.351,3	6.350,7	6.345,0	
Florida	51,4	1.462,1	1.460,5	1.450,9	
Alto Jahuel	49,9	86,3	84,2	73,2	
Colbún	48,6	101,4	99,7	89,0	
Sauzal	49,6	91,8	89,7	78,2	
Paine	50,7	87,7	85,6	74,3	
Punta de Cortes	51,4	90,9	88,6	74,0	
Rancagua	51,3	103,7	101,5	89,0	
Tinguiririca	50,9	82,8	80,0	59,1	
Teno	50,3	1.499,2	1.496,9	1.478,0	
Itahue	49,3	62,1	59,9	46,8	
San Fernando	51,0	88,5	85,5	60,0	
Ancoa	48,9	85,7	83,6	72,5	
Charrúa	47,5	85,5	83,4	72,4	
Concepción	48,3	98,0	96,0	84,3	
Hualpén	47,6	82,1	80,0	69,1	
Lagunillas	47,3	71,2	68,9	58,6	
Coronel	47,1	75,4	69,3	59,0	
San Vicente	48,1	94,7	92,7	81,2	
Temuco	47,7	88,5	86,4	75,4	
Cautín	47,6	84,8	82,7	71,7	
Pichirropulli	48,0	49,9	47,8	43,9	
Valdivia	47,3	81,4	79,3	68,2	
Puerto Montt	46,9	80,7	78,6	65,5	

Figura 6-26. Multiplicadores de Lagrange SEN. Modelo Determinístico – ERNC

base, 15% y 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

6.4.1.3. Despachos horarios de generación por tecnología: utilización de recursos térmicos para responder a la variabilidad ERNC

Los flujos revisados anteriormente para los distintos niveles de generación ERNC, se obtienen a partir de los siguientes despachos horarios por tecnología. Para los sistemas estudiados se observa que a medida que aumenta la generación ERNC, se hace cada vez más difícil compensar las rampas en la demanda neta térmica. Esto se demuestra de manera más notoria en el escenario de generación ERNC equivalente al 25% de la demanda, debido a que se debe optar por

compensar la rampa provocada por el atardecer con recursos más caros de generación, como gas natural y petróleo diésel, y además con capacidad hidroeléctrica de embalse en el SIC y SEN. Se opta por esta solución debido a las restricciones operacionales de las centrales generadoras, ya que aquellas que generan energía con carbón poseen tiempos de encendido y apagado menos flexibles, además de tener capacidades de rampa más limitadas que las centrales de petróleo y gas natural.

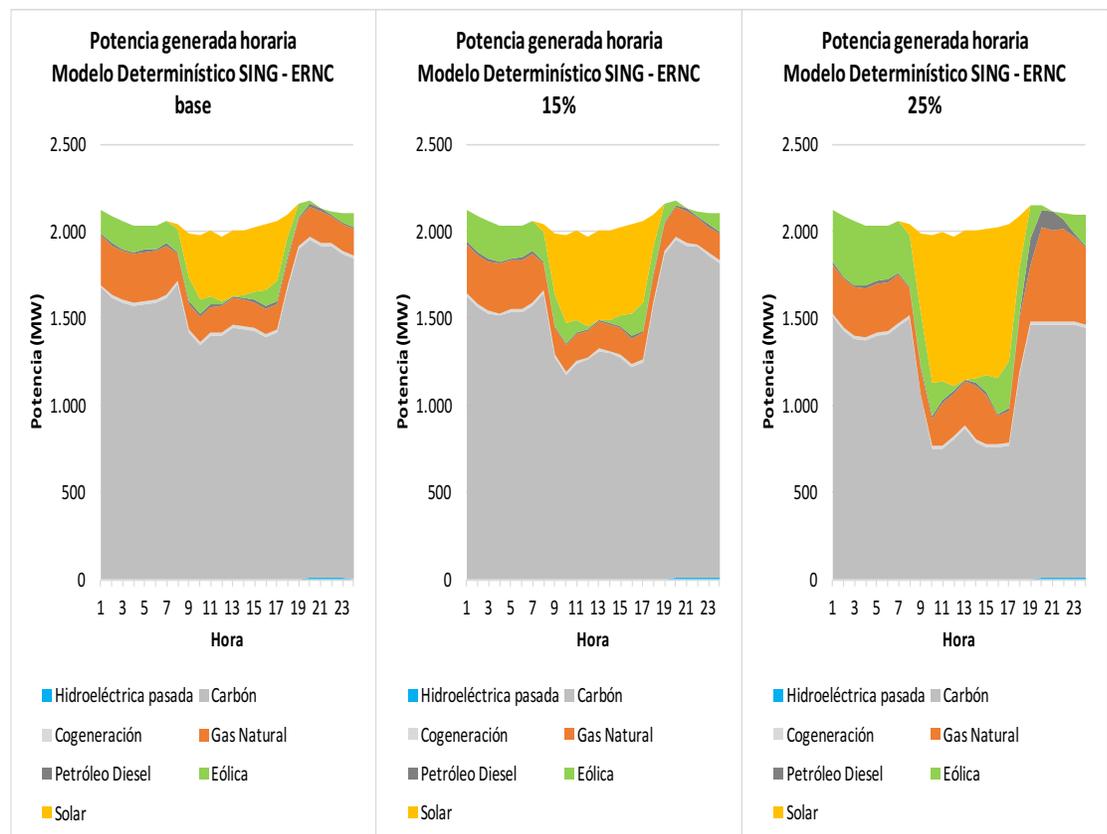


Figura 6-27. Despachos horarios por tecnología – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SING. Fuente: Elaboración propia.

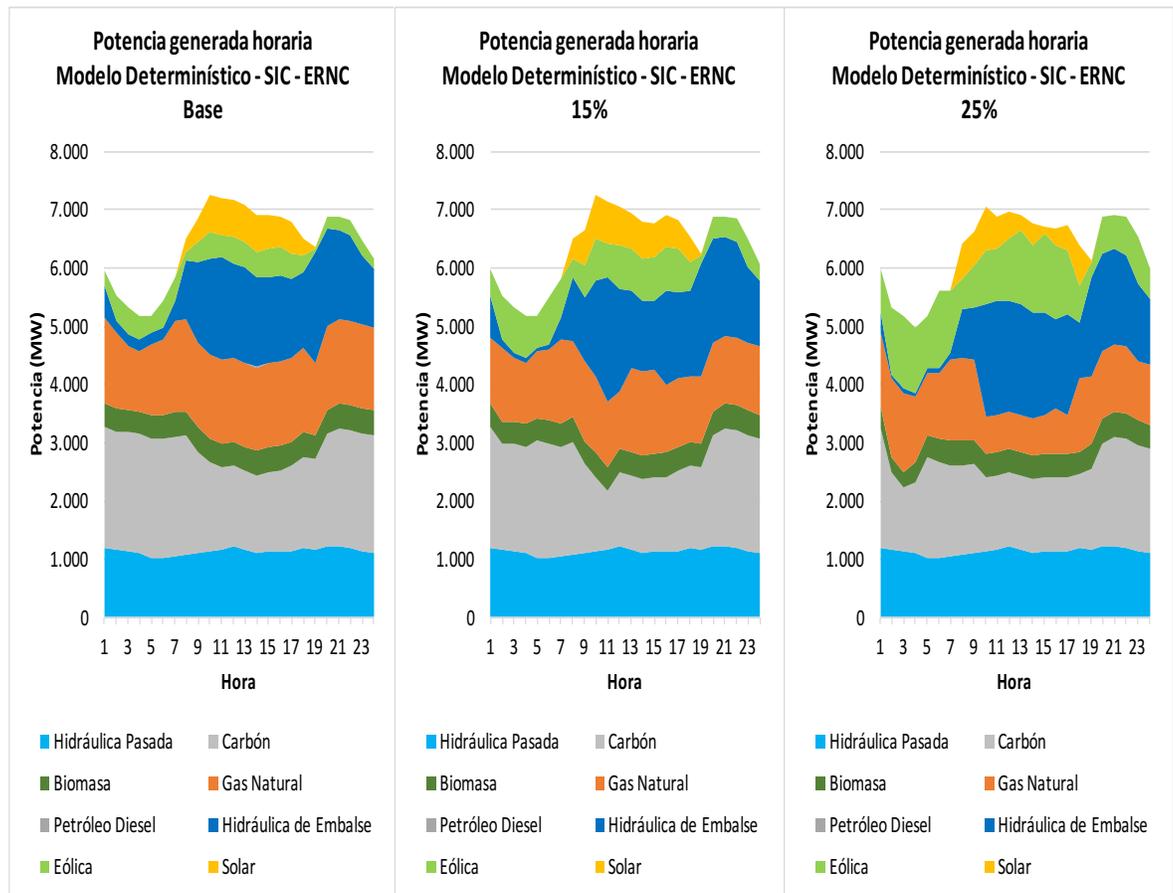


Figura 6-28. Despachos horarios por tecnología – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SIC. Fuente: Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, tanto en el SIC como en el SEN, el despacho económico compensa las variaciones en la generación ERNC con recursos a carbón, gas natural e hidroeléctricas de embalse, las cuales juegan un rol relevante en la compensación debido a su gran flexibilidad. Adicionalmente, en el SIC ocurre que un aumento en la penetración ERNC se produce mediante un

aumento considerable de la generación eólica por sobre la generación solar, lo que se explica por las congestiones de las líneas de transmisión en la zona norte, observada anteriormente en el análisis de los flujos de potencia por las líneas más importantes. Esta mayor participación de la generación eólica produce que, debido a la mayor variabilidad que presenta este tipo de recurso, se requiera una gran flexibilidad para compensar sus variaciones, lo cual se ve reflejado en las rampas que se observan tanto en la generación con gas natural como con embalses.

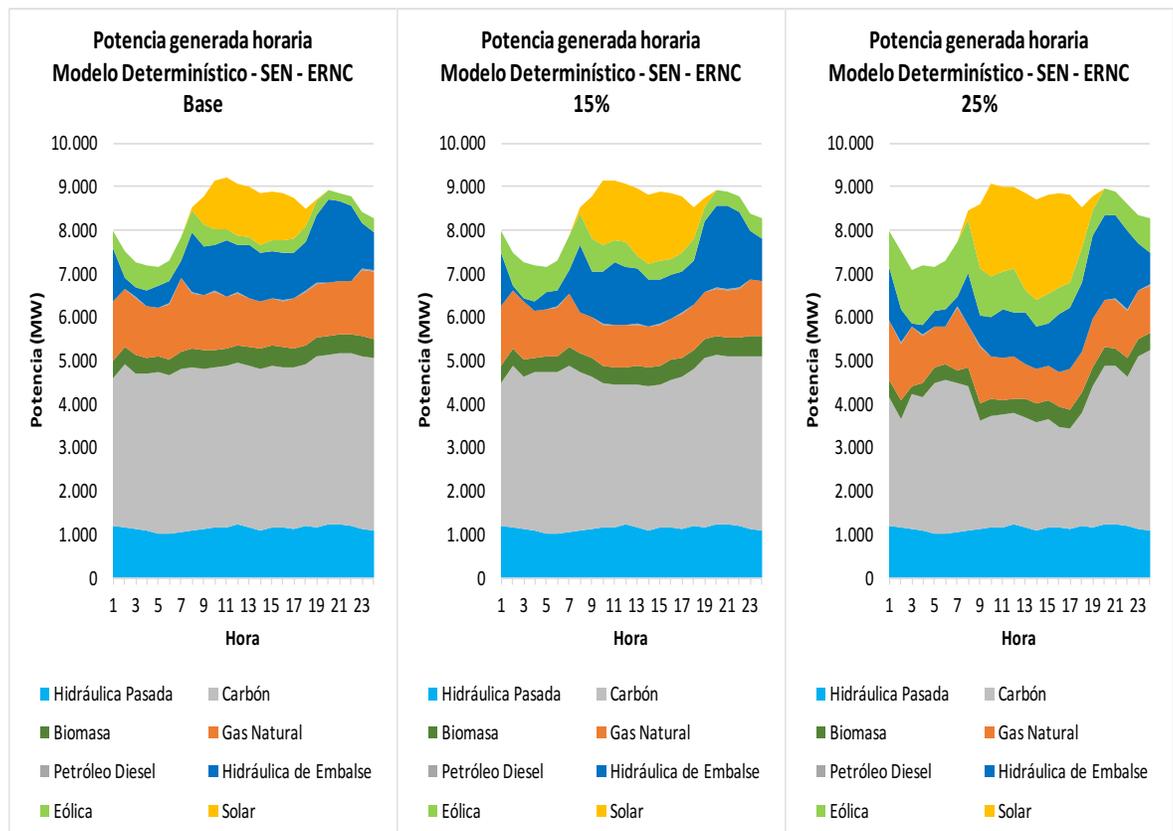


Figura 6-29. Despachos horarios por tecnología – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SEN. Fuente: Elaboración propia.

Para la operación interconectada de los sistemas chilenos, se presenta un perfil ERNC más solar que eólico, ya que aumenta el porcentaje que representa la generación solar al incorporar los recursos instalados en el SING. Finalmente, cabe destacar que, en los tres sistemas estudiados, se logra que las medidas de compensación aplicadas minimicen la generación con petróleo, para la mayor parte de los escenarios ERNC evaluados, lo cual es muy beneficioso tanto económica como ambientalmente para el sistema. En las siguientes figuras se presenta la utilización de las centrales hidroeléctricas de embalse en los casos de penetración ERNC estudiados, comparados con la operación real de este tipo de centrales para el día de estudio y entre ellas, con el objetivo de mostrar la flexibilidad que proporcionan al sistema.

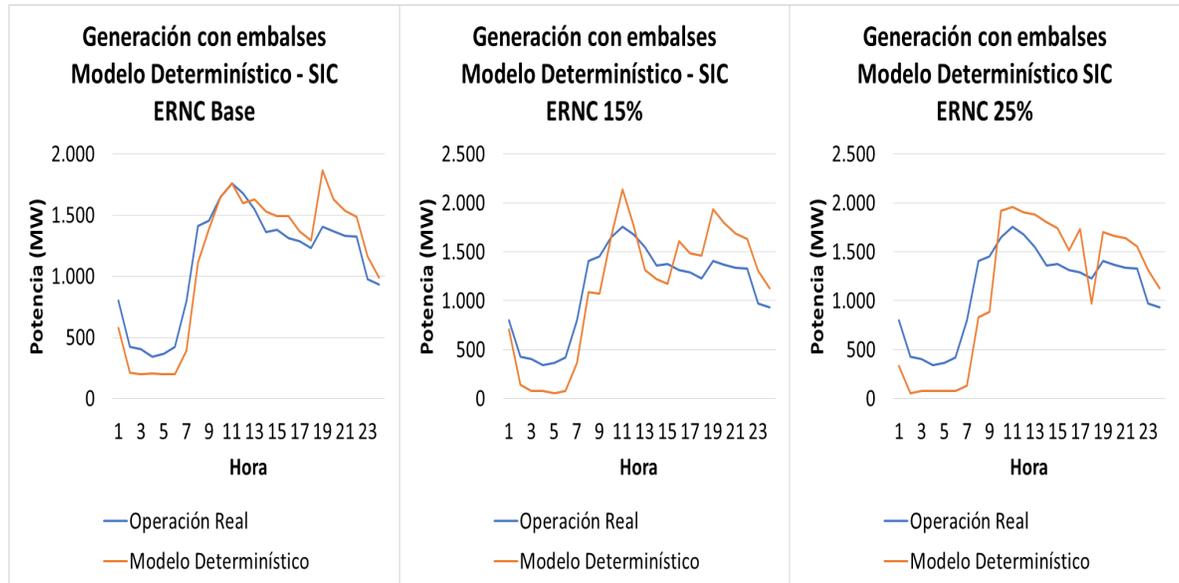


Figura 6-30. Comparación de despachos horarios reales y determinísticos para las centrales hidroeléctricas de embalse – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SIC. Fuente: Elaboración propia.

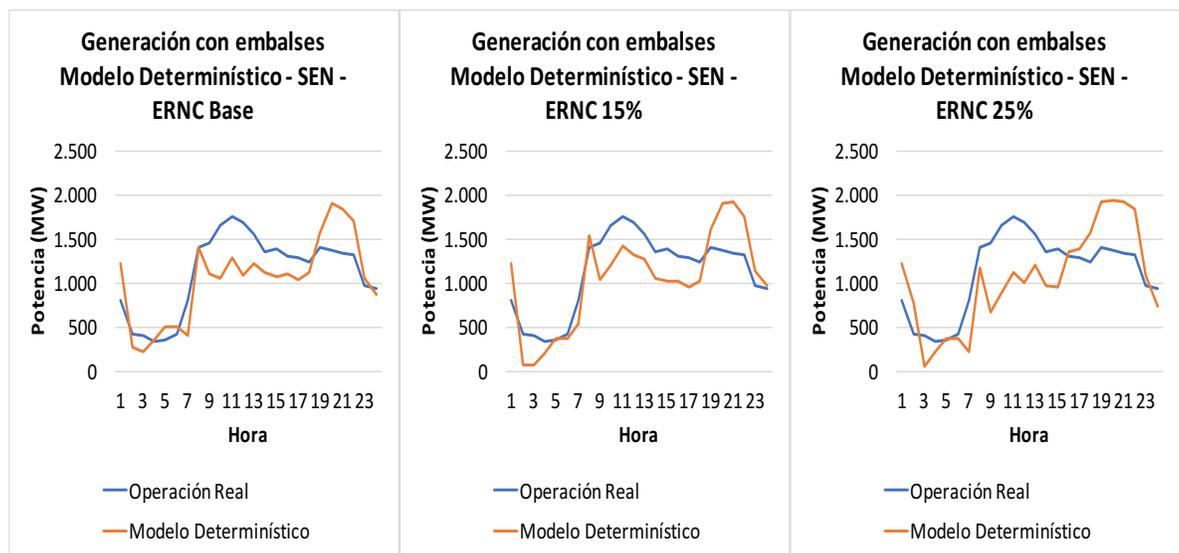


Figura 6-31. Comparación de despachos horarios reales y determinísticos para las centrales hidroeléctricas de embalse – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SEN. Fuente: Elaboración propia.

En estas figuras se observa que las centrales hidroeléctricas de embalse varían su generación rápidamente durante las horas del día para responder a las variaciones de la generación eólica. Adicionalmente, participan en compensar la rampa de salida de la generación solar aumentando su generación en las horas en que se produce el atardecer, para todos los escenarios ERNC estudiados.

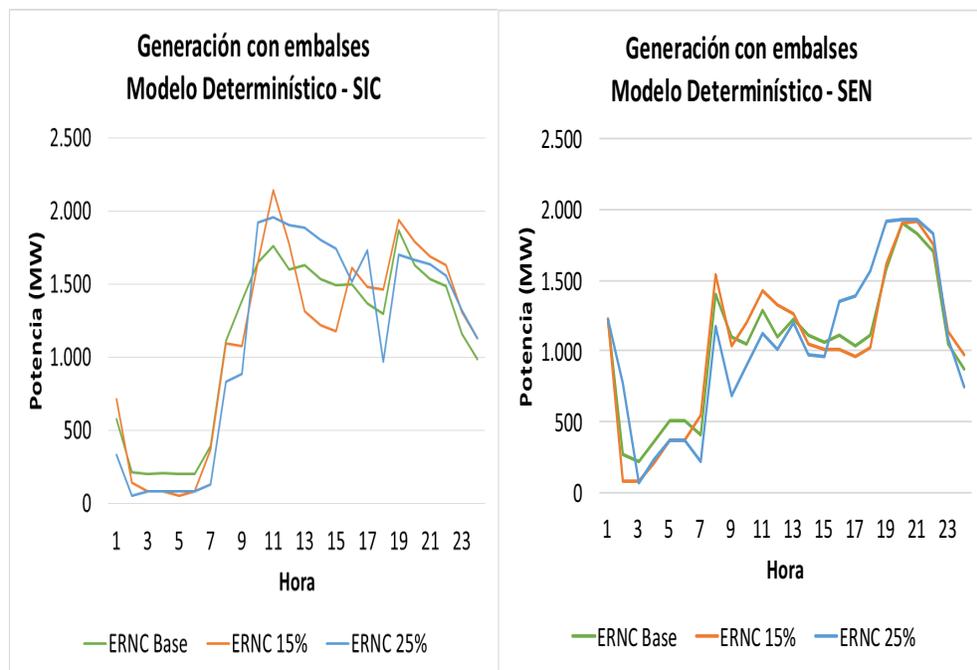


Figura 6-32. Despachos horarios para las centrales hidroeléctricas de embalse – Modelo Determinístico – Escenario ERNC base, 15% y 25% de la demanda – SIC y SEN. Fuente: Elaboración propia.

6.4.1.4. Condiciones de operación de las unidades generadoras: operación a mínimo técnico, ramping y cantidad de partidas diarias

Debido a que los sistemas chilenos deben responder a la variabilidad ERNC con recursos mayormente térmicos, es interesante analizar la cantidad de horas que este tipo de unidades (carbón, gas natural y diésel) se encuentran operando en condición de partida, mínimo técnico o variando su generación entre una hora y otra (*ramping*). Inicialmente, se analiza el número de partidas que se produce en las unidades térmicas cuando existe mayor generación renovable. Los resultados obtenidos muestran que los tres sistemas estudiados responden a un aumento de generación renovable con un aumento de la cantidad de partidas de las unidades térmicas, ya que al aumentar la generación ERNC también aumenta el requerimiento de unidades más flexibles operando para poder compensar las rampas que se producen en la demanda neta térmica de cada sistema (Figura 6-33).

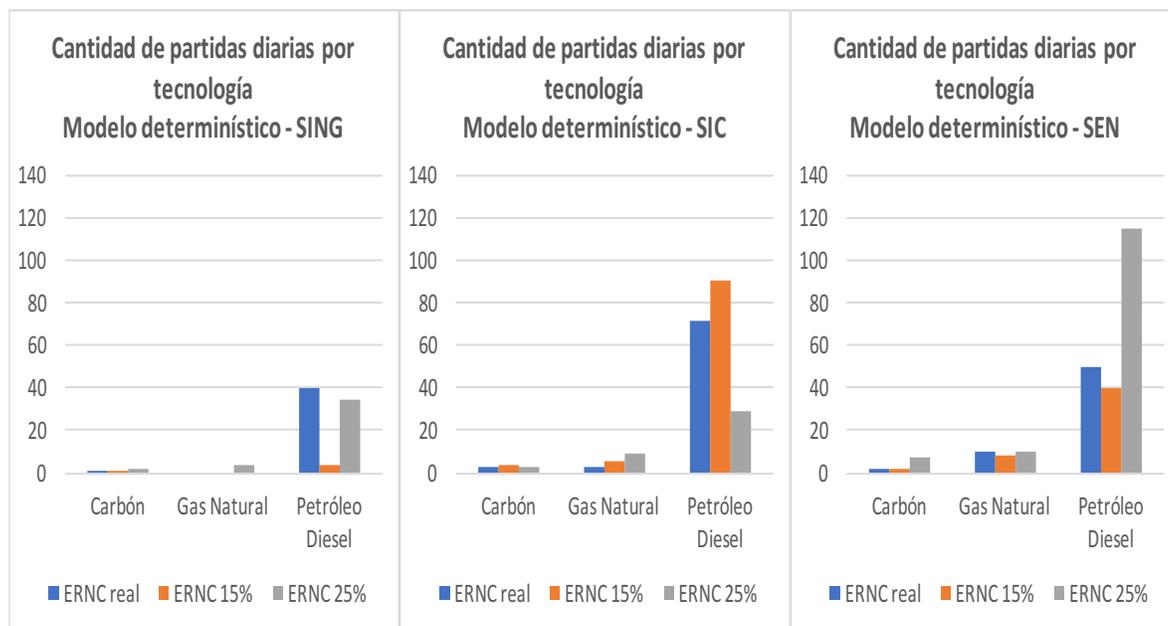


Figura 6-33. Cantidad de partidas diarias carbón y GNL para todos los escenarios considerados.

Por su parte, la cantidad de horas en que las unidades térmicas permanecen en operación de mínimo técnico para los escenarios ERNC estudiados, también aumentan con el aumento de la generación ERNC (Figura 6-34). Esto se produce debido a que la mayor variabilidad inyectada al sistema aumenta el desafío de balancear el sistema eléctrico de manera segura y económica en cada hora. Para el SEN, es importante notar que el tiempo en que las unidades de carbón deben operar a mínimo técnico aumenta, ya que el desafío de balancear oferta y demanda, para un sistema tan extenso, es aún mayor. Las unidades de diésel, por su parte, disminuyen o mantienen la cantidad de horas que deben operar a mínimo técnico como respuesta al aumento de la generación ERNC, debido a que se requiere no solamente su entrada en operación (a mínimo

técnico) sino que también su capacidad de rampa para poder compensar las variaciones introducidas por la generación eólica y solar.

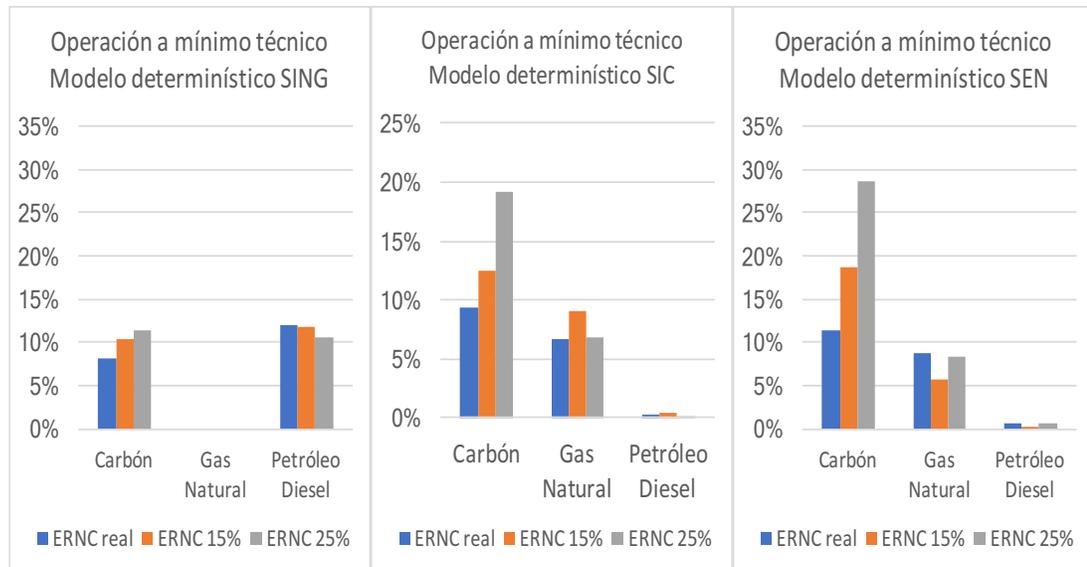


Figura 6-34. Porcentaje de horas de operación a mínimo técnico unidades carbón y diésel. Modelo determinístico, SING – SIC - SEN.

Para la operación del SIC, el aumento en la penetración de energías renovables, produce un aumento del porcentaje de tiempo en que las unidades a carbón se encuentran generando en su punto mínimo técnico y aumenta también para el gas natural. Este comportamiento se debe a que la compensación de la variabilidad horaria que inyectan los recursos renovables a la generación agregada del sistema se produce en su mayoría por las unidades de embalse y gas natural, que presentan una flexibilidad mayor que las centrales a carbón, debido a su mayor capacidad de rampa. Considerando lo anterior y analizando

el escenario de mayor generación ERNC, se observa que debido a los mayores tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades a carbón y a la variabilidad aumentada que se introduce en este escenario, se hace necesario mantenerlas en funcionamiento a mínimo técnico durante más tiempo, en comparación con las unidades a gas natural que disminuyen su funcionamiento en esta condición debido a que aportan en la compensación horaria, generando a un nivel superior a su mínimo técnico.

Analizando el comportamiento de *ramping* de las unidades térmicas (Figura 6-35), se obtiene que para el SING, las unidades de carbón mantienen sus condiciones de operación relativamente constantes al aumentar la penetración ERNC. Sin embargo, las unidades a gas natural y petróleo diésel disminuyen su porcentaje de horas fuera de servicio a medida que aumenta la generación renovable, teniendo que aportar en la compensación de las rampas de generación ERNC producidas por la generación solar. Además, se puede ver que la variabilidad ERNC se compensa mayormente con las unidades a gas natural y carbón, ya que estas pasan la totalidad de las horas que se encuentran en servicio en estado de *ramping*, es decir, variando su generación entre una hora y otra.

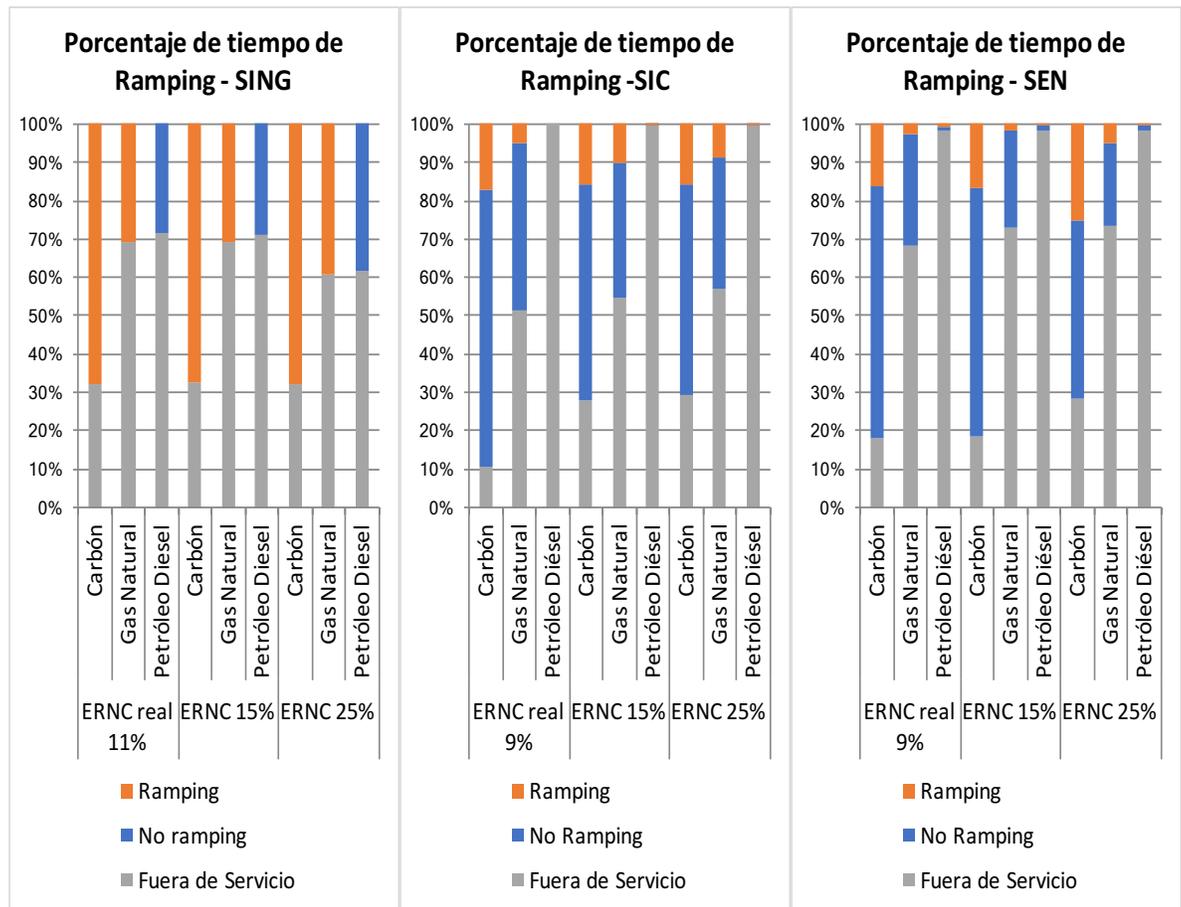


Figura 6-35. Porcentaje de horas de operación en condición *ramping* y fuera de servicio de unidades carbón, gas natural y diésel. Modelo determinístico, SING – SIC - SEN.

En la operación del SIC y SEN, por su parte, el porcentaje de horas de fuera de servicio, tanto en las unidades a carbón como gas natural, aumenta a medida que aumenta el nivel de generación renovable. En cuanto a las unidades de carbón, se puede ver que la mayor parte del tiempo pasa en estado de no *ramping*, porcentaje que disminuye en la medida en que aumenta la generación

solar y eólica, ya que se requiere mayor variación de la generación para responder a la variabilidad incorporada por la generación ERNC.

En cuanto a las unidades a gas natural (GNL), estas ejercen menor compensación que las unidades a carbón, presentando en todos los casos un mayor porcentaje de tiempo en que se encuentran fuera de servicio. Además, debido a las restricciones de transmisión y operacionales del parque generador, las unidades GNL actúan de manera más importante en el caso en que existe mayor porcentaje de generación renovable, debido a que este tipo de unidades presentan mayor flexibilidad en la generación, aportando con tiempos de encendido más bajos y capacidades de rampa más altas, recursos que se hacen cada vez más relevantes en la medida que se aumenta la generación ERNC presente en el sistema. Finalmente, en todos los casos se logra compensar la variabilidad ERNC con una mínima necesidad de operar unidades a petróleo, las cuales solamente operan visiblemente en los escenarios del SEN, lo cual es conveniente para el sistema debido a que estas unidades son las que presentan costos operacionales más altos, además de contaminar de gran manera el medioambiente. La operación de las unidades a petróleo para el SEN corrobora el mayor desafío que debe enfrentar un sistema de esta magnitud para balancear la generación con la demanda, lo cual reafirma la necesidad de emplear modelos más sofisticados para el *Unit Commitment*, como el modelo estocástico que se aplica en este estudio.

6.4.2. Resultados para el modelo estocástico y comparación

Para comparar el modelo estocástico con el determinístico, se eligió un perfil de generación ERNC, eólica y solar, distinto de los evaluados en los modelos determinístico y estocástico de los sistemas estudiados. Luego, se consideraron las soluciones de operación de las unidades generadoras para cada caso ERNC evaluado del *Unit Commitment*. Con estas soluciones mantenidas fijas, se calcula el despacho económico correspondiente para el nuevo perfil renovable. Finalmente, con los resultados obtenidos para cada modelo se compara el desempeño de la programación determinística con la estocástica para los tres niveles ERNC considerados en este trabajo.

6.4.2.1. Comparación de despachos de generación obtenidos con el modelo determinístico y estocástico.

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), se consideró un perfil ERNC equivalente al 11,5% de la demanda del día de estudio. Considerando este perfil, se obtienen los siguientes despachos económicos para cada escenario ERNC.

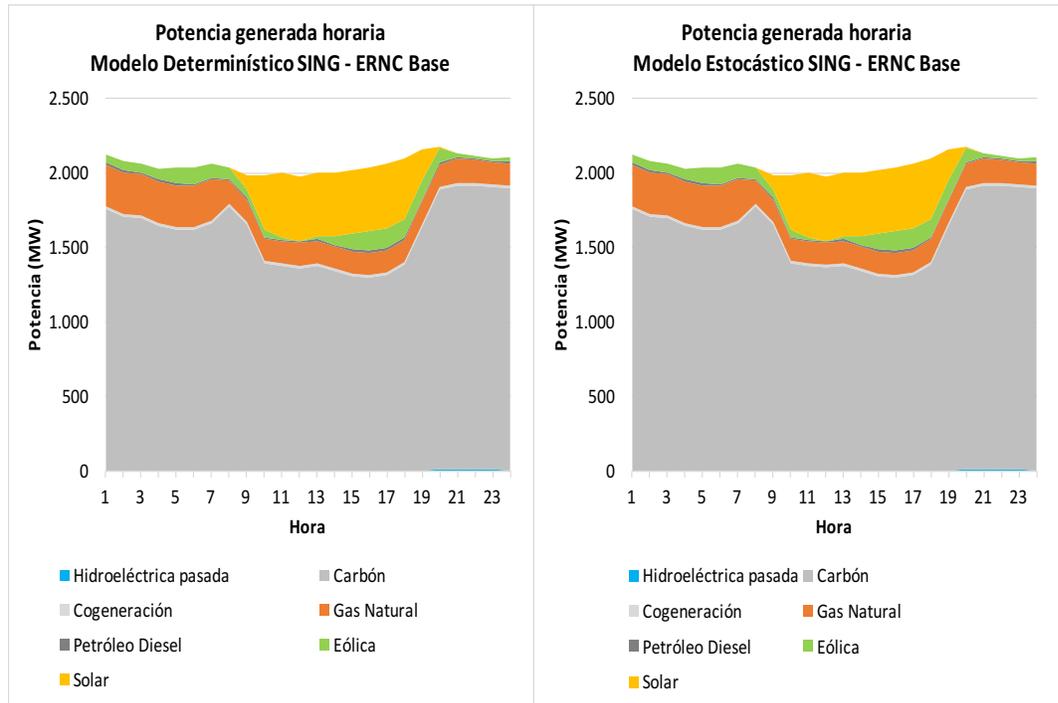


Figura 6-36. Comparación de despacho económico SING con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base. Fuente: Elaboración propia.

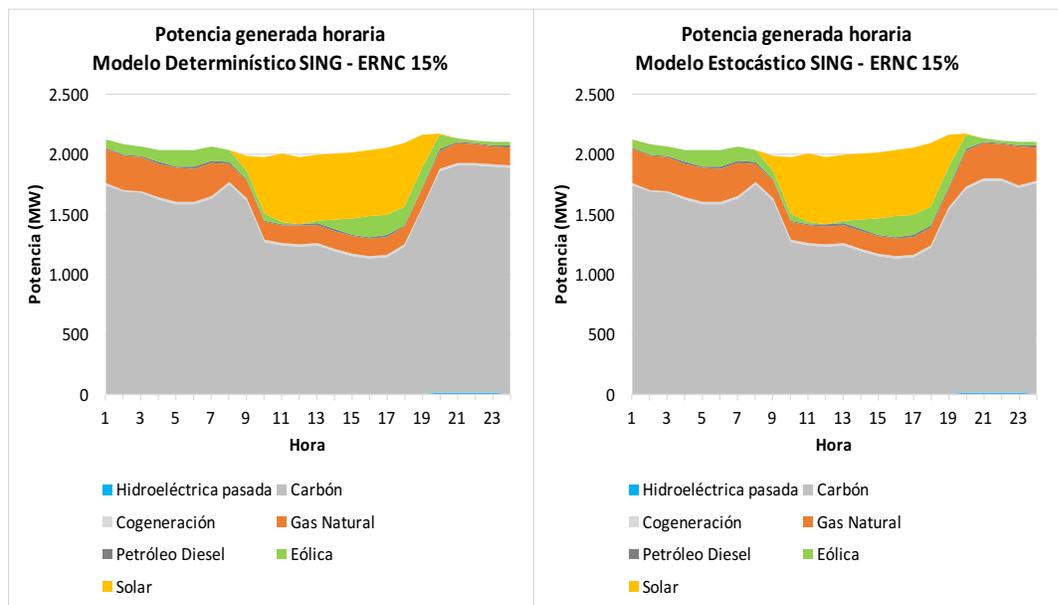


Figura 6-37. Comparación de despacho económico SING con modelo determinístico y estocástico – ERNC 15% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

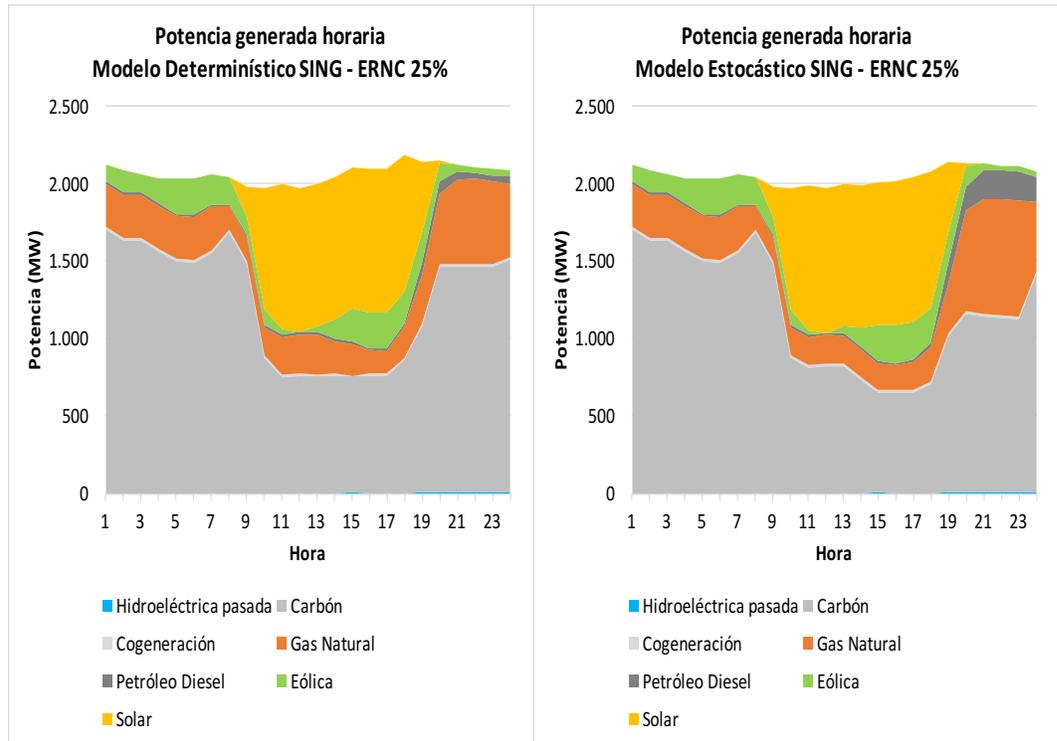


Figura 6-38. Comparación de despacho económico SING con modelo determinístico y estocástico – ERNC 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

En este sistema, el modelo estocástico se prepara mejor para un perfil ERNC distinto al evaluado inicialmente, lo cual se refleja en la menor cantidad de vertimiento que se produce, permitiendo la presencia de mayores niveles de generación ERNC. Este comportamiento se puede ver de mejor manera en la siguiente tabla que resume la cantidad generada por combustible en cada escenario evaluado.

Tabla 6-13. Resumen de generación diaria (MWh) por tecnología para cada escenario ERNC. Modelo Determinístico vs Estocástico – SING.

Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Determinístico ERNC Base	Estocástico ERNC Base
ERNC	5.702,0	5.702,0
Hidráulica Pasada	94,4	94,4
Carbón	38.332,7	38.351,1
Gas Natural	4.530,9	4.532,4
Cogeneración	420,0	420,0
Petróleo Diesel	320,7	300,9
Totales (MWh)	49.400,73	49.400,73
Tecnología	Determinístico ERNC 15%	Estocástico ERNC 15%
ERNC	7.396,6	7.396,6
Hidráulica Pasada	94,4	94,4
Carbón	36.667,3	35.938,7
Gas Natural	4.521,5	5.232,7
Cogeneración	420,0	420,0
Petróleo Diesel	300,5	318,2
Totales (MWh)	49.400,37	49.400,62
Tecnología	Determinístico ERNC 25%	Estocástico ERNC 25%
ERNC	12.133,8	12.213,8
Hidráulica Pasada	94,4	94,4
Carbón	29.602,6	27.835,2
Gas Natural	6.988,4	7.549,8
Cogeneración	395,5	420,0
Petróleo Diesel	579,6	1.258,9
Totales (MWh)	49.602,92	49.201,69

De esta manera, para el escenario de mayor penetración ERNC, el modelo estocástico permite una mayor generación de este tipo. Esta menor cantidad de vertimiento se hace posible debido a que el resultado del *Unit Commitment*

estocástico contempla el funcionamiento de una mayor cantidad de unidades de petróleo diésel y gas natural, las cuales aportan mayor flexibilidad para responder ante variaciones de la generación ERNC.

Para el SIC, el perfil elegido equivale aproximadamente al 15% de la demanda, por lo que se presentan solamente los escenarios de generación base (14,76%) y equivalente al 25% de la demanda en el análisis siguiente. Los despachos económicos obtenidos tanto con el resultado del *Unit Commitment* determinístico como estocástico muestran que el modelo determinístico recorta la variabilidad introducida por la generación eólica, la cual se mantiene más presente en el resultado estocástico.

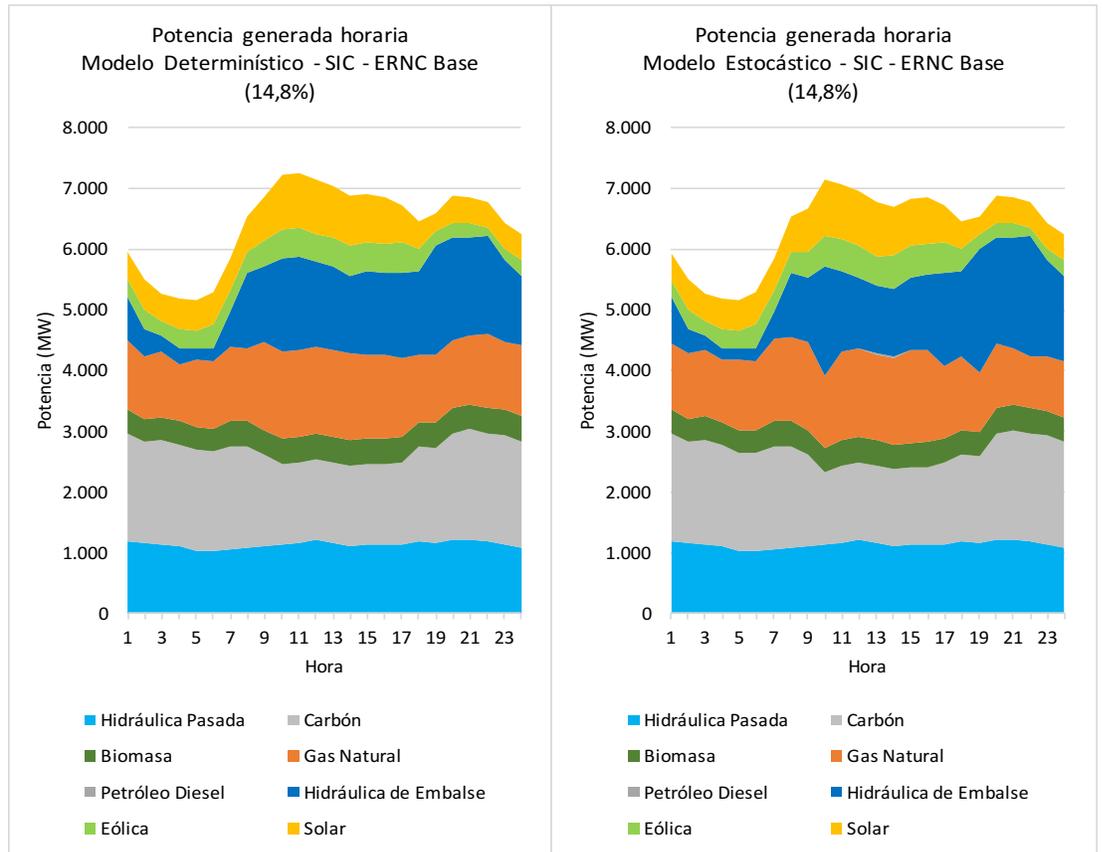


Figura 6-39. Comparación de despacho económico SIC con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base (15% de la demanda). Fuente:

Elaboración propia.

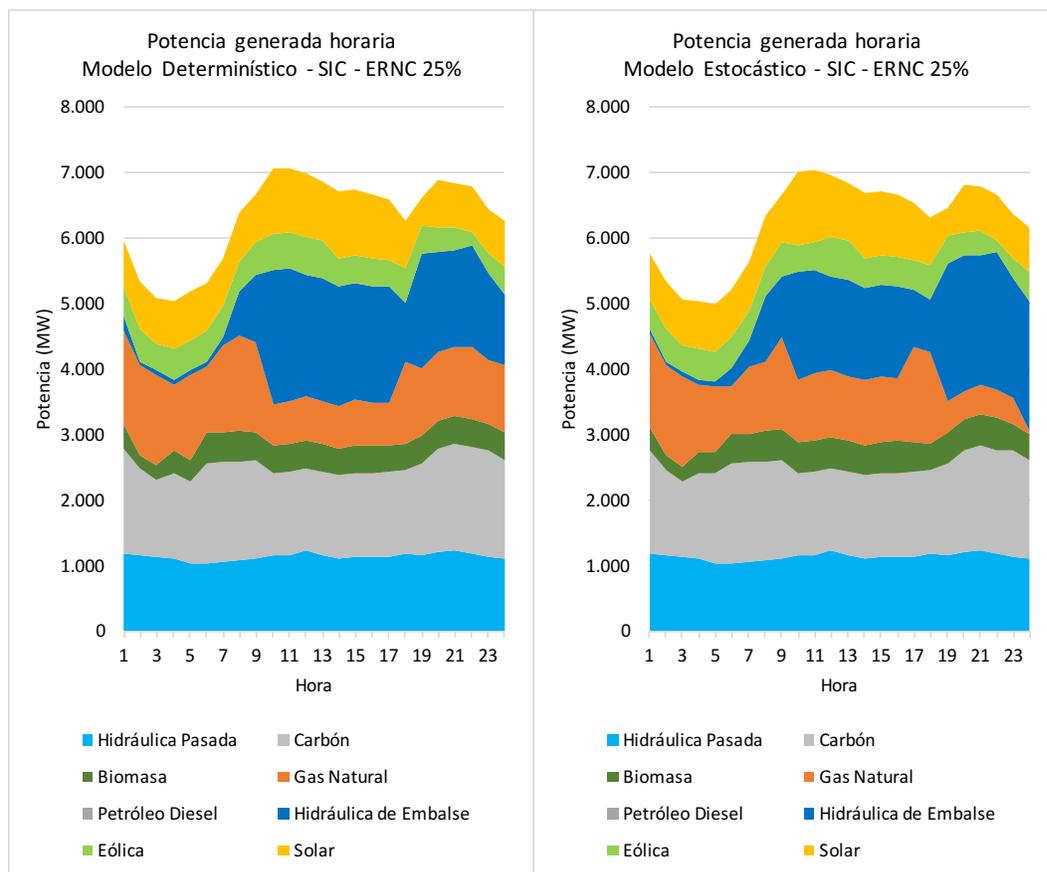


Figura 6-40. Comparación de despacho económico SIC con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base (25% de la demanda). Fuente:

Elaboración propia.

El perfil ERNC escogido para el SIC presenta una mayor presencia de generación solar en comparación con el escenario inicial considerado para la evaluación determinística. Esta mayor participación solar provoca las rampas de generación con embalses y gas natural que se observan en el escenario de mayor generación renovable tanto en el resultado estocástico como determinístico. En este escenario, el modelo estocástico provisiona la operación de una mayor

cantidad de generación con gas natural en las horas de día que el determinístico, lo que provoca que se compensa con la operación de las unidades hidroeléctricas de embalse durante estas horas.

La generación total diaria por tecnología para cada escenario ERNC estudiado (Tabla 6-14) muestra que el modelo estocástico compromete, en general, la operación de una mayor cantidad de unidades de generación más flexible, como petróleo diésel, de manera de estar mejor preparado para diferencias en los perfiles ERNC.

Tabla 6-14. Resumen de generación diaria (MWh) por tecnología para cada escenario ERNC - SIC. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Determinístico ERNC Base	Estocástico ERNC Base
ERNC	22.643,8	22.993,8
Hidráulica Pasada	27.301,9	27.301,9
Carbón	37.723,1	36.828,7
Biomasa	9.692,7	9.676,9
Hidráulica de Embalse	26.986,0	26.986,0
Gas Natural	29.519,6	28.863,2
Petróleo Diesel	38,4	1.304,6
Totales (MWh)	153.905,45	153.955,09
Tecnología	Determinístico ERNC 25%	Estocástico ERNC 25%
ERNC	29.633,9	29.628,8
Hidráulica Pasada	27.301,9	27.301,9
Carbón	33.571,7	33.459,1
Biomasa	9.462,9	10.197,6
Hidráulica de Embalse	26.986,0	26.986,0
Gas Natural	24.380,8	22.391,9
Petróleo Diesel	2.655,4	4.010,8
Totales (MWh)	153.992,55	153.976,04

Finalmente, a continuación se presentan los resultados de despacho económico horario por tecnología para el Sistema Interconectado Nacional (SEN).

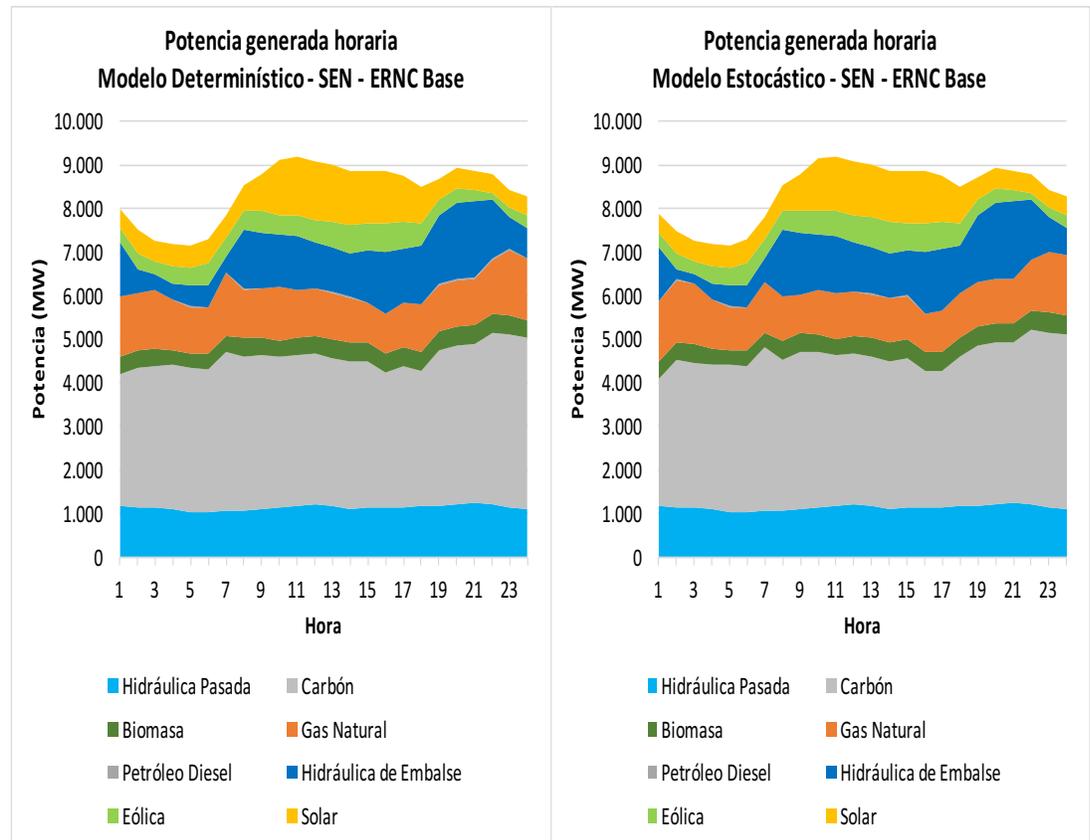


Figura 6-41. Comparación de despacho económico SEN con modelo determinístico y estocástico – ERNC Base (15% de la demanda). Fuente:

Elaboración propia.

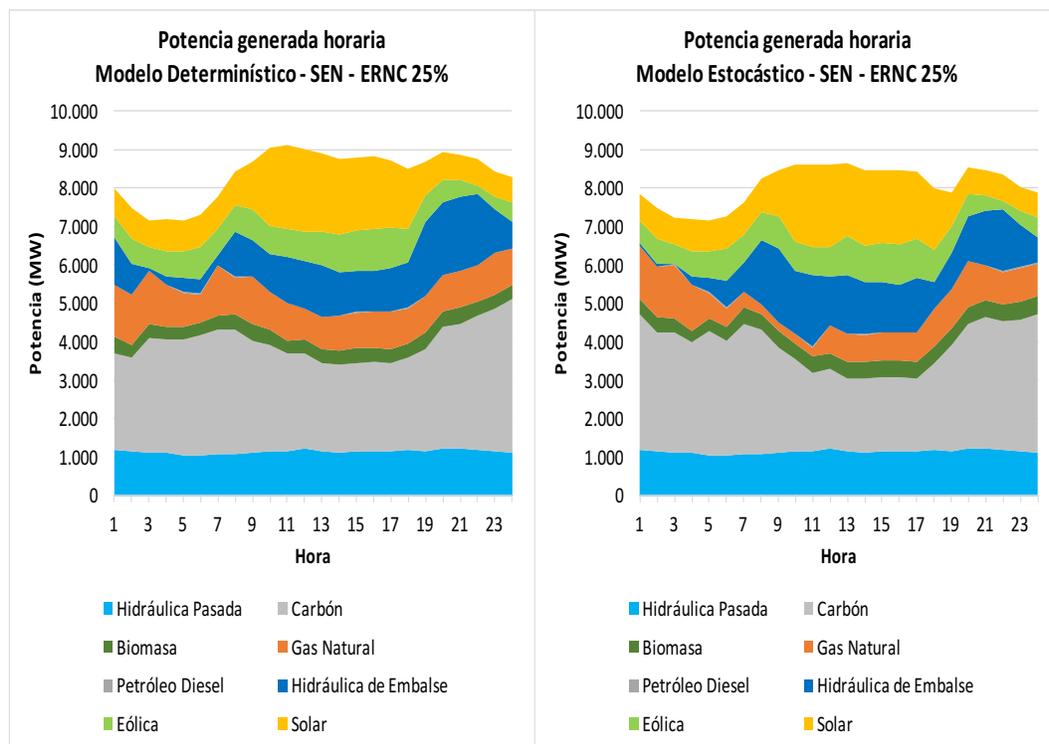


Figura 6-42. Comparación de despacho económico SEN con modelo determinístico y estocástico – ERNC 25% de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a lo anterior, para la interconexión se producen despachos similares a los obtenidos para el SIC, aumentando la utilización del petróleo diésel con el objetivo de prepararse para un cambio en la generación ERNC respecto del perfil considerado inicialmente para resolver el modelo de *Unit Commitment*. En la siguiente tabla se presentan las cantidad totales de generación de energía diaria para cada caso comentado anteriormente, donde se pueden observar de mejor manera las diferencias que se producen entre las soluciones determinística y estocástica para el SEN.

Tabla 6-15. Resumen de generación diaria (MWh) por tecnología para cada escenario ERNC. Modelo determinístico vs Estocástico – SEN. Fuente:

Elaboración propia.

Tecnología	Determinístico ERNC Base	Estocástico ERNC Base
ERNC	28.770,2	28.770,2
Hidráulica Pasada	27.396,3	27.396,3
Carbón	82.581,0	83.882,5
Biomasa	9.865,1	9.957,4
Hidráulica Embalse	25.053,0	25.053,0
Gas Natural	27.771,0	26.224,7
Cogeneración	420,0	420,0
Petróleo Diesel	780,4	922,6
Totales (MWh)	202.637,0	202.626,6
ERNC	46.373,8	46.269,5
Hidráulica Pasada	27.396,3	27.396,3
Carbón	68.386,4	66.424,6
Biomasa	9.058,3	10.053,0
Hidráulica Embalse	25.053,0	24.993,0
Gas Natural	24.350,6	18.754,2
Cogeneración	398,8	420,0
Petróleo Diesel	1.483,3	8.258,4
Totales (MWh)	202.500,5	202.568,9

6.4.2.2. Comparación de condiciones operacionales de las unidades generadoras con resultado de modelo determinístico y estocástico

Para el SING, la cantidad de partidas diarias, obtenidas con el modelo determinístico resultan mayores para las unidades de petróleo diésel, que con el modelo estocástico. Esto se debe a que al evaluar distintos escenarios

de generación la formulación estocástica es capaz de prepararse para compensar la variabilidad ERNC con unidades a gas natural y carbón. Esta capacidad de compensación con unidades más económicas se logra debido a que la mayor parte de la generación ERNC del SING es solar, la cual no presenta gran variabilidad horaria inherente al recurso.

Para el SIC, por el contrario, la cantidad de partidas diarias determinísticas son menores que las obtenidas con el modelo estocástico, ya que la diferencia de participación solar y eólica en cada escenario puede variar considerablemente los flujos por las líneas de transmisión y la cantidad de variabilidad incorporada a la red. Debido a lo anterior, se requiere aún más flexibilidad que en el SING por lo que la capacidad instalada de las unidades a carbón, gas natural e hidroeléctricas de embalse no son suficientes para todos los escenarios evaluados y se requiere operar con unidades a petróleo diésel.

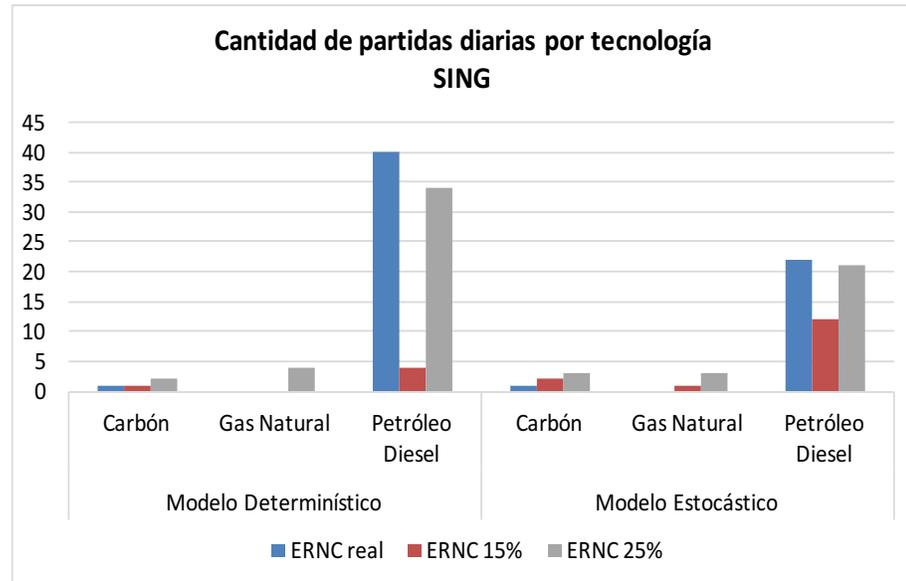


Figura 6-43. Comparación de cantidad de partidas diarias por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SING. Fuente: Elaboración propia.

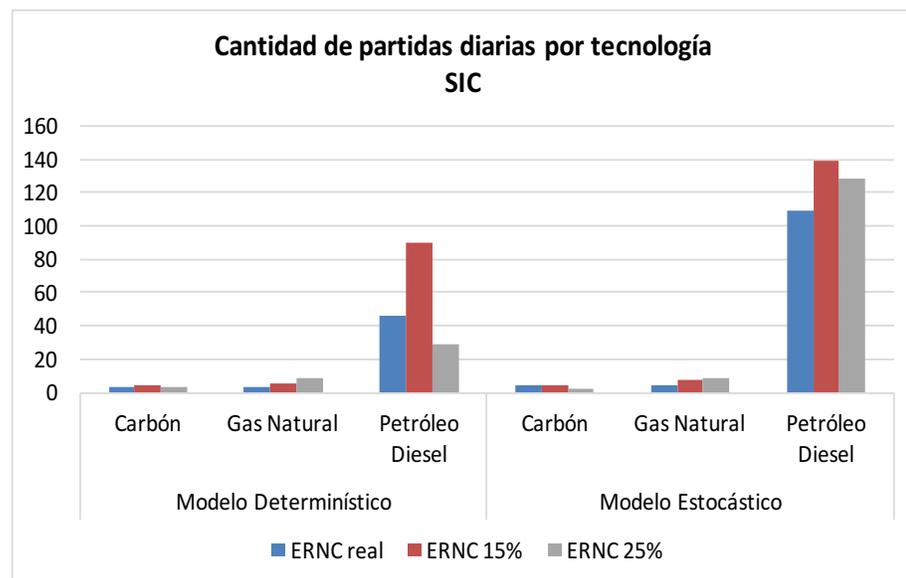


Figura 6-44. Comparación de cantidad de partidas diarias por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SIC. Fuente: Elaboración propia.

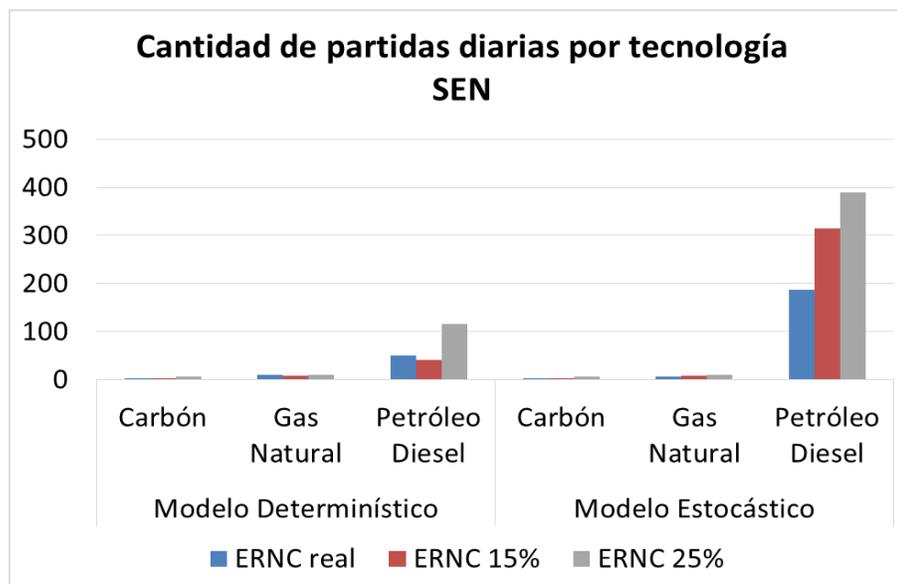


Figura 6-45. Comparación de cantidad de partidas diarias por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SEN. Fuente: Elaboración propia.

La cantidad de horas que las unidades generadoras operan en condición de mínimo técnico, también refleja la mayor necesidad de flexibilidad que existe en el SIC y SEN en comparación con el SING. En el SIC y SEN, el porcentaje que las unidades deben mantenerse en esta condición es relativamente similar tanto en el modelo estocástico como en el determinístico, obteniéndose mayores valores estocásticos para las unidades más flexibles (GNL y diésel). En el SING, por su parte, el modelo estocástico permite optimizar económicamente la utilización de las unidades térmicas, ya que aumenta la cantidad de horas que las unidades a carbón operan a mínimo técnico a medida que aumenta la penetración

ERNC, permitiendo con esto minimizar la operación de las unidades más caras como petróleo diésel.

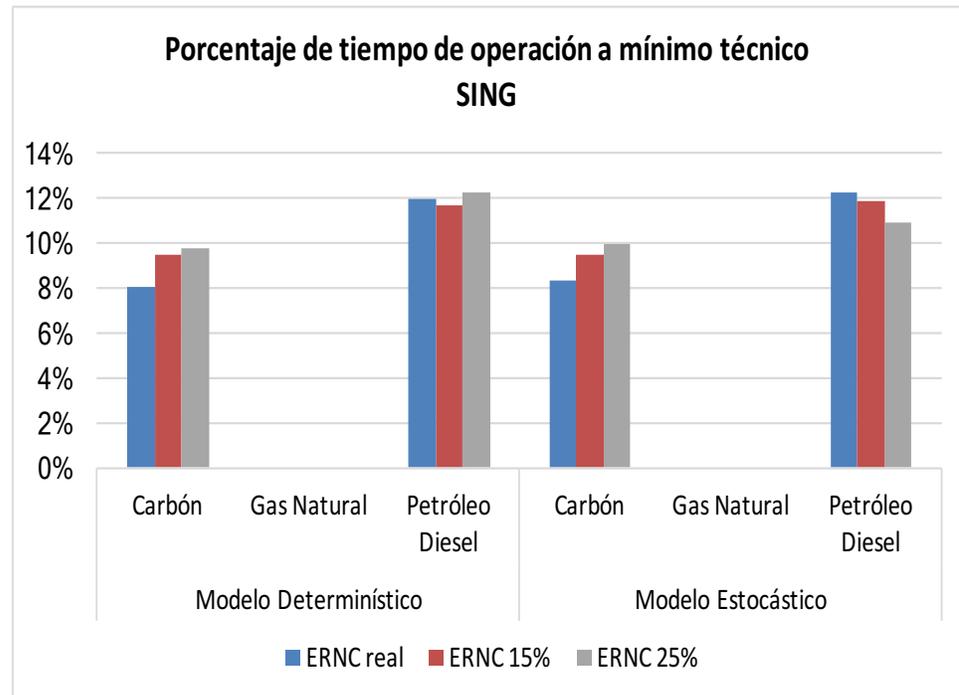


Figura 6-46. Comparación de cantidad de operación a mínimo técnico por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SING. Fuente:

Elaboración propia.

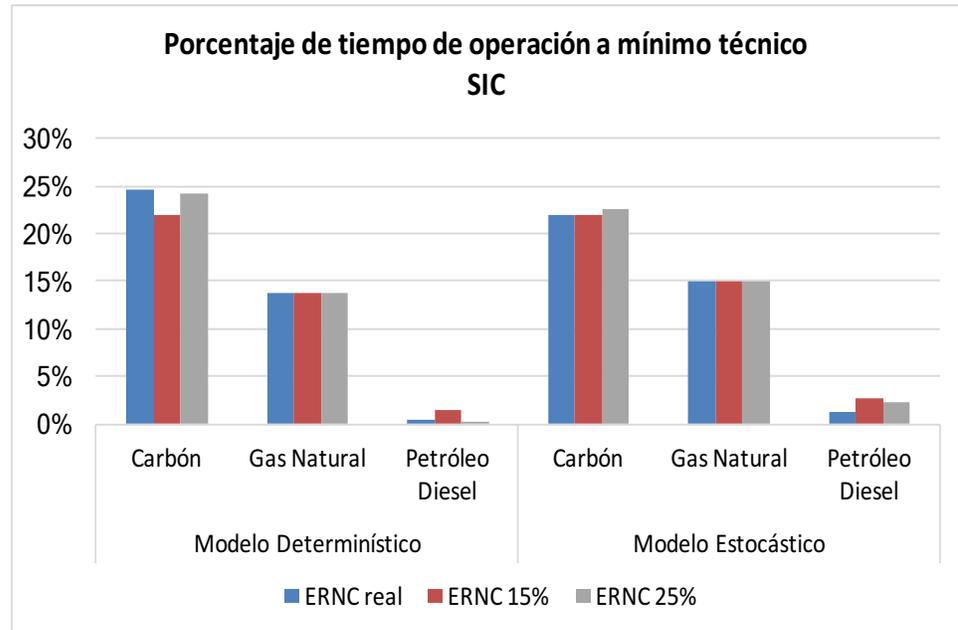


Figura 6-47. Comparación de cantidad de operación a mínimo técnico por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SIC. Fuente:

Elaboración propia.

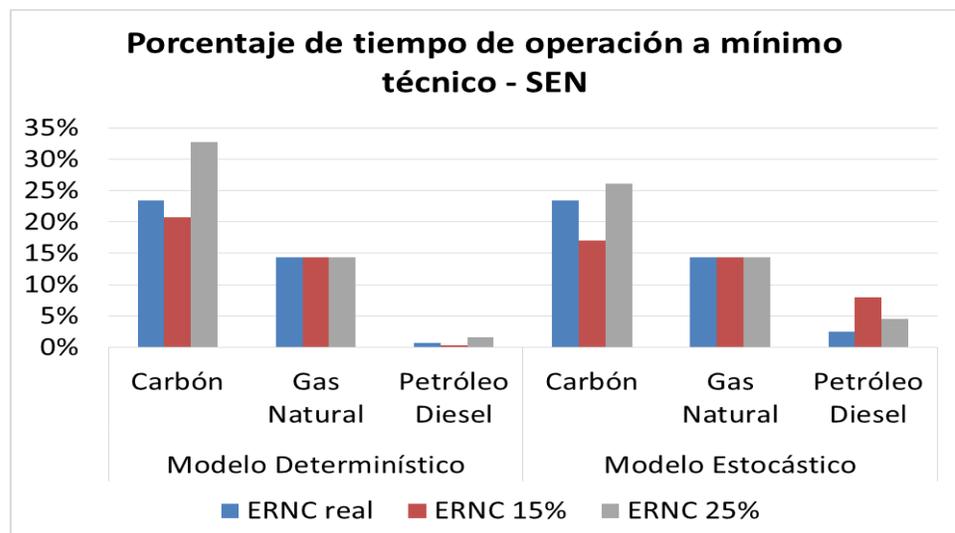


Figura 6-48. Comparación de cantidad de operación a mínimo técnico por tecnología para modelo determinístico y estocástico del SEN. Fuente:

Elaboración propia.

Finalmente, respecto de la utilización de la capacidad de rampa de las unidades térmicas del SING, SIC y SEN, no se obtienen grandes variaciones entre el modelo determinístico y estocástico, ya que ambos intentan aprovechar al máximo la flexibilidad que ofrecen las unidades más baratas (como carbón) y minimizar las horas en que se encuentran en funcionamiento las unidades a petróleo. La mayor diferencia se observa en el SEN, debido a que en el escenario de mayor generación ERNC el modelo estocástico compromete una mayor cantidad de unidades generadoras a petróleo diésel que en el modelo determinístico, observándose entonces un mayor porcentaje de tiempo en que estas unidades se encuentran operando en condición de *ramping*, es decir, cooperando en la compensación de demanda y generación. En la siguiente figura se puede observar el comportamiento mencionado anteriormente tanto para el modelo determinístico como estocástico.

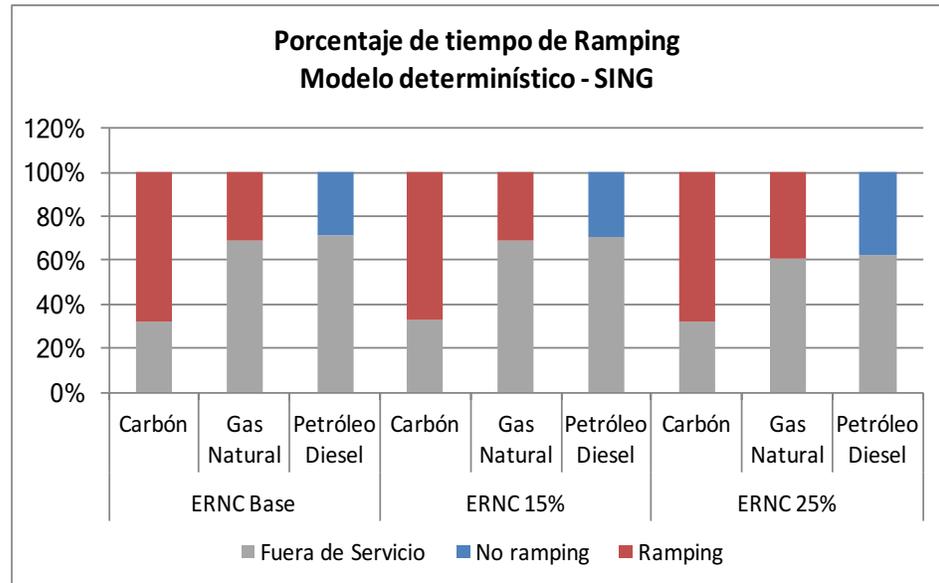


Figura 6-49. Operación de las unidades generadoras del SING. Modelo Determinístico. Fuente: Elaboración propia.

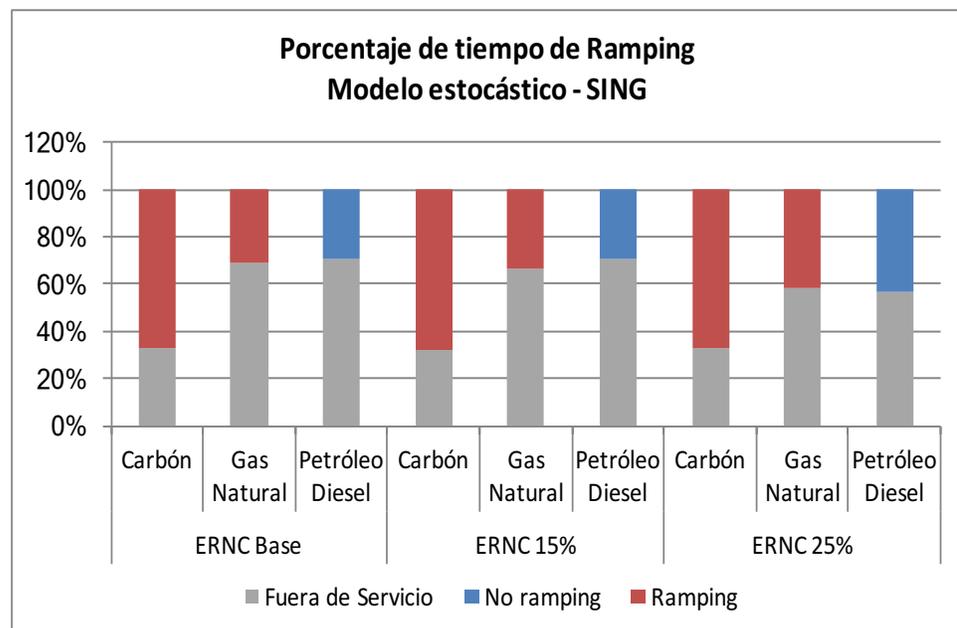


Figura 6-50. Operación de las unidades generadoras del SING. Modelo Estocástico. Fuente: Elaboración propia.

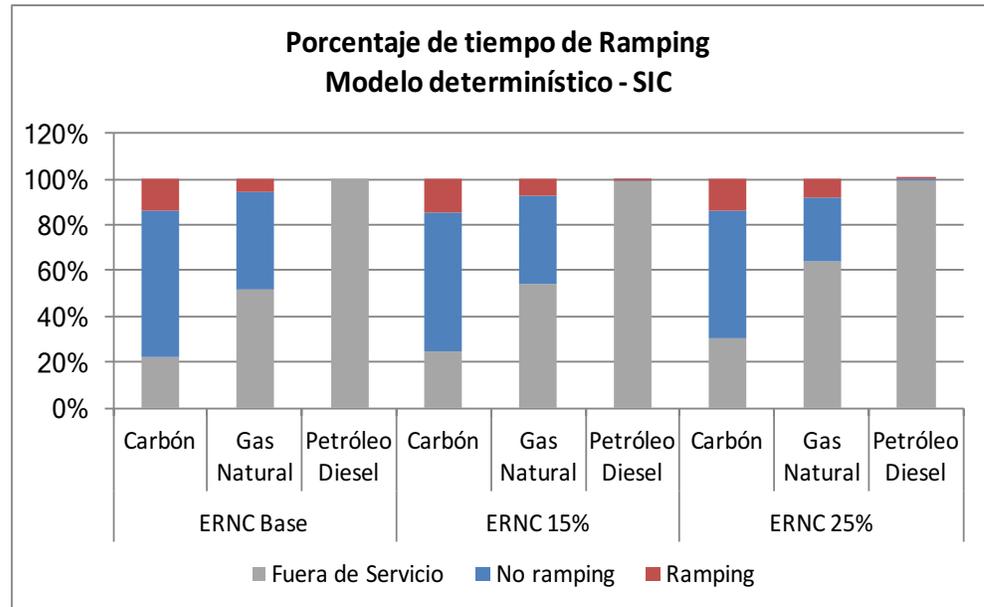


Figura 6-51. Operación de las unidades generadoras del SIC. Modelo Determinístico. Fuente: Elaboración propia.

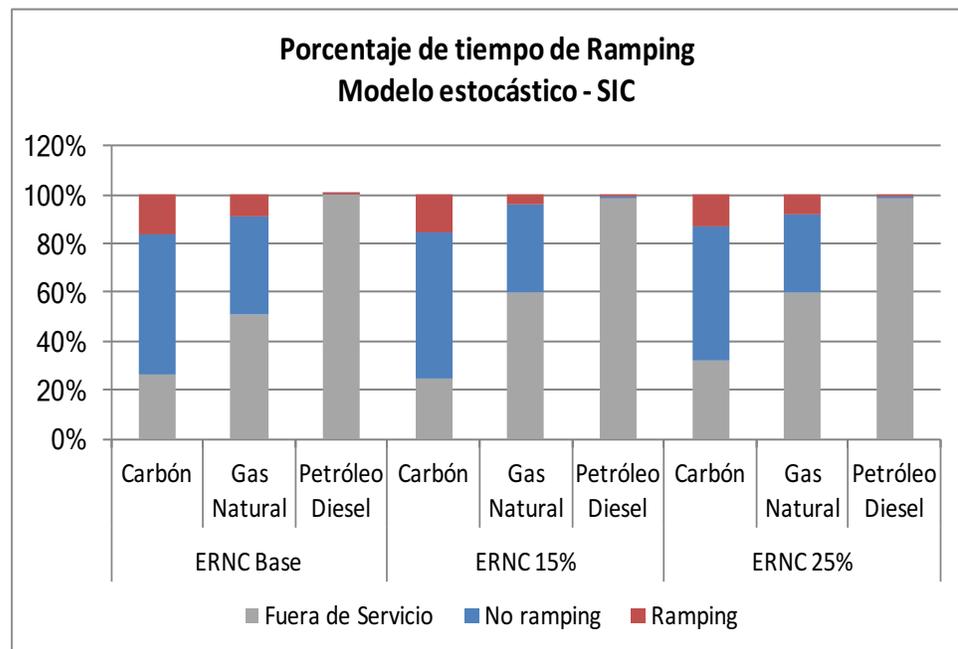


Figura 6-52. Operación de las unidades generadoras del SIC. Modelo Estocástico. Fuente: Elaboración propia.

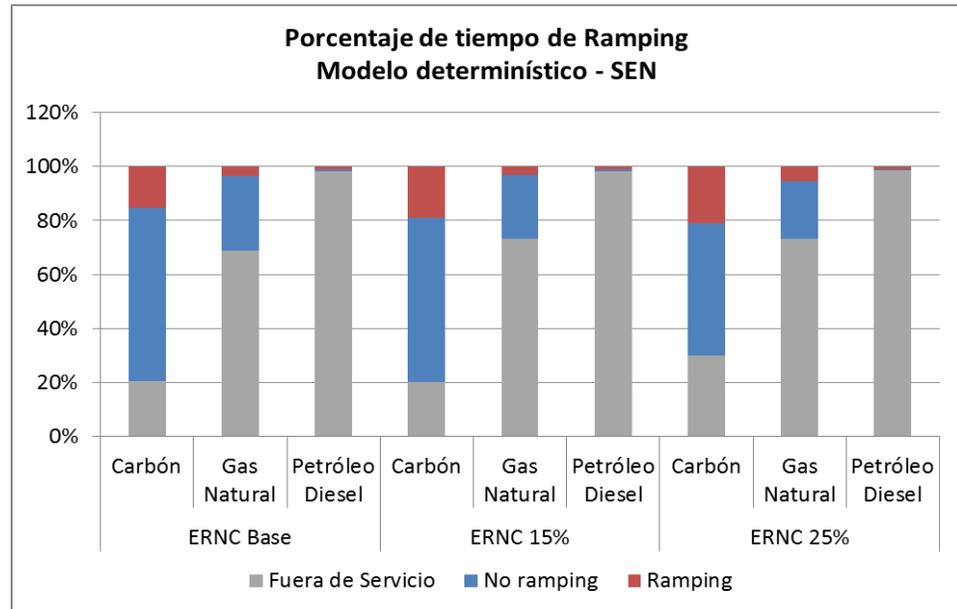


Figura 6-53. Operación de las unidades generadoras del SEN. Modelo Determinístico. Fuente: Elaboración propia.

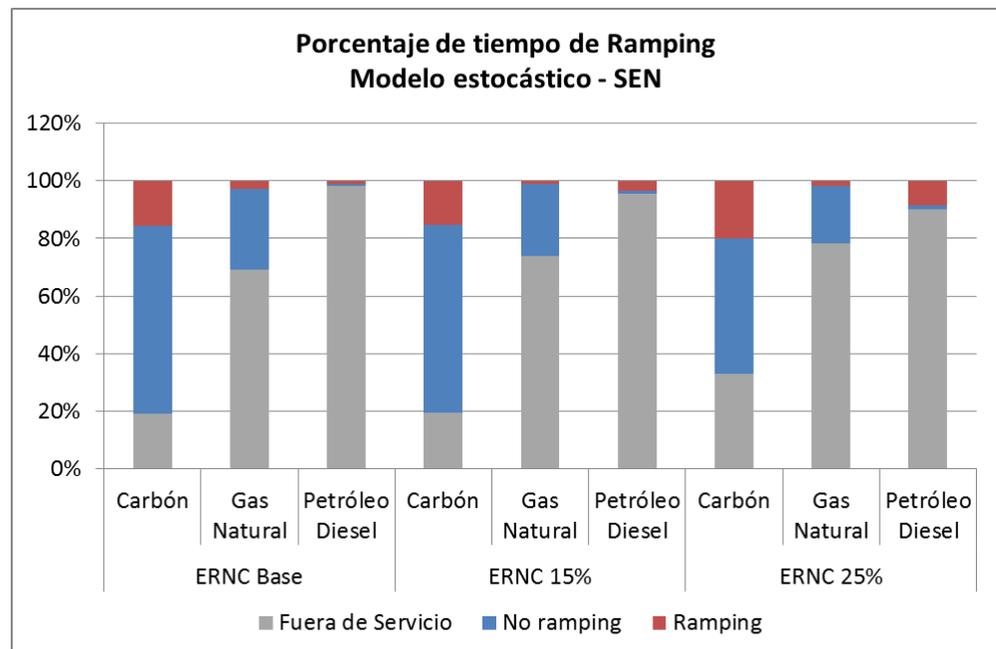


Figura 6-54. Operación de las unidades generadoras del SEN. Modelo Estocástico. Fuente: Elaboración propia.

6.4.2.3. Comparación de rendimiento de modelos determinístico y estocástico

De acuerdo a los resultados obtenidos en los sistemas y escenarios ERNC estudiados, se concluye que el modelo estocástico, si bien toma más tiempo en resolver provee, en general, menores niveles de Energía No Suministrada (ENS) y vertimiento ERNC, optimizando el uso de la capacidad de transmisión y generación ante un cambio en la generación eólica y/o solar. En general, los tiempos de resolución aumentan a medida que aumenta el perfil renovable considerado, debido a que aumenta el desafío de resolución del problema para obtener una operación segura y económica del sistema. Este tiempo se ve aún mayor al resolver los modelos determinístico y estocástico para la interconexión, ya que al ser tan extenso presenta un desafío aún mayor de balance, como ya se ha comentado anteriormente.

La función objetivo aumenta también de manera proporcional a la generación ERNC, debido fundamentalmente al aumento de variable que contabiliza el vertimiento o *curtailment* de energías renovables. Por su parte, los costos reales de generación (función objetivo sin penalización) disminuyen, en general, con el modelo estocástico, en comparación con el determinístico, para los escenarios de menor generación renovable. Esto cambia para el escenario de mayor penetración debido a que el modelo estocástico se prepara para poder responder ante una mayor generación

ERNC, y por lo tanto más variable, teniendo que comprometer la operación de unidades más caras como petróleo y gas natural, por sobre el carbón. Debido a lo anterior, a pesar de que el costo total de generación es mayor para el modelo estocástico, se obtienen mejores resultados globales para el despacho debido a que la función objetivo penalizada se obtiene menor, en la mayoría de los casos, ya que se logra disminuir los valores de energía no suministrada y vertimiento de ERNC.

Finalmente, la interconexión permite mayores niveles de penetración ERNC con menores niveles de vertimiento y ENS, ya que para todos los escenarios de generación ERNC se produce un vertimiento menor que con la operación de los sistemas sin interconexión. Específicamente, si se compara el escenario de mayor generación renovable con y sin interconexión, se obtiene una disminución de un 50% del vertimiento producido por el modelo estocástico para la operación de los sistemas por separado.

Tabla 6-16. Cuadro comparativo de variables de rendimiento del modelo determinístico vs estocástico – SING.

Variable de modelo	Determinístico ERNC Base	Estocástico ERNC Base
Tiempo de resolución (s)	4,05	67,54
Función objetivo penalizada (US\$)	1.857.155,4	1.855.387,7
Función objetivo sin penalización (US\$)	1.807.075,0	1.805.307,3
Vertimiento ERNC (MWh)	0,0	0,0
Generación ERNC (MWh)	5.702,0	5.702,0
Generación ERNC (% de la demanda)	11,54%	11,54%
Energía No Suministrada (MWh)	4,6	4,6
Energía No Suministrada (% de la demanda)	0,01%	0,01%
Energía de exceso (MWh)	0,0	0,0
Variable de modelo	Determinístico ERNC 15%	Estocástico ERNC 15%
Tiempo de resolución (s)	4,2	79,04
Función objetivo penalizada (US\$)	1.795.799,0	1.829.418,6
Función objetivo sin penalización (US\$)	1.741.791,4	1.778.156,8
Vertimiento ERNC (MWh)	0,0	0,0
Generación ERNC (MWh)	7.396,6	7.396,6
Generación ERNC (% de la demanda)	14,97%	14,97%
Energía No Suministrada (MWh)	4,9	4,7
Energía No Suministrada (% de la demanda)	0,01%	0,01%
Energía de exceso (MWh)	0,0	0,0
Variable de modelo	Determinístico ERNC 25%	Estocástico ERNC 25%
Tiempo de resolución (s)	12,4	122,17
Función objetivo penalizada (US\$)	10.790.110,4	8.792.817,8
Función objetivo sin penalización (US\$)	1.758.454,0	1.826.797,5
Vertimiento ERNC (MWh)	194,0	114,7
Generación ERNC (MWh)	12.327,7	12.327,7
Generación ERNC (% de la demanda)	24,95%	24,95%
Energía No Suministrada (MWh)	122,0	285,5
Energía No Suministrada (% de la demanda)	0,25%	0,58%
Energía de exceso (MWh)	319,7	81,9

Tabla 6-17. Cuadro comparativo de variables de rendimiento del modelo determinístico vs estocástico – SIC.

Variable de modelo	Determinístico ERNC Base	Estocástico ERNC Base
Tiempo de resolución (s)	426,93	6.607,69
Función objetivo penalizada (US\$)	17.231.136,6	13.285.263,1
Función objetivo sin penalización (US\$)	2.841.465,2	2.945.036,8
Vertimiento ERNC (MWh)	1.209,2	859,1
Generación ERNC (MWh)	23.853,0	23.853,0
Generación ERNC (% de la demanda)	15,55%	15,55%
Energía No Suministrada (MWh)	182,2	132,4
Energía No Suministrada (% de la demanda)	0,12%	0,09%
Energía de exceso (MWh)	24,5	24,3
Variable de modelo	Determinístico ERNC 25%	Estocástico ERNC 25%
Tiempo de resolución (s)	179,68	5.536,05
Función objetivo penalizada (US\$)	91.338.183,0	91.730.749,9
Función objetivo sin penalización (US\$)	2.815.970,3	2.976.175,7
Vertimiento ERNC (MWh)	8.718,2	8.723,3
Generación ERNC (MWh)	38.352,1	38.352,1
Generación ERNC (% de la demanda)	25,00%	25,00%
Energía No Suministrada (MWh)	95,1	111,6
Energía No Suministrada (% de la demanda)	0,06%	0,07%
Energía de exceso (MWh)	24,5	24,5

Tabla 6-18. Cuadro comparativo de variables de rendimiento del modelo determinístico vs estocástico – SEN.

Variable de modelo	Determinístico ERNC Base	Estocástico ERNC Base
Tiempo de resolución (s)	272,39	19.816,42
Función objetivo penalizada (US\$)	23.701.661,1	23.625.836,5
Función objetivo sin penalización (US\$)	4.699.370,9	4.690.882,5
Vertimiento ERNC (MWh)	784,7	784,7
Generación ERNC (MWh)	29.554,9	29.554,9
Generación ERNC (% de la demanda)	14,57%	14,57%
Energía No Suministrada (MWh)	918,9	921,3
Energía No Suministrada (% de la demanda)	0,45%	0,45%
Energía de exceso (MWh)	87,3	79,5
Variable de modelo	Determinístico ERNC 25%	Estocástico ERNC 25%
Tiempo de resolución (s)	125,57	17.155,00
Función objetivo penalizada (US\$)	59.754.462,3	60.770.484,3
Función objetivo sin penalización (US\$)	4.038.136,1	4.898.282,2
Vertimiento ERNC (MWh)	4.306,0	4.410,3
Generación ERNC (MWh)	50.679,8	50.679,8
Generación ERNC (% de la demanda)	24,99%	24,99%
Energía No Suministrada (MWh)	1.055,3	981,0
Energía No Suministrada (% de la demanda)	0,52%	0,48%
Energía de exceso (MWh)	87,3	81,4

7. MEJORAMIENTO DEL MODELO DE *UNIT COMMITMENT*

Luego de la instancia de defensa de tesis, se propusieron las siguientes oportunidades de mejora al modelo de *Unit Commitment* aplicado a los sistemas interconectados chilenos.

- a) Eliminación de penalización por vertimiento de energías renovables eólica y solar, con el objetivo de representar de mejor manera la optimización realizada por el operador del Sistema Interconectado.
- b) Realizar análisis de sensibilidad de los valores considerados para las penalizaciones (Energía de exceso, Energía no suministrada y vertimiento ERNC).
- c) Evaluación de escenarios hidrológicos seco y húmedo para comparar resultados obtenidos para el Sistema Interconectado Nacional chileno.
- d) Incorporación de un margen de reservas horario.
- e) Generación de escenarios provenientes de datos históricos de generación eólica diaria utilizando el total de energía generada por todas las centrales eólicas en la zona en lugar de considerar solamente un nodo para su determinación, que en este caso fue Las Palmas.
- f) Cálculo de indicadores de desempeño del modelo estocástico y determinístico como *Value of Stochastic Solution* (VSS) y *Expected Value of Perfect Information* (EVPI). El VSS representa los beneficios de los ahorros que se pueden obtener en los costos de operación del sistema mediante la solución estocástica, en comparación con la determinística. Por su parte, el indicador EVPI representa el valor esperado de tener perfecto conocimiento sobre el

comportamiento futuro que presentará la generación eólica y solar (2016, Araya & Gil). El objetivo de incorporar estos indicadores al análisis comparativo de los modelos *Unit Commitment* estocástico y determinístico consiste en realizar una variación respecto del perfil determinístico considerado en la modelación inicial de manera de comparar la flexibilidad que presenta este resultado en comparación con el estocástico, para así poder cuantificar de mejor manera los beneficios obtenidos con el análisis de escenarios y la incorporación de la incertidumbre en la generación ERNC en el *Unit Commitment*.

- g) Comparación de resultados estocásticos y determinísticos evaluando más de una realización renovable eólica y solar, con el objetivo de sacar conclusiones con mayor cantidad de información.

Considerando las recomendaciones realizadas por la Comisión de Defensa de esta Tesis, se realizaron nuevas corridas del modelo estocástico y determinístico para la interconexión, implementando las siguientes modificaciones:

- a) Penalizaciones: se quitaron las penalizaciones tanto a energía excedente y vertimiento ERNC. Se mantuvo la penalización por Energía No Suministrada (ENS) y definiendo su monto de acuerdo a la Resolución Exenta 318, publicada el 5 de julio de 2017, que determina que el valor por Costo de Falla de Corta Duración es de 11,03 US/kWh (2017, BCN, Resolución Exenta 318, Ministerio de Energía).
- b) Escenarios hidrológicos: se evalúa tanto un escenario hidrológico seco (original), como un escenario hidrológico húmedo, aumentando proporcionalmente la

generación hidroeléctrica horaria promedio a 3.400 MW aproximadamente, de acuerdo a la definición realizada en el “Estudio de Integración ERNC al Sistema Interconectado Nacional” (CEN, 2016). La modelación del aumento de la generación hidroeléctrica se hizo por medio de la actualización del cálculo de la demanda neta de las hidroeléctricas de pasada en sus nodos de inyección y aumentando el límite de generación total diaria de las centrales hidroeléctricas de embalse de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 7-1. Límites máximos de generación total diaria (MWh) para centrales hidroeléctricas de embalse – Escenario Seco y Húmedo.

Central	Escenario Seco	Escenario Húmedo
Canutillar	1.865	2.798
Ralco	5.259	7.889
Rapel	3.283	4.925
Pangue	4.124	6.186
Pehuenche	6.778	10.167
Machicura	1.122	1.683
Cipreses	278	417
El Toro	2	3
Colbún	4.275	6.413
Total (MWh)	26.986	40.479

- c) Margen de reservas: La incertidumbre de la generación ERNC y la determinación de las reservas, se puede incorporar al estudio del *Unit Commitment* mediante la utilización del modelo estocástico o bien, mediante la utilización de un modelo determinístico añadiendo un margen de reservas o alguna restricción explícita que las determine horariamente (2011, Papavasiliou

et al). Existen diversas metodologías para incorporar las reservas al modelo determinístico UC, por ejemplo, como un porcentaje de la demanda horaria o de la demanda máxima, como un valor fijo horario (Sistemas Interconectados Chilenos), con la regla “3+5” (reservas en giro mayores o iguales a 3% del pronóstico de demanda horaria más 5% del pronóstico horario de generación ERNC), como porcentaje de la capacidad instalada de energías variables, entre otras (2011, Papavasiliou et al).

Considerando lo anterior, para la modelación del *Unit Commitment* determinístico se incorporó un margen de reservas horario constante de 324 MW calculado de acuerdo al requerimiento vigente de reservas determinado por el “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” para el SIC y SING (2016, CDEC-SIC, Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas; 2017, CDEC-SING, Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas). Se decidió utilizar la definición fija del requerimiento de reservas por simplicidad y para homologar la práctica actual del operador de los sistemas chilenos.

La metodología utilizada para el cálculo del requerimiento de reservas para el SEN consiste en considerar el valor de reservas para Control Primero de Frecuencia determinado por el estudio correspondiente a cada sistema por separado (SING y SIC), calculando el porcentaje de la demanda horaria promedio al que equivale en cada caso. Posteriormente, para determinar la reserva total que se debe considerar para la operación interconectada de los sistemas, se calculó el porcentaje ponderado que resulta de los requerimientos

individuales $(\% \text{ demanda SING} * \text{demanda SING} + \% \text{ demanda SIC} * \text{demanda SIC})$. El resumen de los datos considerados para obtener el valor de 324 MW mencionado anteriormente se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7-2. Cálculo de margen de reservas para Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: Elaboración propia basado en (2016, CDEC-SIC, Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas; 2017, CDEC-SING, Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas)

Sistema	Demanda promedio (MW)	Reserva según Estudio	
		MW	% de la demanda
SING	2.058,6	42	2,0%
SIC	6.392,0	282	4,4%
Sistema	Demanda promedio (MW)	Reserva calculada	
		MW	% de la demanda
SEN	8.450,6	324	3,8%

- d) Cálculo de indicadores VSS y EVPI. Para calcular los indicadores mencionados, primero se debe calcular el resultado del UC determinístico para el escenario estocástico más probable, cuya función objetivo se denomina EV (*Expected Value*). Luego, manteniendo la solución obtenida para las variables de estado del UC, se calculan los resultados del despacho económico para los 9 escenarios restantes considerados en el modelo estocástico. El valor esperado de la función objetivo de estas 10 soluciones determinísticas se denomina EEV (*Expected EV*). Posteriormente, se calcula el valor esperado de la solución *Wait-and-See* calculando el resultado determinístico para los 10 escenarios estocásticos, sin

mantener fija la solución obtenida inicialmente (2016, Araya & Gil). Finalmente, definiendo el valor objetivo de la función estocástica como RP (*Recourse Problem*), se definen los indicadores VSS y EVPI de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$VSS = EEV - RP \quad (7.1)$$

$$EVPI = RP - WS \quad (7.2)$$

- e) Comparación de resultados estocásticos y determinísticos: se comparan los resultados evalúan el *Unit Commitment* obtenido en los 10 escenarios estocásticos considerados, mediante el cálculo de los indicadores mencionados anteriormente, de manera de tener mayor cantidad de información sobre la adaptación que permite el modelo estocástico ante una variación de la realización final de generación renovable.

En consecuencia con lo anterior, se resolvió el modelo determinístico y estocástico para la interconexión en el escenario de generación ERNC base, equivalente a 15% de la demanda agregada. Los resultados más relevantes obtenidos y la comparación del rendimiento de los modelos realizados del *Unit Commitment* determinístico y estocástico, para los escenarios hidrológicos seco y húmedo, se presentan a continuación.

Utilizando el modelo del *Unit Commitment* estocástico y determinístico para la interconexión, desarrollado en el capítulo 7, e incorporando las consideraciones

expuestas por la Comisión, se calcularon los indicadores VSS y EVPI definidos anteriormente. Para obtener los resultados de las métricas mostradas a continuación (Tabla 7-3 y Tabla 7-4) no se utilizó ningún margen de reservas en el modelo determinístico, de manera de poder comparar los resultados del modelo estocástico y determinístico originales. Además, se realiza una comparación entre el escenario hidrológico seco y húmedo.

Tabla 7-3. Valores de la función objetivo para los modelos estocástico y determinístico SEN.

Indicador (kUS\$)	SEN - INTERCONEXIÓN	
	Seco	Húmedo
EV	8.522,31	7.048,74
EEV	8.264,58	7.020,06
RP	8.184,52	6.994,65
WS	8.119,40	6.985,55

Tabla 7-4. Métricas de desempeño de la solución del modelo estocástico.

Escenario Hidrológico	Indicador	SEN - INTERCONEXIÓN	
		kUS\$	% de EEV
Seco	EEV - WS	145,18	1,76%
	VSS	80,06	0,97%
	EVPI	65,12	0,79%
Húmedo	EEV - WS	34,52	0,49%
	VSS	25,41	0,36%
	EVPI	9,10	0,13%

El indicador VSS, que representa los beneficios que se obtienen de la aplicación del modelo estocástico, se ve mermado en el escenario de mayor disponibilidad hidrológica,

debido a que la generación de embalses aporta flexibilidad al sistema, por lo que hacemos importante la utilización de un modelo más sofisticado para responder ante la variabilidad inherente del recurso solar y eólico. Lo mismo ocurre con el EVPI, que toma especial relevancia cuando el sistema se debe enfrentar a un escenario seco, ya que dado que no cuenta con la flexibilidad que le aporta el recurso hidráulico, se hace cada vez más importante contar con más información para resolver el *Unit Commitment*.

Adicionalmente, se presenta un análisis comparativo de valores de tiempos de resolución, vertimiento, energía no suministrada, energía excedente, entre otras (Tabla 7-5) para el modelo determinístico con niveles de reservas de 300 MW, 324 MW y 350 MW, comparando además los escenarios hidrológicos seco y húmedo definidos anteriormente.

Tabla 7-5. Comparación modelo estocástico vs determinístico con margen de reservas.

Variable de modelo	Determinístico Base con reservas - 300 MW	Determinístico Base con reservas - 324 MW	Determinístico Base con reservas - 350 MW	Estocástico ERNC Base
	Escenario Hidrológico Seco			
Tiempo de resolución (s)	329,2	325,7	251,1	14.720,5
Función objetivo penalizada (kUS\$)	8.451,7	8.443,3	8.462,0	8.184,5
Vertimiento ERNC (MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0
Energía No Suministrada (MWh)	282,1	279,3	279,5	299,3
Energía de exceso (MWh)	1.282,9	1.308,5	1.135,3	6.427,7
Escenario Hidrológico Húmedo				
Tiempo de resolución (s)	97,6	201,2	171,9	7.856,5
Función objetivo penalizada (kUS\$)	7.183,5	7.182,5	7.197,2	6.994,7
Vertimiento ERNC (MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0
Energía No Suministrada (MWh)	285,4	284,1	284,1	297,9
Energía de exceso (MWh)	1.574,7	1.372,1	1.176,7	6.101,7

De la tabla anterior se puede ver que a medida que aumenta la cantidad de reservas considerada para el modelo determinístico, disminuye las variables de sub-optimalidad como la Energía No Suministrada (ENS), que representa la única penalización utilizada en la modelación de estas simulaciones, y la Energía de Exceso. Adicionalmente, se observa que el valor de la función objetivo estocástica es menor que en el caso determinístico con cualquier nivel de reservas, lo cual indica que esta solución representa una mejor metodología para enfrentar la incertidumbre que los 3 niveles de reservas considerados para el modelo determinístico. La flexibilidad aportada por el recurso hidrológico se encuentra representada por los tiempos de resolución de los problemas, ya que estos aumentan considerablemente, sobre todo en el caso estocástico, cuando se debe resolver el problema del *Unit Commitment* frente a un escenario de baja disponibilidad hidráulica.

8. CONCLUSIONES

La energía solar y eólica ha irrumpido vertiginosamente en muchos sistemas eléctricos mundiales, imponiendo tremendos desafíos a los operadores para balancear generación y demanda y mantener una operación segura del sistema. Las reservas operacionales y su optimización son la clave para lograr este equilibrio a bajo costo, motivando esta investigación. Los aspectos más relevantes de este trabajo se presentan a continuación, rescatando los resultados obtenidos con la aplicación de las metodologías estocástica y determinística del *Unit Commitment* a los sistemas eléctricos chilenos.

Considerando los resultados obtenidos con los modelos estocástico y determinístico, se comprobó uno de los beneficios esperados de la interconexión que comenzará a operar a fines de 2017, debido a que logra disminuir considerablemente el vertimiento de generación ERNC, permitiendo aprovechar de mejor manera la capacidad instalada de generación eólica y solar ubicada en la zona norte del SIC, habilitando la transmisión de esta energía hacia el SING o hacia el centro del país. Sin embargo, se pudo ver que la ampliación de los sistemas actuales para obtener un solo Sistema Eléctrico Nacional produce mayores desafíos en el balance de la generación y la demanda, lo que hace aún más relevante la necesidad de incorporar modelos más sofisticados al análisis del *Unit Commitment* (pre-despacho) y despacho de las unidades generadoras que conforman el sistema. Cabe mencionar, que los modelos aplicados no estudian todos los beneficios obtenidos de la interconexión, ya que no consideran los distintos niveles hidrológicos posibles ni evalúan cómo el SING aporta con generación a carbón para disminuir los costos operacionales del SIC en escenarios hidrológicos secos que obligarían a utilizar

medios de generación menos económicos como petróleo diésel, o viceversa en escenarios de hidrologías húmedas.

Adicionalmente, se observa que el modelo estocástico permite mayores niveles de generación ERNC presentes en el sistema, debido a que logra prepararse para las variaciones que pudieran ocasionarse en la generación eólica y solar respecto de los perfiles pronosticados. Sin embargo, la desventaja recae en que utiliza medios de generación más caros para lograr mantener el equilibrio del sistema de manera segura y confiable. Además, se pudo comprobar el rol que juegan las unidades de generación hidroeléctricas de embalse en el balance de los sistemas eléctricos, ayudando a compensar las variaciones de generación ERNC en las horas en que se producen las mayores rampas horarias, debido a la salida natural de la generación solar.

Este modelo, debido a que considera las restricciones de transmisión y operacionales de los sistemas interconectados chilenos, sirve además para analizar los casos en que se deben utilizar medios de generación como el petróleo diésel, con el objetivo de analizar sus causas y poder proponer nuevas obras de transmisión o instalación de generación que logre disminuir las ocasiones en que se deben utilizar este tipo de unidades generadoras, de manera de poder disminuir las emisiones de gases contaminantes al medio ambiente y los costos operacionales del sistema.

Además, se observó que el modelo estocástico se hace cada vez más complejo y toma más tiempo de solucionar, en la medida en que se aumenta el tamaño del sistema evaluado, lo que se pudo comprobar con la evaluación de este modelo para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Una motivación de continuación de este trabajo sería incorporar nuevas técnicas para efficientar la resolución del modelo, de manera de hacer

más práctica su aplicación en los sistemas eléctricos reales. Adicionalmente a lo anterior, se propone como trabajo futuro realizar un análisis estadístico del rendimiento de los modelos estocástico y determinístico, mediante la generación de muchos perfiles posible de generación ERNC, de manera de comparar de mejor manera los resultados obtenidos y poder alcanzar conclusiones más probadas en cuanto a la conveniencia de uno sobre otro en la aplicación real.

BIBLIOGRAFIA

Araya, J. & Gil, E (2016). Parallelized Stochastic Short-term Hydrothermal Generation Scheduling. Disponible en línea en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215030490>.

Bloomberg New Energy Finance. (2013, Abril 22). Strong Growth for Renewables Expected Through to 2030. Retrieved Junio 2016, from Bloomberg New Energy Finance: <http://about.bnef.com/press-releases/strong-growth-for-renewables-expected-through-to-2030/>

Biblioteca del Congreso Nacional (BCN). (2017, julio 3). Resolución exenta 318. Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía. Disponible en línea en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1104888>

CAISO. (2014, Septiembre 26). Business Practice Manual for Managing Full Network Model. Retrieved Agosto 2015, from CAISO.com: http://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Managing%20Full%20Network%20Model/BPM_Managing_FNM_V6_Redline.pdf

CAISO. (2015, Julio 6). Business Practice Manual for Market Operations. Retrieved Agosto 2015, from CAISO.com: http://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V44_redline.pdf

CDEC-SIC (2016a). Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios CDEC-SIC. Disponible en línea en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2016/03/Informe-DPSSCC-CDEC-SIC-v20160415.pdf>

CDEC-SIC (2016b). Operación real diaria. Disponible en línea en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>

CDEC-SIC (2017a). Acceso a instalaciones. Disponible en línea en: <http://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl>

CDEC-SIC (2017b). Centrales / Todas las Empresas. Disponible en línea en: <http://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/instalaciones/?eid=0&type=4>

CDEC-SIC (2017c). Costos Marginales. Disponible en línea en: <https://cmg-sic.coordinadorelectrico.cl>

CDEC-SIC (2017d). Informe de Novedades CDC. Enero 2016. Disponible en línea en: <http://www.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/2016/02/NovEnero16.zip>

CDEC-SIC (2017e). Instalaciones Retiros / Todas las Empresas. Disponible en línea en: <http://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/instalaciones/?eid=0&type=16>

CDEC-SIC (2017f). Secciones Tramos / Todas las Empresas. Disponible en línea en: <http://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/instalaciones/?eid=0&type=30>

CDEC-SIC (2017g). Unidades Generadoras / Todas las Empresas. Disponible en línea en: <http://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/instalaciones/?eid=0&type=43>

CDEC-SIC. (2015, Mayo). Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Informe Preliminar. Retrieved Marzo 2016, from CDEC-SIC: <http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/06/Estudio-CFyDR-Preliminar-2015.pdf>

CDEC-SING (2016a). Detalle horario de generación de energía – Por día. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5172

CDEC-SING (2016b). Retiro de Energía a Clientes. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_public_docu_web.dsp_lnk_pag?p_id_pagina=245&p_de_donde=web_cdec_public

CDEC-SING (2017a). Centrales Generadoras. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=1039

CDEC-SING (2017b). Información Técnica – Centrales SING. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5187

CDEC-SING (2017c). Información Técnica – Componentes – SING. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5190

CDEC-SING (2017d). Información Técnica – Configuraciones – SING. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5189

CDEC-SING (2017e). Información Técnica – Unidades – SING. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5188

CDEC-SING (2017f). Informe mensual de tabla de costos variables generación SING. Disponible en línea en: http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_costos_var_pub.sp_tcv_mensual_buscar

CDEC-SING (2017g). Líneas de Transmisión. Disponible en línea en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=1042

CDEC-SING. (2016, Febrero 26). Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Informe año 2015. Retrieved Marzo 2016, from CDEC-SING: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_reg_estudios_pub.baja_archivo?p_id_publica=441

CDEC-SING. (2017, Marzo 31). Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Informe año 2015. Retrieved Octubre 2017, from http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_reg_estudios_pub.f_etapas_2?p_id_anno=502016&p_mensaje=&p_tipo=R

CEN (2017). Sistemas Eléctricos de Chile 2017. Disponible en línea en: https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2016/11/Mapa-Sistemas-Eléctricos-de-Chile-_enero_2017.pdf

CNE (2016). Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo. Disponible en línea en: <http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/03/ITP-SIC-MAR2016.pdf>

CNE, C. (2016, Enero). Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio. Retrieved Marzo 2016, from [www.cne.cl: http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_Ene16.pdf](http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_Ene16.pdf)

Coordinador Eléctrico Nacional (2016). Estudio de Integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional. Informe Final Preliminar. 2016. Disponible en línea en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2015/06/Estudio-Integraci%C3%B3n-de-ERNC-al-Sistema-Interconectado-Nacional-Informe-Final-Preliminar.pdf>

Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) (2017a). Avance de los proyectos. Disponible en línea en: <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-electrico-nacional/avance-de-los-proyectos/>

Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) (2017b). Reporte Anual 2016. Disponible en línea en: <https://www.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/05/Reporte-Anual-2016.pdf>

Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) (2017c). Sistema Eléctrico Nacional. Disponible en línea en : <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-electrico-nacional/>

Chen, C., Wang, F., Zhou, B., Chan, K., Cao, Y., & Tan, Y. (2015). An interval optimization based day-ahead scheduling scheme for renewable energy management in smart distribution systems. *Energy Conversion and Management* , 106, 584-596.

De Oliveira, L., De Souza, C., & Yunes, T. (2016). Lower bounds for large traveling umpire instances: New valid inequalities and a branch-and-cut algorithm. *Computers & Operations Research* , 72, 147-159.

Dvorkin, Y., Ortega-Vazquez, M., & Kirschen, D. (2015). Wind generation as a reserve provider. *IET Generation, Transmission & Distribution* , 9 (8), 779-787.

Dvorkin, Y., Pandzic, H., Ortega-Vazquez, M., & Kirschen, D. (2015). A hybrid stochastic/interval approach to transmission-constrained unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems* , 30 (2), 621-631.

ELIA. (2008). Tertiary production reserve: a solution o major imbalances and congestion. Obtenido de elia.be: http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S3_F_RES_TERT_PROD.pdf

ELIA. (2016). Ancillary Services. Recuperado el 2016, de ELIA: <http://www.elia.be/en/products-and-services/ancillary-services>

ERCOT. (2015, Enero 1). ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements. Retrieved Diciembre 2015, from [ercot.com: http://www.ercot.com/content/mktinfo/dam/kd/ERCOT%20Methodologies%20for%20Determining%20Ancillary%20Service.zip](http://www.ercot.com/content/mktinfo/dam/kd/ERCOT%20Methodologies%20for%20Determining%20Ancillary%20Service.zip)

ERCOT. (2015, Noviembre 1). ERCOT Nodal Protocols. Section 4: Day-Ahead Operations. Retrieved Diciembre 2015, from http://www.ercot.com/content/wcm/current_guides/53528/04_110115_Nodal.doc: [ercot.com](http://www.ercot.com)

Gorjiev, B., Kancev, D., Cepin, M., & Volkanovski, A. (2015). Multi-objective unit commitment with introduction of methodology for probabilistic assessment of generating capacities availability. *Engineering Applications of Artificial Intelligence* , 37, 236-249.

H. Pandzic, T. Qiu, D. Kirschen (2013). Comparison of state-of-the-art transmission constrained unit commitment formulations. *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*.

H. Pandzic, Y. Dvorkin, T. Qiu, Y. Wang, and D. Kirschen (2016), Unit Commitment under Uncertainty - GAMS Models, Library of the Renewable Energy Analysis Lab (REAL), University of Washington, Seattle, USA. [Online]. Available at: http://www.ee.washington.edu/research/real/gams_code.html.

Hreinsson, K., Vrakopoulou, M., & Andersson, G. (2015). Stochastic security constrained unit commitment and non-spinning reserve allocation with performance guarantees. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* , 72, 109-115.

ISO-NE. (2014, Diciembre 3). Forward Reserve Manual. Retrieved Octubre 2015, from iso-ne.com: http://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2014/12/m_36_forward_reserve_revision_19_12_03_14.doc

ISO-NE. (2015). Day-ahead energy markets. Retrieved Octubre 2015, from iso-ne.com: http://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2015/05/08_wem101_apr_2015_day_ahead_markets.pdf

Jurkovic, K., Pandzic, H., & Kuzle, I. (2015). Review on Unit Commitment under Uncertainty Approaches. *Information and Communication Technology, Electronics and Microelectronics (MIPRO)* , 1093-1097. Disponible en línea en: http://fenisg.org/deliverables/DRAFT_Review%20on%20Unit%20Commitment%20under%20Uncertainty%20Approaches.pdf

Kalantari, A., & Galiana, F. (2015). Generalized sigma approach to unit commitment with uncertain wind power generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* , 65, 367-374.

Lejeune, M., & Margot, F. (2012). Solving Chance-Constrained Optimization Problems with Stochastic Quadratic Inequalities. Disponible en línea en: <http://pubsonline.informs.org/doi/abs/10.1287/opre.2016.1493>

Li, Arellano-Garcia, & Wozny. (2008). Chance constrained programming approach to process optimization under uncertainty. *Computers & Chemical Engineering* , 32 (1-2), 25-45.

Liu, G., & Tomsovic, K. (2015). Robust unit commitment considering uncertain demand response. *Electric Power Systems Research* , 119, 126-137.

Ministerio de Energía, Chile (2017a). Explorador de Energía Eólica. Disponible en línea en: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>

Ministerio de Energía, Chile (2017b). Explorador solar. Disponible en línea en: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>

MISO. (2014, Febrero 4). Energy and Operating Reserve Market Business Practice Manual. Attachment A: Market Optimization Techniques. Retrieved Septiembre 2015, from [misoenergy.org: http://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178](http://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178)

MISO. (2014, Septiembre 18). Forecast Engineering Business Practices Manual . Retrieved Septiembre 2015, from [misoenergy.org: https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=162891](https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=162891)

MISO. (2015, Marzo 1). Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual. Retrieved Septiembre 2015, from [misoenergy.org: http://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178](http://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178)

Nasrolahpour, & Ghasemi. (2015). A stochastic security constrained unit commitment model for reconfigurable networks with high wind power penetration. *Electric Power Systems Research*, 121, 341-350.

NREL. (2010). Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison. Recuperado el 2016, de NREL: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49019.pdf>

NYISO. (2013, Septiembre). Load Forecasting Manual. Retrieved Agosto 2015, from [nyiso.com: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Planning/load_fcst_mnl.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Planning/load_fcst_mnl.pdf)

NYISO. (2016a). Ancillary Services Manual. Retrieved Marzo 2016, from [nyiso.com: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/ancserv.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/ancserv.pdf)

NYISO. (2016b). Day-Ahead Scheduling Manual. Retrieved Marzo 2016, from [nyiso.com: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/dayahd_schd_mnl.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/dayahd_schd_mnl.pdf)

Papavasiliou, A., Oren, S. & O'Neil, R (2011). Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-Based Stochastic Programming Framework. Disponible en línea en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5739566/#full-text-section>

Pinto, R., Carvalho, L., Sumaili, J., Pinto, M., & Miranda, V. (2015). Coping with wind power uncertainty in unit commitment: a robust approach using the new hybrid metaheuristic DEEPSO. *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, 1-6. Disponible en línea en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7232625/>

PJM. (2014). 2015 Day-Ahead Scheduling Reserve Requirement. Retrieved from [PJM.com: https://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/oc/20141007/20141007-item-19-2015-dasr-presentation.ashx](https://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/oc/20141007/20141007-item-19-2015-dasr-presentation.ashx)

PJM. (2015, Abril 9). PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754. Retrieved Agosto 2015, from [PJM.com: http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11-redline.ashx](http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11-redline.ashx)

PJM. (2016). About PJM. Retrieved Marzo 10, 2016, from [pjm.com: http://www.pjm.com/about-pjm.aspx](http://www.pjm.com/about-pjm.aspx)

Pousinho, H., Esteves, J., Mendes, V., Collares-Pereira, M., & Pereira Cabrita, C. (2016). Bilevel approach to wind-CSP day-ahead scheduling with spinning reserve under controllable degree of trust. *Renewable Energy* , 85, 917-927.

Quan, H., Srinivasan, D. & Khosravi, A. (2016). Integration of renewable generation uncertainties into stochastic unit commitment considering reserve and risk: A comparative study. *Energy* 103, 735-745.

Raychaudhuri, S. (2008) Introduction to Monte Carlo Simulation. 2008 Winter Simulation Conference, 91-100. Disponible en línea en: <https://dl.acm.org/citation.cfm?id=1516768>

Reddy, S., Bijwe, P., & Abhyankar, A. (2015). Optimum day-ahead clearing of energy and reserve markets with wind power generation using anticipated real-time adjustment costs. *Electric Power and Energy Systems* , 71, 242-253.

Regelleistung. (2015). Common tendering for primary control reserve. Retrieved Diciembre 2015, from Regelleistung.net: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl?lang=en>

Regelleistung. (2016a). Determination of the required secondary control reserve and minute reserve. Retrieved 2015, from <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark?lang=en>

Regelleistung. (2016b). Market for control reserve in Germany. Retrieved Diciembre 2015, from regelleistung.net: <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information;jsessionid=46A55030253602394C5EA5AA56D18219>

Regelleistung. (n.d.). General information on control reserve - technical aspects. Retrieved Diciembre 2015, from Regelleistung.net.

Rejc, Z., & Cepin, M. (2014). Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources. *Electrical Power and Energy Systems* , 62, 654-664.

Sahebi, M., & Hosseini, S. (2014). Stochastic security constrained unit commitment incorporating demand side reserve. *Electrical Power and Energy Systems* , 56, 175-184.

Saravanan, B., Vasudevan, E., & Kothari, D. (2014). Unit Commitment problem solution using invasive weed optimization. *Electrical Power and Energy Systems* , 55, 21-28.

Uckun, Botterud, & Birge. (2015). An improved stochastic unit commitment formulation to accommodate wind uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems* , PP (99), 1-11.

Vieira, B., Viana, A., Matos, M., & Pedroso, J. (2016). A multiple criteria utility-based approach for unit commitment with wind power and pumped storage hydro. *Electric Power Systems Research* , 131, 244-254.

Wang, F., & Hedman, K. (2015). Dynamic Reserve Zones for Day-Ahead Unit Commitment with Renewable Resources. *IEEE Transactions on Power Systems* , 30 (2), 612-620.

Yu, Y., Luh, P., Litvinov, E., Zheng, T., Zhao, J., & Zhao, F. (2015). Grid integration of distributed wind generation: Hybrid markovian and interval unit commitment. *IEEE Transactions on Smart Grid* , 6 (6), 3061-3072.

Yuan, X., Ji, B., Zhang, S., Tian, H., & Hou, Y. (2014). A new approach for unit commitment problem via binary gravitational search algorithm. *Applied Soft Computing* , 22, 249-260.

Zhang, N., Kang, C., Xia, Q., Ding, Y., Huang, Y., Sun, R., y otros. (2015). A convex model of risk-based unit commitment for day-ahead market clearing considering wind power uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems* , 30 (3), 1582-1592.

Zhang, Y., Wang, B., Zhang, M., Feng, Y., Cao, W., & Zhang, L. (2014). Unit Commitment considering effect of load and wind power uncertainty. 2014 IEEE Wotkshop on Advanced Research and Technology in Industry Applications (WARTIA) , 1324-1328. Disponible en línea en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6976527/>

Zhou, M., Xia, S., Li, G., & Han, X. (2014). Interval optimization combined with point estimate method for stochastic security-constrained unit commitment. *Electrical Power and Energy Systems* , 63, 276-284.

ANEXOS

ANEXO A: DETALLE DE INPUTS MODELO DETERMINÍSTICO Y ESTOCÁSTICO

1. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Para comparar los modelos de *Unit Commitment* con la operación real del SING, se consideró un perfil de generación renovable equivalente aproximadamente a un 11% de la demanda. Este perfil de generación y todos los parámetros de generación y demanda se basan en la operación real del sistema para el día 26 de julio de 2017. Toda la información contenida en el modelo del SING fue extraída desde el sitio web del CDEC-SING, el día 22 de junio de 2016, y revisitada el día 21 de septiembre de 2017, en la sección de Información Técnica. Las páginas webs consultadas fueron las siguientes:

- Información Técnica – Líneas – SING: http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_lineas_pub.f_lineas
- Información Técnica – Centrales SING: http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_gene_pub.dsp_centrales?p_de_donde=web_cdec_public
- SING. Información Técnica – Unidades: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_gene_pub.sp_unidades
- Información Técnica – Configuraciones – SING: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_gene_pub.sp_configuraciones
- SING. Generación de Energía: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=1021

- SING. Unilineal SING.
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwjU-YK4t9zTAhVCFJAKHRDbAMQQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fcdec2.cdec-sing.cl%2Fpls%2Fportal%2Fcdec.pck_pag_web_pub.get_file%3Fp_file%3DUNILINEAL_SING_V26.pdf%26p_tipo%3DA&usg=AFQjCNE0LYObqZ1wLI8tlKPmZBqBxwTPQQ&sig2=X3siV44jrA4dHFwWuruPeA
- Costos variables SING (revisado el 22 de abril de 2017). http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_costos_var_pub.sp_tcv_mensual_buscar
- Políticas de operación. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=1086
- Estudio de Restricciones de la Transmisión. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_reg_estudios_pub.f_etapas_2?p_id_anno=402016&p_mensaje=&p_tipo=R

Considerando las fuentes mencionadas anteriormente, se modeló el SING, considerando las siguientes centrales generadores ERNC.

Tabla A-1. Centrales ERNC conectadas al SING.

Central	Tecnología	Nodo de inyección	Capacidad (MW)
FV Bolero	Solar	Laberinto	146,6
Parque Solar Finis Terrae	Solar	Encuentro	138,0
Parque Eólico Sierra Gorda Este	Eólica	El Tesoro	112,0
Eólica Valle de Los Vientos	Eólica	Valle de los vientos	90,0
María Elena FV	Solar	María Elena	68,0
Uribe Solar	Solar	Tap Off Uribe	52,8
Solar Jama 1	Solar	Solar Jama	30,2
La Huayca II	Solar	Pozo Almonte	25,1
Solar Jama 2	Solar	Solar Jama	22,4
Andes Solar	Solar	Andes	21,8
PAS3	Solar	Pozo Almonte	16,0
PAS2	Solar	Pozo Almonte	7,5
Solar El Águila I	Solar	Tap Off El Águila	2,0
Total (MW)			732,5

Adicionalmente, se consideraron 56 unidades generadoras convencionales, divididas entre carbón, una hidroléctrica de pasada, gas natural, cogeneración y petróleo diésel. En la siguiente tabla se presenta la información de entrada de las unidades generadoras para el modelo del SING.

Tabla A-2. Características de la capacidad instalada en el SING.

Nombre Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Costo de encendido (US\$)	Costo Variable (US\$/MW)	Generación Mínima (MW)	Capacidad de Rampa (MW/h)	Tiempo de encendido (h)	Tiempo de apagado (h)
NTO1	Carbón	136	48	38	65	180	29	48
NTO2	Carbón	136	12	38	65	180	29	48
CTA	Carbón	165	48	38	100	60	14	48
ANG1	Carbón	268	48	36	150	120	10	48
ANG2	Carbón	272	48	36	150	141	10	48
CTTAR	Carbón	140	48	40	100	45	16	48
TGTAR	Petróleo Diesel	24	0	193	8	2.700	0	0
CCH1	Carbón	266	48	38	106	160	13	13
CCH2	Carbón	266	48	38	106	160	13	13
CHAP	Hidroeléctrica de pasada	10	0	8	1	1.500	0	0
GMAR	Petróleo Diesel	8	0	128	1	1.500	0	0
M1AR	Petróleo Diesel	3	3	131	1	1.500	0	0
M2AR	Petróleo Diesel	3	3	130	1	1.500	0	0
CUMMINS	Petróleo Diesel	1	0	160	0	1.500	0	0
DEUTZ	Petróleo Diesel	2	0	175	0	1.500	0	0
MAIQ	Petróleo Diesel	6	0	101	4	1.500	1	0
MIQ	Petróleo Diesel	3	3	127	1	1.500	0	0
MSIQ	Petróleo Diesel	6	0	87	4	1.500	1	0
SUIQ	Petróleo Diesel	4	0	137	1	1.500	0	0
TGIQ	Petróleo Diesel	24	0	150	10	600	0	0
SUTA	Petróleo Diesel	104	0	89	8	1.500	1	0
CTM1	Carbón	148	48	53	90	180	10	10
CTM2	Carbón	154	48	42	90	180	48	48
CTM3	Gas Natural	251	0	72	160	360	2	0
CTM3_AES								
GENER	Gas Natural	156	8	72	100	360	2	0
TG1	Petróleo Diesel	25	0	180	10	600	0	0
TG2	Petróleo Diesel	25	0	180	10	600	0	0
TG3	Gas Natural	38	0	143	10	600	0	0
U10	Petróleo Diesel	38	8	200	15	360	19	8
U11	Petróleo Diesel	38	8	200	15	360	19	8
U12	Carbón	85	24	54	50	240	17	24
U13	Carbón	86	24	55	50	240	17	24
U14	Carbón	136	24	46	75	300	17	24
U15	Carbón	132	24	45	75	120	17	24
U16	Gas Natural	400	6	59	130	690	8	12
MIMB	Petróleo Diesel	29	0	165	0	1.500	0	0
ZOFRI_2-5	Petróleo Diesel	5	0	135	0	1.500	0	0
ZOFRI_13	Petróleo Diesel	2	0	134	0	1.500	0	0
ZOFRI_7-12	Petróleo Diesel	5	0	134	0	1.500	0	0
INACAL	Petróleo Diesel	7	1	123	0	1.500	4	0
CC1	Gas Natural	127	4	114	60	240	3	2
CTH	Carbón	165	48	39	100	60	14	48
PAM	Cogeneración	18	4	2	0	1.500	1	0
AGB	Petróleo Diesel	2	0	130	0	1.500	0	0
CC KELAR	Gas Natural	181	0	64	131	139	3	2
TECNET_1_6	Petróleo Diesel	3	0	145	0	1.500	0	0

Las líneas de transmisión modeladas son 346, considerando el siguiente diagrama de conexiones y parámetros de reactancia de secuencia positiva (incorporada al modelo como $1/X$) y capacidad de transmisión (expresada en MVA). A continuación, se puede ver la topología del modelo del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y una tabla donde se presentan los parámetros de entrada de las líneas, su voltaje nominal y sus nodos de conexión. Se muestran sólo las líneas de nivel de voltaje hasta 110 kV para simplificar la exposición de los datos.

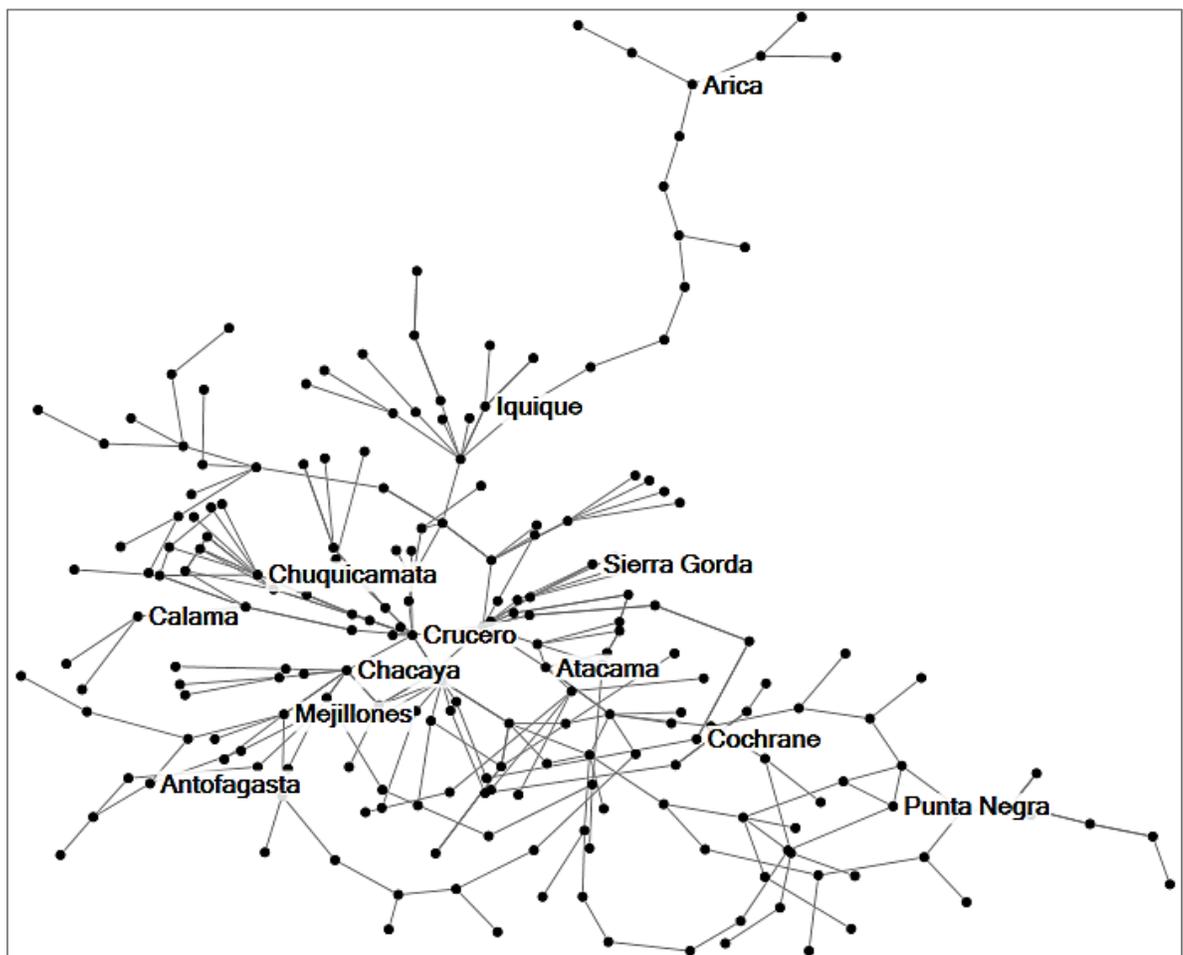


Figura A-1. Diagrama de conexiones Sistema Interconectado del Norte Grande.

Tabla A-3. Características de las líneas de transmisión relevantes del SING.

Nodo 1	Nodo 2	Voltaje (kV)	Capacidad (MVA)	Reactancia p.u. (1/x)
Central Salta	Andes	345,0	717,1	8,3
Andes	Tap Off Oeste	220,0	274,4	30,6
Tap Off Oeste	Laberinto	220,0	272,1	13,7
Andes	Nueva Zaldívar	220,0	152,4	19,4
Andes	Nueva Zaldívar	220,0	114,3	19,4
Angamos	Patio mufas Angamos	220,0	137,2	1.858,7
Patio mufas Angamos	Est. N°55	220,0	137,2	132,6
Angamos	Est. N°28	220,0	368,7	160,5
Est. N°28	Kapatur	220,0	368,7	1.509,2
Angamos	Est. N°4 Angamos	220,0	368,7	1.404,9
Est. N°28	Kapatur	220,0	368,7	1.509,2
Est. N°4 Angamos	Est. N°28	220,0	368,7	181,2
Atacama	Tap Off Enlace	220,0	193,0	15,7
Tap Off Enlace	Encuentro	220,0	193,0	32,7
Atacama	Encuentro	220,0	193,0	10,5
Atacama	Esmeralda	220,0	197,4	17,0
Atacama	Est. N°55 LT Atacama - Miraje	220,0	193,0	86,9
Atacama	Est. N°55 LT Atacama - Miraje	220,0	193,0	86,9
Est. N°382 LT Atacama - Miraje	Miraje	220,0	193,0	2.173,5
Est. N°382 LT Atacama - Miraje	Miraje	220,0	193,0	2.173,5
Est. N°55 LT Atacama - Miraje	Est. N°86 LT Atacama - Miraje	220,0	193,0	146,6
Est. N°55 LT Atacama - Miraje	Est. N°86 LT Atacama - Miraje	220,0	193,0	146,6
Est. N°86 LT Atacama - Miraje	Est. N°382 LT Atacama - Miraje	220,0	193,0	15,0
Est. N°86 LT Atacama - Miraje	Tap Off Enlace	220,0	193,0	22,0
Tap Off Enlace	Est. N°382 LT Atacama - Miraje	220,0	193,0	47,0
Atacama	Est. T-202 O'Higgins	220,0	122,9	16,0
Est. T-202 O'Higgins	O'Higgins	220,0	140,0	19.270,6
Atacama	Est. T-202 O'Higgins	220,0	122,9	16,0
Est. T-202 O'Higgins	O'Higgins	220,0	140,0	54,6
Calama	Solar Jama	220,0	137,2	36,5
Central Tocopilla	Tap Off El Loa	220,0	245,0	18,7
Tap Off El Loa	Crucero	220,0	245,0	120,5
Central Tocopilla	Tap Off El Loa	220,0	245,0	18,7
Tap Off El Loa	Crucero	220,0	245,0	120,5
Chacaya	Crucero	220,0	304,8	7,6
Chacaya	El Cobre	220,0	175,3	8,9
Chacaya	El Cobre	220,0	175,3	8,9
Capricornio	Mantos Blancos	220,0	304,8	73,7
Chacaya	Capricornio	220,0	304,8	23,6
Chacaya	Mejillones	220,0	365,8	907,4
Chacaya	Molycop	220,0	38,1	6.173,5
Chimborazo	Est. N°3 Chimborazo	220,0	245,8	1.598,3
Est. N°1 Chimborazo	Est. N°2 Chimborazo	220,0	280,1	57.811,8
Est. N°2 Chimborazo	Est. T-511 LT O'higgins-Farrel ³ n-Puri-Chimborazo-Domeyko	220,0	245,8	16.988,4
Est. N°3 Chimborazo	Est. N°1 Chimborazo	220,0	280,1	22.748,6
Est. T-511 LT O'higgins-Farrel ³ n-Puri-Chimborazo-Domeyko	Domeyko	220,0	245,8	74,3
Cochrane	Est. N°2 Cochrane	220,0	324,7	16.875,9
Est. N°15 Cochrane	Est. N°370 Cochrane	220,0	359,3	11,7
Est. N°2 Cochrane	Est. N°3 Cochrane	220,0	324,7	4.963,5
Est. N°3 Cochrane	Est. N°15 Cochrane	220,0	324,7	426,2
Est. N°370 Cochrane	Encuentro	220,0	359,3	409,6
Cochrane	Est. N°3 Cochrane	220,0	324,7	3.835,4
Est. N°15 Cochrane	Est. N°370 Cochrane	220,0	359,3	11,7

Est. N°3 Cochrane	Est. N°15 Cochrane	220,0	324,7	426,2
Est. N°370 Cochrane	Encuentro	220,0	359,3	409,6
Collahuasi	Quebrada Blanca	220,0	57,2	49,7
CÃndores	Parinacota	220,0	91,5	5,3
Crucero	Est. N°340	220,0	152,8	17,8
Est. N°340	Chuquicamata	220,0	274,4	308,6
Crucero	El Abra	220,0	182,9	11,8
Crucero	Encuentro	220,0	381,1	1.947,0
Crucero	Encuentro	220,0	381,1	1.482,5
Crucero	Laberinto	220,0	146,5	8,9
Crucero	Laberinto	220,0	152,4	9,1
Crucero	Tap Off Nueva Victoria	220,0	182,9	7,3
Tap Off Nueva Victoria	Lagunas	220,0	182,9	71,6
Crucero	MarÃa Elena	220,0	182,9	167,2
Crucero	Radomiro Tomic	220,0	139,9	14,5
Crucero	Est. N°340	220,0	149,4	17,8
Est. N°340	Salar	220,0	270,9	136,4
Domeyko	Escondida	220,0	245,8	166,4
Domeyko	Laguna Seca	220,0	245,8	89,5
Domeyko	Torre V10-Z	220,0	264,1	2.512,3
Torre V10-Z	OGP1	220,0	264,1	76,0
Domeyko	Planta Ãxidos	220,0	182,9	1.159,6
Domeyko	Sulfuros	220,0	293,0	1.182,5
Domeyko	SVC Domeyko	220,0	274,4	15.743,4
El Cobre	Esperanza	220,0	75,0	14,1
El Cobre	Esperanza	220,0	75,0	14,1
El Tesoro	Esperanza	220,0	85,4	93,3
Encuentro	Collahuasi	220,0	66,7	5,9
Encuentro	Est. N°346	220,0	85,4	7,9
Est. N°346	Est. N°399	220,0	85,4	40,4
Est. N°399	Collahuasi	220,0	85,4	59,8
Encuentro	El Tesoro	220,0	125,0	13,1
Encuentro	Patio de Mufas S/E Encuentro MMH	220,0	274,4	11.702,1
Patio de Mufas S/E Encuentro MMH	MMH	220,0	274,4	15,8
Encuentro	Patio de mufas encuentro	220,0	112,6	6.652,0
Patio de mufas encuentro	Sierra Gorda	220,0	144,2	15,5
Encuentro	Patio de mufas encuentro	220,0	112,6	6.652,0
Patio de mufas encuentro	Sierra Gorda	220,0	144,2	15,5
Encuentro	Tap Off Pampa Lina	220,0	228,6	18,5
Tap Off Pampa Lina	Spence	220,0	228,6	476,8
Est. N°1 Chimborazo	Est. N°3 Chimborazo	220,0	280,1	22.748,6
	Est. T-314 LT O'higgins-FarrelÃn-			
Est. N°2 FarellÃn	Puri-Chimborazo-Domeyko	220,0	245,8	29.729,7
Est. N°3 Chimborazo	Chimborazo	220,0	245,8	1.598,3
Est. N°3 FarellÃn	Est. N°2 FarellÃn	220,0	280,1	31.498,1
Est. T-314 LT O'higgins-FarrelÃn-	Est. T-511 LT O'higgins-FarrelÃn-			
Puri-Chimborazo-Domeyko	Puri-Chimborazo-Domeyko	220,0	245,8	15,9
Est. T-511 LT O'higgins-FarrelÃn-				
Puri-Chimborazo-Domeyko	Est. N°1 Chimborazo	220,0	245,8	19.819,8
FarellÃn	Est. N°3 FarellÃn	220,0	245,8	1.929,0
Est. N°28	Laberinto	220,0	342,6	12,8
Kapatur	Est. N°28	220,0	342,6	1.577,0
Est. N°28	Laberinto	220,0	342,6	12,8
Kapatur	Est. N°28	220,0	342,6	1.577,0
Kapatur	O'Higgins	220,0	440,5	24,8
Kapatur	O'Higgins	220,0	440,5	24,8
Kelar	Kapatur	220,0	381,1	110,7
Kelar	Kapatur	220,0	381,1	110,7
Laberinto	El Cobre	220,0	360,9	467,1
Laberinto	Lomas Bayas	220,0	38,1	116,3

Laberinto	Mantos Blancos	220,0	272,1	16,6
Laberinto	Nueva Zaldívar	220,0	146,5	13,1
Laberinto	Nueva Zaldívar	220,0	188,6	13,4
Lagunas	Collahuasi	220,0	54,5	10,2
Lagunas	Collahuasi	220,0	54,5	10,4
Lagunas	LT ME-LAG. T185.	220,0	182,9	11,8
LT ME-LAG. T185.	María Elena	220,0	182,9	17,3
Lagunas	Pozo Almonte	220,0	182,9	16,6
Lomas Bayas	Fortuna	220,0	91,5	174,7
Mejillones	O'Higgins	220,0	260,6	21,1
Est. N°386 LT Miraje - Encuentro	Encuentro	220,0	193,0	714,9
Est. N°386 LT Miraje - Encuentro	Encuentro	220,0	193,0	102,8
Miraje	Est. N°386 LT Miraje - Encuentro	220,0	193,0	2.502,8
Miraje	Est. N°386 LT Miraje - Encuentro	220,0	193,0	2.502,8
Norgener	Tap Off Barriles	220,0	152,4	71,4
Tap Off Barriles	Tap Off La Cruz	220,0	152,4	29,4
Tap Off La Cruz	Crucero	220,0	152,4	104,2
Norgener	Tap Off Barriles	220,0	152,4	71,4
Tap Off Barriles	Tap Off La Cruz	220,0	152,4	29,4
Tap Off La Cruz	Crucero	220,0	152,4	104,2
Nueva Zaldívar	Escondida	220,0	293,0	84,1
Nueva Zaldívar	Torre 231/4	220,0	264,1	133,4
Torre V10-Z	OGP1	220,0	264,1	76,0
Torre 231/4	Torre V10-Z	220,0	264,1	300,2
Nueva Zaldívar	Sulfuros	220,0	293,0	91,0
Nueva Zaldívar	Zaldívar	220,0	308,7	5.756,1
O'Higgins	Coloso	220,0	91,5	35,8
Est. 23 LT O'higgins - Coloso	Coloso	220,0	122,9	44,5
O'Higgins	Est. 23 LT O'higgins - Coloso	220,0	122,9	159,3
Est. 23 LT O'higgins - Coloso	Coloso	220,0	122,9	44,5
O'Higgins	Est. 23 LT O'higgins - Coloso	220,0	122,9	153,5
O'Higgins	Tap Off Estación de bombeo N°2	220,0	182,9	33,0
Tap Off Estación de bombeo N°2	Tap Off Llanos	220,0	182,9	56,0
Tap Off Estación de bombeo N°3	Tap Off Estación de bombeo N°4	220,0	182,9	46,8
Tap Off Estación de bombeo N°4	Domeyko	220,0	182,9	61,1
Tap Off Llanos	Tap Off Palestina	220,0	182,9	3.806,8
Tap Off Palestina	Tap Off Estación de bombeo N°3	220,0	182,9	39,2
Est. N°2 Farellán	Est. N°3 Farellán	220,0	280,1	31.498,1
Est. N°1 Farellán	Est. N°2 Farellán	220,0	280,1	101.170,6
Est. N°3 Farellán	Farellán	220,0	245,8	1.929,0
Est. T-202 O'Higgins	Est. T-314 LT O'higgins-Farellán-Puri-Chimborazo-Domeyko	220,0	245,8	29,7
Est. T-314 LT O'higgins-Farellán-Puri-Chimborazo-Domeyko	Est. N°1 Farellán	220,0	245,8	23.783,8
O'Higgins	Est. T-202 O'Higgins	220,0	280,1	19.270,6
Est. N°2 Puri	Est. N°3 Puri	220,0	280,1	31.129,4
Est. N°3 Puri	Puri	220,0	245,8	659,0
Est. T-202 O'Higgins	Est. T-444 LT O'higgins-Farellán-Puri-Chimborazo-Domeyko	220,0	245,8	13,1
Est. T-444 LT O'higgins-Farellán-Puri-Chimborazo-Domeyko	Est. N°2 Puri	220,0	245,8	29.729,7
O'Higgins	Est. T-202 O'Higgins	220,0	280,1	40.468,2
Est. N°1 Puri	Est. T-444 LT O'higgins-Farellán-Puri-Chimborazo-Domeyko	220,0	245,8	29.729,7
Est. N°3 Puri	Est. N°1 Puri	220,0	280,1	23.804,8
Est. T-444 LT O'higgins-Farellán-Puri-Chimborazo-Domeyko	Domeyko	220,0	245,8	29,7
Puri	Est. N°3 Puri	220,0	245,8	659,0
Salar	Calama	220,0	228,6	67,9
Est. N°340	Chuquicamata	220,0	104,4	320,9

Salar	Est. N°340	220,0	87,3	141,8
Tap Off Pampa Lina	Sierra Gorda	220,0	36,7	86,3
Tap Off El Loa	El Loa	220,0	327,7	138,6
Tap Off Enlace	Antucoya	220,0	270,2	47,1
LT ME-LAG. T185.	PEQ	220,0	137,2	603,3
Tarapacá	Cándores	220,0	182,9	16,9
Tarapacá	Lagunas	220,0	91,5	22,1
Tarapacá	Lagunas	220,0	91,5	22,1
Zaldívar	Escondida	220,0	293,0	87,7
Antofagasta	Tap Off La Negra	110,0	68,6	16,1
Tap Off La Negra	Alto Norte	110,0	68,6	64,3
Arica	Tap Off Mal Paso	110,0	34,3	18,1
Tap Off Cerro Balcón	Pozo Almonte	110,0	34,3	4,8
Tap Off Chiza	Tap Off Dolores	110,0	34,3	9,1
Tap Off Cuya	Tap Off Chiza	110,0	34,3	10,8
Tap Off Dolores	Tap Off Cerro Balcón	110,0	34,3	15,3
Tap Off Mal Paso	Tap Off Vitor	110,0	34,3	7,8
Tap Off Vitor	Tap Off Vitor N°2 M°vil	110,0	34,3	3.924,0
Tap Off Vitor N°2 M°vil	Tap Off Cuya	110,0	34,3	11,6
Capricornio	Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	110,0	80,1	12,3
Capricornio	Tap Off El Negro	110,0	80,7	7,9
Tap Off El Negro	Alto Norte	110,0	80,7	41,4
Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	Antofagasta	110,0	80,1	56,8
Capricornio	Sierra Miranda	110,0	22,9	12,3
Central Diesel Tamaya	A	110,0	65,0	2,4
Central Diesel Tamaya	Salar	110,0	65,0	2,5
Central Tocopilla	Est. 70	110,0	65,0	28,1
Central Tocopilla	A	110,0	65,0	2,1
Central Tocopilla	Est. 70	110,0	65,0	28,1
Chacaya	Est. N°51	110,0	28,6	28,1
Est. N°51	GNL Mejillones	110,0	28,6	3.401,9
Chacaya	Mejillones	110,0	34,3	219,9
Chacaya	Muelle	110,0	50,0	5,9
Cándores	Tap Off Alto Hospicio	110,0	68,6	116,1
Tap Off Alto Hospicio	Cerro Dragón	110,0	45,7	139,6
Cándores	Est. N°39	110,0	34,3	34,7
Est. N°39	Pacífico	110,0	34,3	403,5
Cándores	Palafitos	110,0	34,3	36,1
Esmeralda	Centro	110,0	68,6	536,6
Esmeralda	La Portada	110,0	34,3	18,4
Esmeralda	Sur	110,0	34,3	46,8
Esmeralda	Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	110,0	68,6	31,4
Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	Uribe	110,0	68,6	49,6
Est Bombeo SG 1	Est Bombeo SG 2	110,0	63,7	6,5
Tap Off Desalant	Mejillones	110,0	91,5	5,9
Mejillones	El Lince	110,0	28,6	4,1
Mejillones	Central Diesel Enaex	110,0	182,9	250,6
Muelle	Tap Off Sairecabur	110,0	50,0	107,3
Antucoya	Guayaques	110,0	50,0	1.072,7
Tap Off Licancabur	Antucoya	110,0	50,0	8,1
Tap Off Sairecabur	Tap Off Licancabur	110,0	50,0	46,0
Pozo Almonte	Cerro Colorado	110,0	57,2	5,0
Tap Off Alto Hospicio	Alto Hospicio	110,0	34,3	2.881,6
Tap Off Barriles	Mantos de la Luna	110,0	57,2	11,4
Estructura N°8	Desalant	110,0	11,4	879,2
Tap Off Desalant	Estructura N°8	110,0	11,4	879,2
Tap Off Oeste	Minsal	110,0	41,2	8,7
Valle de los vientos	Calama	110,0	114,3	23,9

2. Sistema Interconectado Central (SIC)

Para el SIC, se analizó un caso base con perfil de generación ERNC equivalente a un 9% de la demanda diaria total. Con una demanda promedio horaria de aproximadamente 6.000 MW.

Los datos de inputs para las unidades generadoras y restricciones de transmisión fueron descargados, el día 30 de mayo de 2016, y revisitados el día 21 de septiembre de 2017 para ajustarlos al día de estudio final, desde la página del CDEC-SIC, específicamente del área de información técnica.

- Información técnica CDEC-SIC. <http://infotecnica.cdec-sic.cl>
- (Actualizado a 29-04-2016) Unilineal CDEC-SIC. <http://infotecnica.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/2016/04/DU-SIC-29-04-20161.pdf>
- Centrales / Todas las empresas. <http://infotecnica.cdec-sic.cl/instalaciones/?eid=0&type=4>
- Unidades Generadoras / Todas las empresas. <http://infotecnica.cdec-sic.cl/instalaciones/?eid=0&type=43>
- Barras / Todas las empresas. <http://infotecnica.cdec-sic.cl/instalaciones/?eid=0&type=3>
- Secciones Tramos / Todas las empresas. <http://infotecnica.cdec-sic.cl/instalaciones/?eid=0&type=30>
- Consumos proyectados. <http://infotecnica.cdec-sic.cl/consumos-proyectados/>
- Subestaciones / Todas las empresas. <http://infotecnica.cdec-sic.cl/instalaciones/?eid=0&type=33>

- Programación Semanal (para costos variables, revisada el 2 de mayo 2017).
<https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-programada-2/>
- Estudio de Restricciones de Transmisión (2016).
<https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/estudio-de-restricciones-en-el-sistema-de-transmision/>

Debido a la dimensión de este sistema, se muestran a continuación las variables más importantes en esta modelación, de manera de entender claramente las condiciones de entrada y salida del modelo de *Unit Commitment*. En este caso, también se analizó el día 26 de julio de 2017, de manera de comparar la operación real con el despacho entregado por el modelo determinístico y con el objetivo último de poder agregar ambos sistemas y conformar la interconexión que se mostrará más adelante. La capacidad de generación ERNC (eólica y solar) considerada se muestra a continuación.

Tabla A-4. Características de capacidad ERNC instalada en el SIC.

Central	Tecnología	Nodo de Inyección	Capacidad instalada (MW)
Solar El Romero	Solar	Maitencillo	196,0
Eólica San Juan	Eólica	Punta Colorada	184,8
Solar Luz del Norte	Solar	Carrera Pinto	140,4
Eólica El Arrayán	Eólica	Don Goyo	115,0
Solar Quilapilún	Solar	Quilapilún	111,4
Eólica Los Cururos	Eólica	La Cebada	109,6
Solar Conejo	Solar	Conejo	104,0
Eólica Taltal	Eólica	Eólica Taltal	99,0
Solar Llano de Llampos	Solar	Llano de Llampos	95,6
Solar Carrera Pinto	Solar	Carrera Pinto	90,9
Eólica Talinay	Eólica	Talinay	90,0
Solar Pampa Solar Norte	Solar	Pampa Norte	69,3
Solar PV Salvador	Solar	PV Salvador	68,0
Eólica San Pedro II	Eólica	Dalcahue	65,0
Solar Javiera	Solar	PFV Javiera	65,0
Solar Lalackama	Solar	Lalackama	61,5
Eólica Talinay Poniente	Eólica	Tap Talinay	60,6
Eólica Canela 2	Eólica	Elevadora Canela II	59,4
Eólica Monte Redondo	Eólica	Tap Monte Redondo	47,5
Solar San Andrés	Solar	San Andrés	46,7
Solar Los Loros	Solar	Los Vilos	46,0
Eólica Totoral	Eólica	Totoral 2	45,5
Eólica Punta Palmeras	Eólica	Las Palmas	44,7
Solar Chañares	Solar	Chañares	37,8
Eólica San Pedro	Eólica	Chiloé	36,0
Solar Doña Carmen Solar	Solar	Los Vilos	34,6
Eólica Cuel	Eólica	Los Ángeles	32,6
Solar Diego de Almagro	Solar	Emelda	30,2
Eólica Punta Colorada	Eólica	Punta Colorada	20,0
Eólica Canela 1	Eólica	Elevadora Canela II	18,0
Solar Lalackama 2	Solar	Lalackama	14,2
Eólica Ucuquer 2	Eólica	Quelentaro	10,5
Eólica Lebu	Eólica	Lebu	10,1
Solar Santa Cecilia	Solar	Incahuasi	3,0
Solar SDGx01	Solar	SDGx01	1,1
Total (MW)			2.263,9

Los parámetros considerados para las unidades generadoras hidro-térmicas se presentan a continuación, considerando solamente las unidades más relevantes (con capacidad instalada mayor a 50 MW) para simplificar la presentación de los datos.

Tabla A-5. Características de las unidades generadoras convencionales relevantes del SIC.

Nombre Unidad	Tecnología	Capacidad (MW)	Costo de encendido (US\$)	Costo Variable (US\$/MW)	Generación Mínima (MW)	Capacidad de Rampa (MW/h)	Tiempo de encendido (h)	Tiempo de apagado (h)
RALCO 1	Hidroeléctrica de Embalse	381,9	0,0	0,0		282,0	0,0	0,0
RALCO 2	Hidroeléctrica de Embalse	381,9	0,0	0,0		282,0	0,0	0,0
SANTA MARIA 1	Carbón	370,0	257,64 6,0	31,8	0,0	120,0	21,0	21,0
BOCAMINA II	Carbón	350,0	117,74 4,1	43,1	0,0	120,0	22,9	22,9
PEHUENCHE 1	Hidroeléctrica de Embalse	275,5	0,0	0,0		200,0	0,0	0,0
PEHUENCHE 2	Hidroeléctrica de Embalse	275,5	0,0	0,0		200,0	0,0	0,0
CAMPICHE	Carbón	272,0	0,0	42,3	110,0	300,0	10,0	10,0
NUEVA VENTANAS 1	Carbón	271,9	0,0	41,4	0,0	300,0	12,0	12,0
SAN ISIDRO II TG	Gas Natural	270,3	20.000 ,0	61,1	130,0	780,0	5,0	5,0
NEHUENCO II TG	Gas Natural	250,0	20.000 ,0	44,1	160,0	600,0	5,0	5,0
SAN ISIDRO I TG	Gas Natural	242,5	20.000 ,0	59,8	130,0	600,0	5,0	5,0
COLBUN 1	Hidroeléctrica de Embalse	237,0	0,0	0,0		372,0	0,0	0,0
COLBUN 2	Hidroeléctrica de Embalse	237,0	0,0	0,0		372,0	0,0	0,0
PANGUE 1	Hidroeléctrica de Embalse	228,0	0,0	0,0		182,0	0,0	0,0
PANGUE 2	Hidroeléctrica de Embalse	228,0	0,0	0,0		182,0	0,0	0,0
NEHUENCO I TG	Gas Natural	225,0	20.000 ,0	0,0	160,0	600,0	5,0	5,0
VENTANAS 2	Carbón	218,5	14.812 ,0	41,6	0,0	180,0	24,0	24,0
NUEVA RENCA TG	Gas Natural	210,0	9.500, 0	49,9	140,0	600,0	4,0	4,0
NUEVA RENCA TV	Gas Natural	170,0	9.500, 0	49,9	100,0	600,0	4,0	4,0
CARDONES (EX TIERRA AMARILLA)	Petróleo Diesel	153,0	16.346 ,0	146,3	70,0	660,0	0,5	0,5
GUACOLDA 4	Carbón	153,0	0,0	36,0	60,0	120,0	10,0	10,0

GUACOLDA 5	Carbón	153,0	0,0	35,9	0,0	120,0	10,0	10,0
GUACOLDA 3	Carbón	152,0	0,0	33,1	60,0	120,0	10,0	10,0
GUACOLDA 2	Carbón	151,0	0,0	36,8	60,0	120,0	10,0	10,0
GUACOLDA 1	Carbón	150,0	0,0	36,8	60,0	120,0	10,0	10,0
			20.000					
NEHUENCO II TV	Gas Natural	148,3	,0	44,1	90,0	600,0	5,0	5,0
			10.594					
QUINTERO 1	Petróleo Diesel	144,9	,0	124,6	70,0	600,0	0,8	0,8
			10.594					
QUINTERO 2	Petróleo Diesel	144,9	,0	124,6	70,0	600,0	0,8	0,8
LOS GUINDOS	Petróleo Diesel	140,0	0,0	146,4	65,0	600,0	0,8	0,8
			20.000					
SAN ISIDRO I TV	Gas Natural	138,7	,0	59,8	70,1	600,0	5,0	5,0
			20.000					
SAN ISIDRO II TV	Gas Natural	136,0	,0	61,1	78,8	780,0	5,0	5,0
SANTA LIDIA 1	Petróleo Diesel	132,0	0,0	146,6	60,0	600,0	1,0	1,0
			5.000,					
CANDELARIA TG2	Gas Natural	128,6	0	184,8	60,0	600,0	0,5	0,5
			19.533					
BOCAMINA	Carbón	127,0	,0	46,3	70,0	120,0	40,0	40,0
			5.000,					
CANDELARIA TG1	Gas Natural	125,3	0	184,8	60,0	600,0	0,5	0,5
LOS VIENTOS 1	Petróleo Diesel	125,0	0,0	145,6	60,0	600,0	1,0	1,0
			7.514,					
TALTAL 1	Gas Natural	120,0	0	92,8	20,0	600,0	0,2	0,2
			7.514,					
TALTAL 2	Gas Natural	120,0	0	92,8	20,0	600,0	0,2	0,2
			13.851					
VENTANAS 1	Carbón	119,9	,0	43,9	0,0	180,0	24,0	24,0
			20.000					
NEHUENCO I TV	Gas Natural	115,0	,0	2,9	90,0	600,0	5,0	5,0
EL TORO 1	Hidroeléctrica de Embalse	112,0	0,0	0,0		162,0	0,0	0,0
EL TORO 2	Hidroeléctrica de Embalse	112,0	0,0	0,0		162,0	0,0	0,0
EL TORO 3	Hidroeléctrica de Embalse	112,0	0,0	0,0		162,0	0,0	0,0
EL TORO 4	Hidroeléctrica de Embalse	112,0	0,0	0,0		162,0	0,0	0,0
LOS PINOS 1	Petróleo Diesel	104,2	0,0	105,5	30,0	1.500,0	0,3	0,3
			20.000					
NEHUENCO III 1	Petróleo Diesel	102,0	,0	213,1	30,0	1.500,0	0,5	0,5
CANUTILLAR 1	Hidroeléctrica de Embalse	86,0	0,0	0,0		75,0	0,0	0,0
	Hidroeléctrica de Embalse	86,0	0,0	0,0		75,0	0,0	0,0
CANUTILLAR 2	Gas Natural	85,5	0,0	7,7	55,0	1.500,0	0,0	0,0
CURILLINQUE	Hidroeléctrica de Embalse	76,0	0,0	0,0		152,0	0,0	0,0
RAPEL 1	Hidroeléctrica de Embalse	76,0	0,0	0,0		152,0	0,0	0,0
RAPEL 2	Hidroeléctrica de Embalse	76,0	0,0	0,0		152,0	0,0	0,0
RAPEL 3	Hidroeléctrica de Embalse	76,0	0,0	0,0		152,0	0,0	0,0
RAPEL 4	Hidroeléctrica de Embalse	76,0	0,0	0,0		152,0	0,0	0,0
RAPEL 5	Hidroeléctrica de Embalse	76,0	0,0	0,0		152,0	0,0	0,0
			15.000					
SANTA FE	Biomasa	67,2	,0	76,8	3,5	1.500,0	11,0	11,0
NUEVA ALDEA III TG3	Biomasa	65,0	0,0	0,0	0,0	1.500,0	0,7	0,7

COLMITO 1	Petróleo Diesel	60,0	0,0	116,7	25,0	1.500,0	0,5	0,5
YUNGAY 1	Petróleo Diesel	55,0	343,0	196,6	25,0	1.500,0	0,2	0,2
YUNGAY 2	Petróleo Diesel	55,0	343,0	179,5	25,0	1.500,0	0,2	0,2
YUNGAY 3	Petróleo Diesel	55,0	343,0	193,3	25,0	1.500,0	0,2	0,2
YUNGAY 4	Petróleo Diesel	53,0	343,0	242,6	35,0	1.500,0	0,2	0,2
ANTILHUE 2	Petróleo Diesel	51,6	0,0	123,3	25,0	1.500,0	0,2	0,2
ANTILHUE 1	Petróleo Diesel	50,9	0,0	123,3	25,0	1.500,0	0,2	0,2
RENCA 1	Petróleo Diesel	50,0	0,0	189,8	25,0	1.500,0	36,0	36,0
RENCA 2	Petróleo Diesel	50,0	0,0	189,8	25,0	1.500,0	36,0	36,0
CMPC CORDILLERA	Gas Natural	50,0	0,0	42,0	4,0	1.500,0	0,0	0,0

La generación hidroeléctrica de pasada se consideró como constante e igual a los valores reales de generación para el día 26 de julio 2017. Los valores de generación, unidades consideradas y nodos de conexión, se presentan a continuación.

Tabla A-6. Información de unidades hidroeléctricas de pasada - SIC.

Central	Nodo Conexión	Energía diaria generada (MWh)
Angostura	ANGOSTURA	3.646
Antuco	ANTUCO	3.101
Rucue	CHARRUA	2.114
Alfalfal	LOS ALMENDROS	1.168
Rucatayo	RUCATAYO	984
Pilmaiquen	PILMAIQUEN	891
Quilleco	CHARRUA	874
Queltehues	FLORIDA	853
Curillinque	CURILLINQUE	850
Isla	ITAHUE	847
San Ignacio	TALCA	685
Pullinque	PULLINQUE	658
Sauzal	SAUZAL	618
Peuchen	CHARRUA	615
Palmucho	CHARRUA	600
Abanico	ABANICO	570
Los Hierros	LOS HIERROS	568
Chacayes	CHACAYES	550
Mampil	CHARRUA	540
Itata	TAP SANTA CLARA	480
Los Quilos	ACONCAGUA	459
Rio Picoiquen	ANGOL	427
La Higuera	TINGUIRIRICA	345
Loma Alta	LOMA ALTA	330
Puntilla	PUENTE ALTO	314
Maitenes	FLORIDA	288
Hornitos	LOS MAQUIS	280
Chacabuquito	TOTALILLO	275
BLANCO	ACONCAGUA	255
FLORIDA I	FLORIDA	247
Lircay	MAULE	245
Providencia	PROVIDENCIA	239

Volcan	FLORIDA	231
Carena	PUENTE ALTO CMPC	211
Pulelfu	PULELFU	210
Los Molles	LOS MOLLES	191
JUNCAL	ACONCAGUA	185
Hidrobonito MC1	ANTILLANCA	144
Renaico	ANGOL	144
Guayacan	TAP LA LAJA	118
Rio Huasco	RIO HUASCO	115
Los Hierros 2	LOS HIERROS II	108
Ojos de Agua	ITAHUE	108
El Paso	TINGUIRIRICA	102
Nalcas	RIO BONITO	95
Mariposas	MAULE	71
El Diuto	ALFALFAL	70
Allipen	LICANCO	61
Reca	CHARRUA	41
Callao	RIO BONITO	40
Hidrobonito MC2	ANTILLANCA	38
Lleuquero	LALACKAMA	38
Pichilonco	PILMAIQUEN	28
Chiburgo	COLBUN	24
Quillaileo	PICOLTUE	8
El Rincon	FLORIDA	6

Adicionalmente, para modelar el sistema de transmisión del Sistema Interconectado Central (SIC) en concordancia con el diagrama unilineal publicado por el CDEC-SIC y citado anteriormente, a continuación se presenta la información de reactancia de secuencia positiva (presentado como $1/x$, en por unidad) y la capacidad de transmisión de las líneas (MVA) junto con un diagrama de conexiones donde se destacan algunos de los nodos más importantes del sistema. Para simplificar la presentación de los datos, se seleccionaron las líneas de voltaje desde 220 kV para la tabla siguiente.

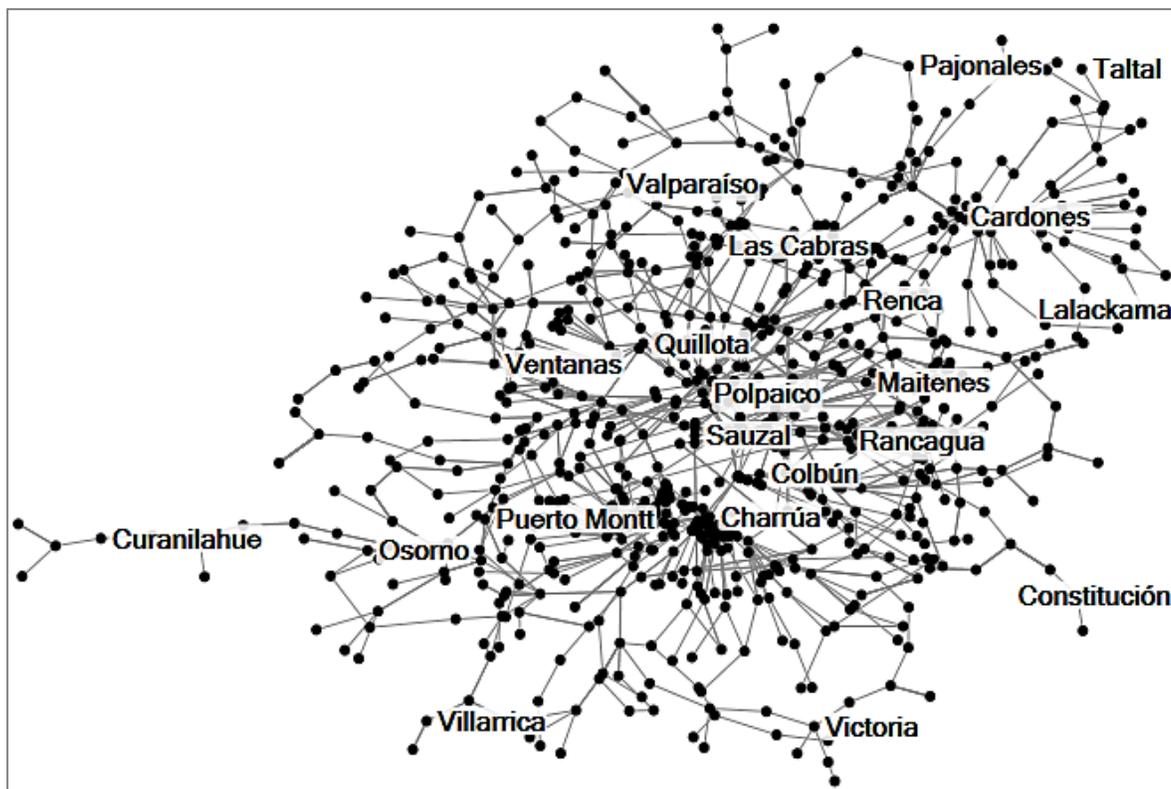


Figura A-2. Diagrama de conexiones Sistema Interconectado Central.

Tabla A-7. Información de capacidad de transmisión SIC.

Nodo 1	Nodo 2	Voltaje (kV)	Capacidad (MVA)	Reactancia p.u. (1/x)
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	1.663,0	7.521,1
POLPAICO	SECCIONADORA LO AGUIRRE	500	1.969,7	9.430,4
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	831,5	9.009,3
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	831,5	9.009,3
ALTO JAHUEL	POLPAICO	500	750,0	9.430,4
CHARRUA	ANCOA	500	1.368,0	7.523,3
CHARRUA	ANCOA	500	1.368,0	7.523,3
ALTO JAHUEL	POLPAICO	500	750,0	9.430,4
SECCIONADORA LO AGUIRRE	ALTO JAHUEL	500	750,0	9.430,4
SECCIONADORA LO AGUIRRE	ALTO JAHUEL	500	750,0	9.430,4
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	1.663,0	10.152,0
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	1.663,0	10.175,0
QUILLOTA	TAP MAURO	220	226,7	1.135,4
TAP MAURO	LOS PIUQUENES	220	226,7	1.135,4
TAP MAURO	MAURO	220	64,3	1.177,6
CARRERA PINTO	LA COIPA	220	323,0	1.126,9
CARDONES	MINERA LA CANDELARIA	220	211,9	1.241,0
POLPAICO	QUILAPILUN	220	311,2	1.150,2
TAP EL LLANO	SAG	220	372,8	1.133,2

TAP EL LLANO	SAG	220	194,1	1.892,1
TAP EL LLANO	SAG	220	401,8	1.154,3
TAP EL LLANO	SAG	220	206,3	3.556,2
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	360,1	1.139,6
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	362,8	1.139,6
QUILLOTA	TAP MAURO	220	226,7	1.135,4
TAP MAURO	LOS PIUQUENES	220	226,7	1.135,4
NEHUENCO I N1	SAN LUIS	220	371,7	1.249,7
MAMPIL	PEUCHEN	220	244,8	1.171,6
LOS MAQUIS	POLPAICO	220	314,8	1.180,5
CHARRUA	TAP MARIA DOLORES	220	310,7	1.282,1
CHARRUA	TAP MARIA DOLORES	220	260,5	1.258,5
LOS MAQUIS	HORNITOS	220	317,6	1.056,8
LOS ESPINOS	LOS VILOS	220	297,2	1.241,0
CARDONES	CENTRAL CARDONES	220	262,6	2.526,1
CARDONES	MEDELLIN	220	401,8	1.229,1
PLANTA VALDIVIA	LOS CIRUELOS	220	225,5	1.078,2
NEHUENCO I N2	SAN LUIS	220	371,7	1.249,7
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	447,2	1.124,5
MAMPIL	RUCUE	220	244,8	1.171,6
TAP EL LLANO	LOS MAQUIS	220	314,4	1.152,4
LAS PALMAS	TOTAL 2	220	282,0	1.241,0
NEHUENCO II N1	SAN LUIS	220	314,5	1.265,7
SAN LUIS	AGUA SANTA	220	150,0	1.728,6
TAP MARIA DOLORES	LAJA	220	267,6	1.282,1
NEHUENCO II N2	SAN LUIS	220	219,6	1.178,2
CENTRAL QUINTERO	SAN LUIS	220	559,5	1.216,1
NEHUENCO III	SAN LUIS	220	219,6	1.178,2
ALFALFAL	TAP LA ERMITA	220	353,3	1.191,6
TAP LA ERMITA	LOS ALMENDROS	220	353,3	1.191,6
ELEVADORA CANELA II	LAS PALMAS	220	331,0	1.165,1
ALTO JAHUEL	MAIPO	220	723,1	1.564,8
MAIPO	CANDELARIA	220	723,1	1.556,3
CANDELARIA	COLBUN	220	556,0	1.556,3
CANDELARIA	CENTRAL CANDELARIA	220	251,8	1.138,3
COLBUN	MACHICURA	220	330,6	1.230,9
QUILLECO	CHARRUA	220	426,0	1.225,3
RUCUE	CHARRUA	220	426,0	1.181,6
RUCUE	QUILLECO	220	426,0	1.210,0
LAS TORTOLAS	LOS MAITENES	220	226,2	1.125,6
POLPAICO	LAS TORTOLAS	220	234,8	1.177,6
NUEVA VENTANAS	NOGALES	220	714,6	2.922,7
LOS PINOS	CHARRUA	220	494,7	1.792,6
CANDELARIA	MINERO	220	362,4	1.192,1
COLBUN	PROCART	220	209,0	1.155,1
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	447,2	1.124,5
ALTO JAHUEL	MAIPO	220	724,9	1.643,1
MAIPO	CANDELARIA	220	723,1	1.556,3
CANDELARIA	COLBUN	220	556,0	1.556,3
CANDELARIA	CENTRAL CANDELARIA	220	251,8	1.138,3
NUEVA VENTANAS	NOGALES	220	714,6	1.589,8
CANDELARIA	MINERO	220	362,4	1.192,1
ALFALFAL	TAP LA ERMITA	220	353,3	1.191,6
TAP LA ERMITA	LOS ALMENDROS	220	353,3	1.191,6
CHARRUA	SANTA LIDIA	220	215,0	2.469,4
PUERTO MONTT	MELIPULLI	220	212,4	1.211,7
CHARRUA	ZONA DE CAIDA	220	797,6	1.728,6
SAN LORENZO	DIEGO DE ALMAGRO	220	272,3	539,0
TAP ZONA DE CAIDA	ZONA DE CAIDA	220	313,7	1.186,3
ALTO JAHUEL	BUIN	220	559,1	1.388,9

SANTA MARIA	CHARRUA	220	944,1	1.556,3
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	352,0	1.124,3
CENTRAL RAPEL	QUELENTARO	220	317,6	1.160,7
SANTA FILOMENA	CONFLUENCIA	220	285,7	1.177,2
MAITENCILLO	CARDONES	220	267,0	1.191,9
ZONA DE CAIDA	RALCO	220	797,6	1.728,6
CHARRUA	RALCO	220	797,6	1.728,6
SANTA MARIA	CHARRUA	220	944,1	1.556,3
MAITENCILLO	CARDONES	220	274,0	1.191,9
POLPAICO	EL MANZANO	220	902,1	1.606,5
TAP CHICUREO	EL SALTO	220	902,1	1.606,5
ALTO JAHUEL	LOS ALMENDROS	220	451,0	1.166,3
TAP ALTO MELIPILLA	ALTO MELIPILLA	220	234,7	1.180,5
SAN LUIS	QUILLOTA	220	2.113,3	2.160,7
TAP LAMPA	LAMPA	220	329,9	1.351,2
ALTO JAHUEL	LOS ALMENDROS	220	451,0	1.165,6
SAN LUIS	QUILLOTA	220	2.113,3	2.160,7
TAP ALTO MELIPILLA	ALTO MELIPILLA	220	234,7	1.180,5
POLPAICO	EL MANZANO	220	902,1	1.606,5
TAP CHICUREO	EL SALTO	220	902,1	1.606,5
TAP LAMPA	LAMPA	220	329,9	1.351,2
CONFLUENCIA	MAITENES	220	282,6	1.172,4
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	447,2	1.251,3
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	447,2	1.251,3
SANTA FE	NODO NACIMIENTO	220	260,5	1.258,5
TAP MARIA DOLORES	NODO NACIMIENTO	220	267,6	1.282,1
NUEVA VENTANAS	VENTANAS	220	714,6	2.922,7
NUEVA VENTANAS	NOGALES	220	714,6	1.589,8
PAN DE AZUCAR	MINERA TECK CDA	220	243,9	1.152,5
POLPAICO	SANTA FILOMENA	220	302,4	1.187,1
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	156,8	2.343,8
CORDILLERA	SAG	220	216,2	1.873,8
SANTA FE	CELULOSA PACIFICO	220	267,1	1.273,7
LA ERMITA	LOS MAITENES	220	330,6	1.383,6
NODO NACIMIENTO	SF ENERGIA	220	206,7	1.241,0
ANTILLANCA	RAHUE	220	212,4	1.217,6
PAPOSO	TAP LALACKAMA	220	319,0	1.213,6
CARRERA PINTO	DIEGO DE ALMAGRO	220	171,5	1.175,7
CARRERA PINTO	SAN ANDRES	220	343,0	1.175,1
PAN DE AZUCAR	PUNTA COLORADA	220	200,0	1.187,0
QUILLOTA	NOGALES	220	224,0	1.179,0
POLPAICO	QUILLOTA	220	549,5	2.030,2
CERRO NAVIA	LAMPA	220	155,0	1.190,4
LAMPA	POLPAICO	220	155,0	1.190,4
NOGALES	LOS VILOS	220	112,0	1.179,0
CENTRAL RAPEL	ALTO MELIPILLA	220	216,2	1.194,2
ALTO MELIPILLA	SECCIONADORA LO AGUIRRE	220	216,2	1.194,2
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	215,8	1.207,3
PUNTA COLORADA	MAITENCILLO	220	98,5	1.187,0
PEHUENCHE	TAP LOMA ALTA	220	549,9	1.223,1
TAP LOMA ALTA	ANCOA	220	549,9	1.223,1
ANCOA	ITAHUE	220	150,0	1.221,9
ANTUCO	CHARRUA	220	549,9	1.281,3
ANTUCO	TAP TRUPAN	220	549,9	1.242,6
TAP TRUPAN	CHARRUA	220	549,9	1.242,6
EL TORO	ANTUCO	220	549,9	1.212,5
TAP TRUPAN	TRUPAN	220	543,8	1.250,1
PANGUE	SANTA BARBARA	220	543,8	1.265,7
TRUPAN	TAP CHOLGUAN	220	543,8	1.310,4

CHARRUA	CONCEPCION	220	260,0	1.152,5
CHARRUA	HUALPEN	220	227,0	1.249,0
TEMUCO	CAUTIN	220	96,5	1.193,9
CANUTILLAR	PUERTO MONTT	220	215,8	1.166,8
CAUTIN	VALDIVIA	220	96,5	1.217,9
CAUTIN	VALDIVIA	220	96,5	1.217,9
MAITENCILLO	AGROSUPER	220	215,8	1.229,1
LOS VILOS	LAS PALMAS	220	112,0	1.186,0
TAP MONTE REDONDO	LAS PALMAS	220	224,0	1.186,0
LAGUNILLAS	BOCAMINA II	220	415,0	1.186,7
NOGALES	POLPAICO	220	600,0	1.214,1
PAPOSO	TAP TAL TAL	220	319,0	1.213,6
PAN DE AZUCAR	PUNTA COLORADA	220	200,0	1.187,0
QUILLOTA	NOGALES	220	224,0	1.179,0
POLPAICO	QUILLOTA	220	549,5	2.030,2
CERRO NAVIA	LAMPA	220	155,0	1.190,4
LAMPA	POLPAICO	220	155,0	1.190,4
NOGALES	LOS VILOS	220	112,0	1.179,0
PUNTA COLORADA	MAITENCILLO	220	98,5	1.187,0
PEHUENCHE	ANCOA	220	549,9	1.223,1
ANCOA	ITAHUE	220	150,0	1.221,9
ANTUCO	CHARRUA	220	549,9	1.281,3
EL TORO	ANTUCO	220	549,9	1.212,5
PANGUE	SANTA BARBARA	220	543,8	1.265,7
TAP CHOLGUAN	CHARRUA	220	543,8	1.310,4
TEMUCO	CAUTIN	220	96,5	1.193,9
VALDIVIA	PICHIRRAHUE	220	211,0	1.195,7
VALDIVIA	PICHIRRAHUE	220	211,0	1.217,1
PICHIRRAHUE	PUERTO MONTT	220	157,6	1.145,9
PICHIRRAHUE	PUERTO MONTT	220	157,6	1.217,5
CANUTILLAR	PUERTO MONTT	220	215,8	1.166,8
TAP RIO TOLTEN	LOS CIRUELOS	220	211,0	1.217,9
LOS CIRUELOS	VALDIVIA	220	193,0	1.217,9
LOS VILOS	LAS PALMAS	220	112,0	1.186,0
NOGALES	POLPAICO	220	600,0	1.214,1
CENTRAL RAPEL	ALTO MELIPILLA	220	216,3	1.194,2
ALTO MELIPILLA	SECCIONADORA LO AGUIRRE	220	216,2	1.194,2
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	215,8	1.207,3
ALTO JAHUEL	CHENA	220	305,0	1.207,3
ALTO JAHUEL	CHENA	220	305,0	1.066,1
ALTO JAHUEL	TAP CENTRAL SANTA MARTA	220	534,4	1.207,3
MAITENCILLO	CARDONES	220	274,0	1.175,6
CHARRUA	LAGUNILLAS	220	367,0	1.187,6
HUALPEN	LAGUNILLAS	220	356,0	1.195,5
TAP LA ERMITA	LA ERMITA	220	330,6	1.383,6
TAP LA ERMITA	LA ERMITA	220	330,6	1.383,6
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	321,1	1.173,6
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	417,5	1.184,8
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	417,5	1.185,7
TAP JORQUERA	CASERONES	220	417,5	1.185,7
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	321,1	1.173,6
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	417,5	1.184,8
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	417,5	1.185,7
TAP JORQUERA	CASERONES	220	417,5	1.185,7
COLBUN	ANCOA	220	272,3	2.000,0
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	216,3	1.194,2
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	216,3	1.194,2

RAHUE	PUERTO MONTT	220	176,0	1.195,7
ALTO JAHUEL	CHENA	220	305,0	1.255,4
ALTO JAHUEL	CHENA	220	305,0	1.255,4
ALTO JAHUEL	CHENA	220	305,0	1.255,4
ALTO JAHUEL	CHENA	220	305,0	1.255,4
CERRO NAVIA	ESTRUCTURA 72	220	426,1	1.255,4
CERRO NAVIA	ESTRUCTURA 72	220	426,1	1.255,4
CHARRUA	MULCHEN	220	581,0	1.669,0
MULCHEN	CAUTIN	220	228,5	1.669,0
CHARRUA	MULCHEN	220	549,0	1.669,0
MULCHEN	CAUTIN	220	228,5	1.669,0
	SECCIONADORA LLANO DE			
LLANO DE LLAMPOS	LLAMPOS	220	209,8	1.160,7
RAHUE	PILAUCO	220	212,4	1.217,6
ANTILLANCA	RAHUE	220	212,4	1.217,6
TAP TALINAY	LAS PALMAS	220	224,0	1.186,0
TAP TALINAY	TALINAY	220	224,0	1.244,2
MULCHEN	PICOLTUE	220	212,4	1.189,2
VALDIVIA	RAHUE	220	328,0	1.217,5
RAHUE	PUERTO MONTT	220	145,0	1.160,9
ANTILLANCA	RAHUE	220	326,2	1.282,5
CERRO NEGRO NORTE	TOTALILLO	220	219,8	1.185,8
MELIPULLI	CHILOE	220	212,4	1.217,6
MELIPULLI	CHILOE	220	212,4	1.217,6
MELIPULLI	CHILOE	220	212,4	1.319,9
MELIPULLI	CHILOE	220	212,4	1.319,9
MELIPULLI	CHILOE	220	212,4	1.217,6
MELIPULLI	CHILOE	220	212,4	1.217,6
MELIPULLI	CHILOE	220	212,4	1.217,6
TAP EL ROSAL	LAJA 1	220	268,5	75,0
SAN LUIS	AGUA SANTA	220	150,0	1.728,6
EL ARRAYAN	DON GOYO	220	201,5	4.477,3
TAP LOMA ALTA	CANAL MELADO	220	215,8	1.159,3
CANAL MELADO	LOMA ALTA	220	215,8	1.159,3
LA CEBADA	TAP MONTE REDONDO	220	224,0	1.186,0
PAN DE AZUCAR	LA CEBADA	220	212,0	1.186,0
DON GOYO	TAP TALINAY	220	224,0	1.186,0
PAN DE AZUCAR	DON GOYO	220	212,0	1.186,0
MULCHEN	ANGOSTURA	220	630,5	1.639,5
MULCHEN	ANGOSTURA	220	630,5	1.639,5
ALTO JAHUEL	TAP CENTRAL SANTA MARTA	220	387,6	1.066,1
TAP CENTRAL SANTA MARTA	CHENA	220	387,6	1.066,1
TAP CENTRAL SANTA MARTA	CENTRAL SANTA MARTA	220	253,2	3.044,0
RUCATAYO	PICHIRRAHUE	220	212,4	1.210,3
CARDONES	LLANO DE LLAMPOS	220	219,7	1.185,8
LLANO DE LLAMPOS	CERRO NEGRO NORTE	220	219,7	1.185,8
PUERTO MONTT	MELIPULLI	220	212,4	1.211,7
SAN ANDRES	CARDONES	220	343,0	1.175,1
CHARRUA	TAP EL ROSAL	220	264,0	1.224,5
TAP EL ROSAL	TAP DUQUECO	220	264,0	1.224,5
TAP DUQUECO	TAP BURECO	220	264,0	1.224,5
SANTA BARBARA	TRUPAN	220	549,9	1.310,4
SANTA BARBARA	TRUPAN	220	549,9	1.310,4
EOLICA TALTAL	LALACKAMA	220	286,2	1.180,5
TAP TAL TAL	LALACKAMA	220	251,8	1.180,5
ESTRUCTURA 72	CHENA	220	451,0	1.166,2
ESTRUCTURA 72	CHENA	220	451,0	1.166,2
CARDONES	DIEGO DE ALMAGRO	220	171,5	1.214,9

SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	216,3	1.194,2
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	216,3	1.194,2
TAP RIO TOLTEN	RIO TOLTEN	220	361,6	1.135,6
CHARRUA	LOS GUINDOS	220	277,8	609,6
LUZ DEL NORTE	CARRERA PINTO	220	299,9	1.103,8
EL MANZANO	TAP CHICUREO	220	908,1	1.606,5
EL MANZANO	TAP CHICUREO	220	908,1	1.606,5
TAP CHICUREO	CHICUREO	220	329,9	539,0
TAP CHICUREO	CHICUREO	220	329,9	539,0
CACHIYUYAL	PAMPA NORTE	220	292,8	1.159,6
TAP RIO TOLTEN	LOS CIRUELOS	220	211,0	1.217,9
CAUTIN	TAP RIO TOLTEN	220	211,0	1.217,9
LOS CIRUELOS	MARIQUINA	220	272,3	539,0
CARRERA PINTO	PASTORA	220	299,3	1.134,0
TAP BUREO	PARQUE EOLICO RENAICO	220	314,5	1.162,2
TAP BUREO	TEMUCO	220	264,0	1.224,5
TAP TAL TAL	CACHIYUYAL	220	319,0	1.213,6
CACHIYUYAL	DIEGO DE ALMAGRO	220	319,0	1.213,6
FRANCISCO	CONEJO	220	215,9	1.162,6
TAP LALACKAMA	FRANCISCO	220	319,0	1.213,6
FRANCISCO	DIEGO DE ALMAGRO	220	319,0	1.213,6
CARDONES	DIEGO DE ALMAGRO	220	171,5	1.214,9
CARRERA PINTO	DIEGO DE ALMAGRO	220	171,5	1.214,9

3. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Para estudiar la interconexión, se agregaron los sistemas anteriores, interconectándolos por medio de las siguientes líneas, de acuerdo a información entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional (<https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-electrico-nacional/avance-de-los-proyectos.html>):

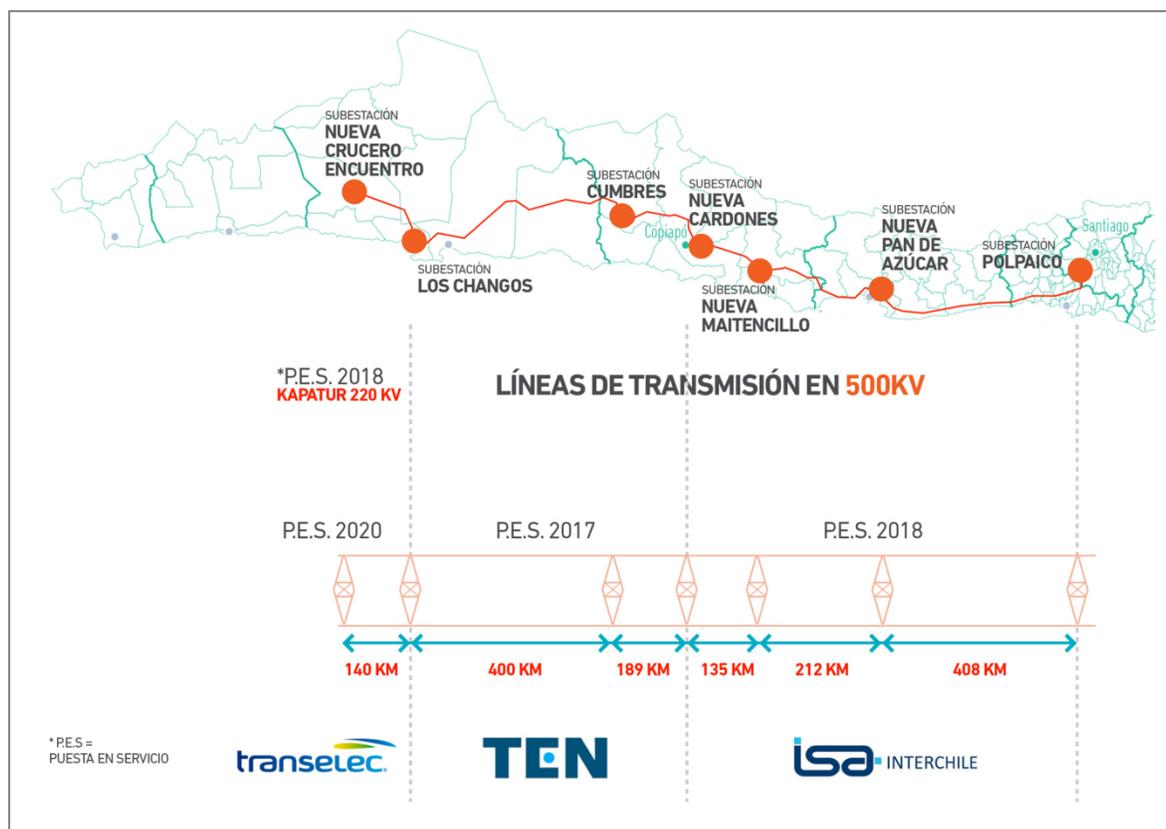


Figura A-3. Diagrama de líneas de interconexión SIC – SING. Fuente: (CEN, Avance de los proyectos, 2016).

Para caracterizar las 6 líneas mostradas en la Figura A-3, se utilizaron características de otras líneas de transmisión presentes en los modelos SIC y SING para el nivel de tensión de 500 kV. Las características de entrada para las líneas de transmisión modeladas en el sistema para la interconexión del SIC con el SING son las siguientes:

Tabla A-8. Información de nueva transmisión para interconexión.

Conexión 1	Conexión 2	Voltaje (kV)	Reactancia p.u. (1/x)	Capacidad (MVA)
NUEVA CRUCERO ENCUENTRO	LOS CHANGOS	220	1.310,55	1.500
LOS CHANGOS	CUMBRES	500	9.005,45	1.500
CUMBRES	NUEVA CARDONES	500	9.005,45	1.500
NUEVA CARDONES	NUEVA MAITENCILLO	500	9.005,45	1.500
NUEVA MAITENCILLO	NUEVA PAN DE AZUCAR	500	9.005,45	1.500
NUEVA PAN DE AZUCAR	POLPAICO	500	9.005,45	1.500

ANEXO B: CLASIFICACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CHILE

Las líneas de transmisión de los sistemas eléctricos de Chile se clasifican en tres categorías, definidas de acuerdo a la Ley 20.936, publicada el 20 de julio de 2016. En esta nueva legislación motivada por la futura interconexión de los sistemas eléctricos principales, se reemplaza la nomenclatura clásica de los sistemas de transmisión por los nuevos términos señalados a continuación:

- Se reemplaza el término “Sistema de Transmisión Troncal” por “Sistema de Transmisión Nacional”.
- Se reemplaza el término “Sistema de Subtransmisión” por “Sistema de Transmisión Zonal”.
- Se reemplaza el término “Sistema de Transmisión Adicional” por “Sistema de Transmisión Dedicado”.

Las tres categorías de sistemas de transmisión mencionadas se describen según lo siguiente (2017, BCN, Ley 20.936; 2017, CDEC-SIC, Preguntas Frecuentes):

- Sistema de transmisión nacional: líneas y subestaciones principales del SIC y SING que permiten la transmisión de la totalidad de la oferta y la demanda de los sistemas en ambos sentidos. Su tensión debe ser igual o superior a 220 kV.
- Sistema de transmisión zonal: líneas y subestaciones destinadas a suministrar a grupos de consumidores finales que se conectan al sistema de transmisión nacional. En general se ubican alrededor y dentro de las ciudades, donde operan las empresas distribuidoras.

- Sistema de transmisión dedicado: líneas de transmisión y subestaciones destinadas fundamentalmente a la conexión de centrales generadoras o grandes clientes al sistema de transmisión nacional.

En el modelo realizado de los sistemas chilenos, no es relevante la clasificación que se hace de cada línea de transmisión modelada, sin embargo se centra principalmente en las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional y zonal. De acuerdo a la definición anterior, las líneas de interconexión corresponden al Sistema de Transmisión Nacional y las líneas de transmisión relevantes modeladas para los sistemas SING y SIC se clasifican a continuación:

Tabla B-1. Clasificación de las instalaciones de transmisión relevantes – SING. Fuente: (2017, SING, Información Técnica Circuitos y Segmentos – Datos Generales)

Nodo 1	Nodo 2	Voltaje (kV)	Clasificación
Central Salta	Andes	345	Dedicado
Andes	Tap Off Oeste	220	Dedicado
Tap Off Oeste	Laberinto	220	Dedicado
Andes	Nueva Zaldívar	220	Dedicado
Andes	Nueva Zaldívar	220	Dedicado
Angamos	Patio mufas Angamos	220	Dedicado
Patio mufas Angamos	Est Bombeo SG 1	220	Dedicado
Angamos	Est. NÂ°28	220	Dedicado
Est. NÂ°28	Kapatur	220	Dedicado
Angamos	Est. NÂ°4 Angamos	220	Dedicado
Est. NÂ°28	Kapatur	220	Dedicado
Est. NÂ°4 Angamos	Est. NÂ°28	220	Dedicado
Atacama	Tap Off Enlace	220	Nacional
Tap Off Enlace	Encuentro	220	Nacional
Atacama	Encuentro	220	Nacional
Atacama	Esmeralda	220	Zonal
Atacama	Est. NÂ°55 LT Atacama - Miraje	220	Nacional
Atacama	Est. NÂ°55 LT Atacama - Miraje	220	Nacional
Est. NÂ°382 LT Atacama - Miraje	Miraje	220	Nacional
Est. NÂ°382 LT Atacama - Miraje	Miraje	220	Nacional
Est. NÂ°55 LT Atacama - Miraje	Est. NÂ°86 LT Atacama - Miraje	220	Nacional
Est. NÂ°55 LT Atacama - Miraje	Est. NÂ°86 LT Atacama - Miraje	220	Nacional
Est. NÂ°86 LT Atacama - Miraje	Est. NÂ°382 LT Atacama - Miraje	220	Nacional
Est. NÂ°86 LT Atacama - Miraje	Tap Off Enlace	220	Nacional
Tap Off Enlace	Est. NÂ°382 LT Atacama - Miraje	220	Nacional
Atacama	Est. T-202 O'Higgins	220	Dedicado

Est. T-202 O'Higgins	O'Higgins	220	Dedicado
Atacama	Est. T-202 O'Higgins	220	Dedicado
Est. T-202 O'Higgins	O'Higgins	220	Dedicado
Calama	Solar Jama	220	Dedicado
Central Tocopilla	Tap Off El Loa	220	Dedicado
Tap Off El Loa	Crucero	220	Dedicado
Central Tocopilla	Tap Off El Loa	220	Dedicado
Tap Off El Loa	Crucero	220	Dedicado
Chacaya	Crucero	220	Dedicado
Chacaya	El Cobre	220	Dedicado
Chacaya	El Cobre	220	Dedicado
Capricornio	Mantos Blancos	220	Dedicado
Chacaya	Capricornio	220	Dedicado
Chacaya	Mejillones	220	Dedicado
Chacaya	Molycop	220	Dedicado
Chimborazo	Est. NÂ°3 Chimborazo	220	Dedicado
Est. NÂ°1 Chimborazo	Est. NÂ°2 Chimborazo	220	Dedicado
Est. NÂ°2 Chimborazo	Est. T-511	220	Dedicado
Est. NÂ°3 Chimborazo	Est. NÂ°1 Chimborazo	220	Dedicado
Est. T-511	Domeyko	220	Dedicado
Cochrane	Est. NÂ°2 Cochrane	220	Dedicado
Est. NÂ°15 Cochrane	Est. NÂ°370 Cochrane	220	Dedicado
Est. NÂ°2 Cochrane	Est. NÂ°3 Cochrane	220	Dedicado
Est. NÂ°3 Cochrane	Est. NÂ°15 Cochrane	220	Dedicado
Est. NÂ°370 Cochrane	Encuentro	220	Dedicado
Cochrane	Est. NÂ°3 Cochrane	220	Dedicado
Est. NÂ°15 Cochrane	Est. NÂ°370 Cochrane	220	Dedicado
Est. NÂ°3 Cochrane	Est. NÂ°15 Cochrane	220	Dedicado
Est. NÂ°370 Cochrane	Encuentro	220	Dedicado
Collahuasi	Quebrada Blanca	220	Dedicado
CÃ³ndores	Parinacota	220	Nacional
Crucero	Est. NÂ°340	220	Nacional
Est. NÂ°340	Chuquicamata	220	Nacional
Crucero	El Abra	220	Dedicado
Crucero	Encuentro	220	Nacional
Crucero	Encuentro	220	Nacional
Crucero	Laberinto	220	Nacional
Crucero	Laberinto	220	Nacional
Crucero	Tap Off Nueva Victoria	220	Nacional
Tap Off Nueva Victoria	Lagunas	220	Nacional
Crucero	MarÃ¡a Elena	220	Nacional
Crucero	Radomiro Tomic	220	Dedicado
Crucero	Est. NÂ°340	220	Nacional
Est. NÂ°340	Salar	220	Nacional
Domeyko	Escondida	220	Dedicado
Domeyko	Laguna Seca	220	Dedicado
Domeyko	Torre V10-Z	220	Dedicado
Torre V10-Z	OGP1	220	Dedicado
Domeyko	Planta Ã“xidos	220	Dedicado
Domeyko	Sulfuros	220	Dedicado
Domeyko	SVC Domeyko	220	Dedicado
El Cobre	Esperanza	220	Dedicado
El Cobre	Esperanza	220	Dedicado
El Tesoro	Esperanza	220	Nacional
Encuentro	Collahuasi	220	Dedicado
Encuentro	Est. NÂ°346	220	Dedicado
Est. NÂ°346	Est. NÂ°399	220	Dedicado
Est. NÂ°399	Collahuasi	220	Dedicado
Encuentro	El Tesoro	220	Nacional
Encuentro	Patio de Mufas S/E Encuentro	220	Dedicado

Patio de Mufas S/E Encuentro	MMH		
MMH	MMH	220	Dedicado
Encuentro	Patio de mufas encuentro	220	Dedicado
Patio de mufas encuentro	Sierra Gorda	220	Dedicado
Encuentro	Patio de mufas encuentro	220	Dedicado
Patio de mufas encuentro	Sierra Gorda	220	Dedicado
Encuentro	Tap Off Pampa Lina	220	Dedicado
Tap Off Pampa Lina	Spence	220	Dedicado
Est. NÂ°1 Chimborazo	Est. NÂ°3 Chimborazo	220	Dedicado
Est. NÂ°2 FarellÃ³n	Est. T-314	220	Dedicado
Est. NÂ°3 Chimborazo	Chimborazo	220	Dedicado
Est. NÂ°3 FarellÃ³n	Est. NÂ°2 FarellÃ³n	220	Dedicado
Est. T-314	Est. T-511	220	Dedicado
Est. T-511	Est. NÂ°1 Chimborazo	220	Dedicado
FarellÃ³n	Est. NÂ°3 FarellÃ³n	220	Dedicado
Est. NÂ°28	Laberinto	220	Dedicado
Kapatur	Est. NÂ°28	220	Dedicado
Est. NÂ°28	Laberinto	220	Dedicado
Kapatur	Est. NÂ°28	220	Dedicado
Kapatur	O'Higgins	220	Dedicado
Kapatur	O'Higgins	220	Dedicado
Kelar	Kapatur	220	Dedicado
Kelar	Kapatur	220	Dedicado
Laberinto	El Cobre	220	Nacional
Laberinto	Lomas Bayas	220	Dedicado
Laberinto	Mantos Blancos	220	Dedicado
Laberinto	Nueva ZaldÃ¡var	220	Dedicado
Laberinto	Nueva ZaldÃ¡var	220	Dedicado
Lagunas	Collahuasi	220	Dedicado
Lagunas	Collahuasi	220	Dedicado
Lagunas	LT ME-LAG. T185.	220	Nacional
LT ME-LAG. T185.	MarÃ¡a Elena	220	Nacional
Lagunas	Pozo Almonte	220	Nacional
Lomas Bayas	Fortuna	220	Dedicado
Mejillones	O'Higgins	220	Dedicado
Est. NÂ°386 LT Miraje - Encuentro	Encuentro	220	Nacional
Est. NÂ°386 LT Miraje - Encuentro	Encuentro	220	Nacional
Miraje	Est. NÂ°386 LT Miraje - Encuentro	220	Nacional
Miraje	Est. NÂ°386 LT Miraje - Encuentro	220	Nacional
Norgener	Tap Off Barriles	220	Dedicado
Tap Off Barriles	Tap Off La Cruz	220	Dedicado
Tap Off La Cruz	Crucero	220	Dedicado
Norgener	Tap Off Barriles	220	Dedicado
Tap Off Barriles	Tap Off La Cruz	220	Dedicado
Tap Off La Cruz	Crucero	220	Dedicado
Nueva ZaldÃ¡var	Escondida	220	Dedicado
Nueva ZaldÃ¡var	Torre 231/4	220	Dedicado
Torre V10-Z	OGP1	220	Dedicado
Torre 231/4	Torre V10-Z	220	Dedicado
Nueva ZaldÃ¡var	Sulfuros	220	Dedicado
Nueva ZaldÃ¡var	ZaldÃ¡var	220	Dedicado
O'Higgins	Coloso	220	Dedicado
Est. 23 LT O'higgins - Coloso	Coloso	220	Dedicado
O'Higgins	Est. 23 LT O'higgins - Coloso	220	Dedicado
Est. 23 LT O'higgins - Coloso	Coloso	220	Dedicado
O'Higgins	Est. 23 LT O'higgins - Coloso	220	Dedicado
O'Higgins	Tap Off EstaciÃ³n de bombeo NÂ°2	220	Dedicado
Tap Off EstaciÃ³n de bombeo NÂ°2	Tap Off Llanos	220	Dedicado
Tap Off EstaciÃ³n de bombeo NÂ°3	Tap Off EstaciÃ³n de bombeo NÂ°4	220	Dedicado

Tap Off Estaci3n de bombeo N4	Domeyko	220	Dedicado
Tap Off Llanos	Tap Off Palestina	220	Dedicado
Tap Off Palestina	Tap Off Estaci3n de bombeo N3	220	Dedicado
Est. N2 Farell3n	Est. N3 Farell3n	220	Dedicado
Est. N1 Farell3n	Est. N2 Farell3n	220	Dedicado
Est. N3 Farell3n	Farell3n	220	Dedicado
Est. T-202 O'Higgins	Est. T-314	220	Dedicado
Est. T-314	Est. N1 Farell3n	220	Dedicado
O'Higgins	Est. T-202 O'Higgins	220	Dedicado
Est. N2 Puri	Est. N3 Puri	220	Dedicado
Est. N3 Puri	Puri	220	Dedicado
Est. T-202 O'Higgins	Est. T-444	220	Dedicado
Est. T-444	Est. N2 Puri	220	Dedicado
O'Higgins	Est. T-202 O'Higgins	220	Dedicado
Est. N1 Puri	Est. T-444	220	Dedicado
Est. N3 Puri	Est. N1 Puri	220	Dedicado
Est. T-444	Domeyko	220	Dedicado
Puri	Est. N3 Puri	220	Dedicado
Salar	Calama	220	Nacional
Est. N340	Chuquicamata	220	Nacional
Salar	Est. N340	220	Nacional
Tap Off Pampa Lina	Sierra Gorda	220	Dedicado
Tap Off El Loa	El Loa	220	Dedicado
Tap Off Enlace	Antucoya	220	Dedicado
LT ME-LAG. T185.	PEQ	220	Dedicado
Tarapacj	C3ndores	220	Nacional
Tarapacj	Lagunas	220	Nacional
Tarapacj	Lagunas	220	Nacional
ZaldAvar	Escondida	220	Dedicado
Antofagasta	Tap Off La Negra	110	Dedicado
Tap Off La Negra	Alto Norte	110	Dedicado
Arica	Tap Off Mal Paso	110	Zonal
Tap Off Cerro Balc3n	Pozo Almonte	110	Zonal
Tap Off Chiza	Tap Off Dolores	110	Zonal
Tap Off Cuya	Tap Off Chiza	110	Zonal
Tap Off Dolores	Tap Off Cerro Balc3n	110	Zonal
Tap Off Mal Paso	Tap Off Vitor	110	Zonal
Tap Off Vitor	Tap Off Vitor N2 M3vil	110	Zonal
Tap Off Vitor N2 M3vil	Tap Off Cuya	110	Zonal
Capricornio	Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	110	Zonal
Capricornio	Tap Off El Negro	110	Dedicado
Tap Off El Negro	Alto Norte	110	Dedicado
Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	Antofagasta	110	Zonal
Capricornio	Sierra Miranda	110	Dedicado
Central Diesel Tamaya	A	110	Dedicado
Central Diesel Tamaya	Salar	110	Dedicado
Central Tocopilla	Est. 70	110	Dedicado
Central Tocopilla	A	110	Dedicado
Central Tocopilla	Est. 70	110	Dedicado
Chacaya	Est. N51	110	Dedicado
Est. N51	GNL Mejillones	110	Dedicado
Chacaya	Mejillones	110	Dedicado
Chacaya	Muelle	110	Dedicado
C3ndores	Tap Off Alto Hospicio	110	Zonal
Tap Off Alto Hospicio	Cerro Drag3n	110	Zonal
C3ndores	Est. N39	110	Zonal
Est. N39	Pacifico	110	Zonal
C3ndores	Palafitos	110	Zonal
Esmeralda	Centro	110	Zonal
Esmeralda	La Portada	110	Zonal

Esmeralda	Sur	110	Zonal
Esmeralda	Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	110	Dedicado
Tap Off Uribe (Esmeralda - Uribe)	Uribe	110	Dedicado
Est Bombeo SG 1	Est Bombeo SG 2	110	Dedicado
Tap Off Desalant	Mejillones	110	Dedicado
Mejillones	El Lince	110	Dedicado
Mejillones	Central Diesel Enaex	110	Dedicado
Muelle	Tap Off Sairecabur	110	Dedicado
Antucoya	Guayaques	110	Dedicado
Tap Off Licancabur	Antucoya	110	Dedicado
Tap Off Sairecabur	Tap Off Licancabur	110	Dedicado
Pozo Almonte	Cerro Colorado	110	Dedicado
Tap Off Alto Hospicio	Alto Hospicio	110	Zonal
Tap Off Barriles	Mantos de la Luna	110	Dedicado
Estructura NÂ°8	Desalant	110	Dedicado
Tap Off Desalant	Estructura NÂ°8	110	Dedicado
Tap Off Oeste	Minsal	110	Dedicado
Valle de los vientos	Calama	110	Dedicado

Tabla B-2. Clasificación de las instalaciones de transmisión relevantes – SIC. Fuente: (2017, SIC, Información Técnica – Secciones Tramos / Todas las empresas).

Nodo 1	Nodo 2	Voltaje (kV)	Clasificación
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	Nacional
POLPAICO	SECCIONADORA LO AGUIRRE	500	Nacional
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	Nacional
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	Nacional
ALTO JAHUEL	POLPAICO	500	Nacional
CHARRUA	ANCOA	500	Nacional
CHARRUA	ANCOA	500	Nacional
ALTO JAHUEL	POLPAICO	500	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	ALTO JAHUEL	500	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	ALTO JAHUEL	500	Nacional
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	Nacional
ANCOA	ALTO JAHUEL	500	Nacional
QUILLOTA	TAP MAURO	220	Dedicado
TAP MAURO	LOS PIUQUENES	220	Dedicado
TAP MAURO	MAURO	220	Dedicado
CARRERA PINTO	LA COIPA	220	Dedicado
CARDONES	MINERA LA CANDELARIA	220	Dedicado
POLPAICO	QUILAPILUN	220	Nacional
TAP EL LLANO	SAG	220	Dedicado
TAP EL LLANO	SAG	220	Dedicado
TAP EL LLANO	SAG	220	Dedicado
TAP EL LLANO	SAG	220	Dedicado
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	Dedicado
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	Dedicado
QUILLOTA	TAP MAURO	220	Dedicado
TAP MAURO	LOS PIUQUENES	220	Dedicado
NEHUENCO I N1	SAN LUIS	220	Dedicado
MAMPIL	PEUCHEN	220	Dedicado
LOS MAQUIS	POLPAICO	220	Nacional
CHARRUA	TAP MARIA DOLORES	220	Dedicado
CHARRUA	TAP MARIA DOLORES	220	Dedicado
LOS MAQUIS	HORNITOS	220	Dedicado
LOS ESPINOS	LOS VILOS	220	Dedicado

CARDONES	CENTRAL CARDONES	220	Dedicado
CARDONES	MEDELLIN	220	Dedicado
PLANTA VALDIVIA	LOS CIRUELOS	220	Dedicado
NEHUENCO I N2	SAN LUIS	220	Dedicado
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	Dedicado
MAMPIL	RUCUE	220	Dedicado
TAP EL LLANO	LOS MAQUIS	220	Nacional
LAS PALMAS	TOTAL 2	220	Dedicado
NEHUENCO II N1	SAN LUIS	220	Dedicado
SAN LUIS	AGUA SANTA	220	Zonal
TAP MARIA DOLORES	LAJA	220	Dedicado
NEHUENCO II N2	SAN LUIS	220	Dedicado
CENTRAL QUINTERO	SAN LUIS	220	Dedicado
NEHUENCO III	SAN LUIS	220	Dedicado
ALFALFAL	TAP LA ERMITA	220	Dedicado
TAP LA ERMITA	LOS ALMENDROS	220	Dedicado
ELEVADORA CANELA II	LAS PALMAS	220	Dedicado
ALTO JAHUEL	MAIPO	220	Nacional
MAIPO	CANDELARIA	220	Nacional
CANDELARIA	COLBUN	220	Nacional
CANDELARIA	CENTRAL CANDELARIA	220	Dedicado
COLBUN	MACHICURA	220	Dedicado
QUILLECO	CHARRUA	220	Dedicado
RUCUE	CHARRUA	220	Dedicado
RUCUE	QUILLECO	220	Dedicado
LAS TORTOLAS	LOS MAITENES	220	Dedicado
POLPAICO	LAS TORTOLAS	220	Dedicado
NUEVA VENTANAS	NOGALES	220	Dedicado
LOS PINOS	CHARRUA	220	Dedicado
CANDELARIA	MINERO	220	Dedicado
COLBUN	PROCART	220	Dedicado
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	Dedicado
ALTO JAHUEL	MAIPO	220	Nacional
MAIPO	CANDELARIA	220	Nacional
CANDELARIA	COLBUN	220	Nacional
CANDELARIA	CENTRAL CANDELARIA	220	Dedicado
NUEVA VENTANAS	NOGALES	220	Dedicado
CANDELARIA	MINERO	220	Dedicado
ALFALFAL	TAP LA ERMITA	220	Dedicado
TAP LA ERMITA	LOS ALMENDROS	220	Dedicado
CHARRUA	SANTA LIDIA	220	Dedicado
PUERTO MONTT	MELIPULLI	220	Nacional
CHARRUA	ZONA DE CAIDA	220	Dedicado
SAN LORENZO	DIEGO DE ALMAGRO	220	Dedicado
TAP ZONA DE CAIDA	ZONA DE CAIDA	220	Dedicado
ALTO JAHUEL	BUIN	220	Zonal
SANTA MARIA	CHARRUA	220	Dedicado
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	Dedicado
CENTRAL RAPEL	QUELENTARO	220	Zonal
SANTA FILOMENA	CONFLUENCIA	220	Dedicado
MAITENCILLO	CARDONES	220	Nacional
ZONA DE CAIDA	RALCO	220	Dedicado
CHARRUA	RALCO	220	Dedicado
SANTA MARIA	CHARRUA	220	Dedicado
MAITENCILLO	CARDONES	220	Nacional
POLPAICO	EL MANZANO	220	Zonal
TAP CHICUREO	EL SALTO	220	Zonal
ALTO JAHUEL	LOS ALMENDROS	220	Zonal
TAP ALTO MELIPILLA	ALTO MELIPILLA	220	Zonal
SAN LUIS	QUILLOTA	220	Dedicado

TAP LAMPA	LAMPA	220	Dedicado
ALTO JAHUEL	LOS ALMENDROS	220	Zonal
SAN LUIS	QUILLOTA	220	Dedicado
TAP ALTO MELIPILLA	ALTO MELIPILLA	220	Zonal
POLPAICO	EL MANZANO	220	Zonal
TAP CHICUREO	EL SALTO	220	Zonal
TAP LAMPA	LAMPA	220	Dedicado
CONFLUENCIA	MAITENES	220	Dedicado
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	Dedicado
GUACOLDA	MAITENCILLO	220	Dedicado
SANTA FE	NODO NACIMIENTO	220	Dedicado
TAP MARIA DOLORES	NODO NACIMIENTO	220	Dedicado
NUEVA VENTANAS	VENTANAS	220	Dedicado
NUEVA VENTANAS	NOGALES	220	Dedicado
PAN DE AZUCAR	MINERA TECK CDA	220	Dedicado
POLPAICO	SANTA FILOMENA	220	Dedicado
LOS MAQUIS	CORDILLERA	220	Dedicado
CORDILLERA	SAG	220	Dedicado
SANTA FE	CELULOSA PACIFICO	220	Dedicado
LA ERMITA	LOS MAITENES	220	Dedicado
NODO NACIMIENTO	SF ENERGIA	220	Dedicado
ANTILLANCA	RAHUE	220	Dedicado
PAPOSO	TAP LALACKAMA	220	Dedicado
CARRERA PINTO	DIEGO DE ALMAGRO	220	Nacional
CARRERA PINTO	SAN ANDRES	220	Nacional
PAN DE AZUCAR	PUNTA COLORADA	220	Nacional
QUILLOTA	NOGALES	220	Nacional
POLPAICO	QUILLOTA	220	Nacional
CERRO NAVIA	LAMPA	220	Nacional
LAMPA	POLPAICO	220	Nacional
NOGALES	LOS VILOS	220	Nacional
CENTRAL RAPEL	ALTO MELIPILLA	220	Nacional
ALTO MELIPILLA	SECCIONADORA LO AGUIRRE	220	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	Nacional
PUNTA COLORADA	MAITENCILLO	220	Nacional
PEHUENCHE	TAP LOMA ALTA	220	Dedicado
TAP LOMA ALTA	ANCOA	220	Dedicado
ANCOA	ITAHUE	220	Nacional
ANTUCO	CHARRUA	220	Dedicado
ANTUCO	TAP TRUPAN	220	Dedicado
TAP TRUPAN	CHARRUA	220	Dedicado
EL TORO	ANTUCO	220	Dedicado
TAP TRUPAN	TRUPAN	220	Dedicado
PANGUE	SANTA BARBARA	220	Dedicado
TRUPAN	TAP CHOLGUAN	220	Dedicado
CHARRUA	CONCEPCION	220	Zonal
CHARRUA	HUALPEN	220	Nacional
TEMUCO	CAUTIN	220	Nacional
CANUTILLAR	PUERTO MONTT	220	Dedicado
CAUTIN	VALDIVIA	220	Nacional
CAUTIN	VALDIVIA	220	Nacional
MAITENCILLO	AGROSUPER	220	Dedicado
LOS VILOS	LAS PALMAS	220	Nacional
TAP MONTE REDONDO	LAS PALMAS	220	Nacional
LAGUNILLAS	BOCAMINA II	220	Dedicado
NOGALES	POLPAICO	220	Nacional
PAPOSO	TAP TAL TAL	220	Dedicado
PAN DE AZUCAR	PUNTA COLORADA	220	Nacional
QUILLOTA	NOGALES	220	Nacional
POLPAICO	QUILLOTA	220	Nacional

CERRO NAVIA	LAMPA	220	Nacional
LAMPA	POLPAICO	220	Nacional
NOGALES	LOS VILOS	220	Nacional
PUNTA COLORADA	MAITENCILLO	220	Nacional
PEHUENCHE	ANCOA	220	Dedicado
ANCOA	ITAHUE	220	Nacional
ANTUCO	CHARRUA	220	Dedicado
EL TORO	ANTUCO	220	Dedicado
PANGUE	SANTA BARBARA	220	Dedicado
TAP CHOLGUAN	CHARRUA	220	Zonal
TEMUCO	CAUTIN	220	Nacional
VALDIVIA	PICHIRRAHUE	220	Nacional
VALDIVIA	PICHIRRAHUE	220	Nacional
PICHIRRAHUE	PUERTO MONTT	220	Nacional
PICHIRRAHUE	PUERTO MONTT	220	Nacional
CANUTILLAR	PUERTO MONTT	220	Dedicado
TAP RIO TOLTEN	LOS CIRUELOS	220	Nacional
LOS CIRUELOS	VALDIVIA	220	Nacional
LOS VILOS	LAS PALMAS	220	Nacional
NOGALES	POLPAICO	220	Nacional
CENTRAL RAPEL	ALTO MELIPILLA	220	Nacional
ALTO MELIPILLA	SECCIONADORA LO AGUIRRE	220	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	Nacional
ALTO JAHUEL	CHENA	220	Nacional
ALTO JAHUEL	CHENA	220	Nacional
ALTO JAHUEL	TAP CENTRAL SANTA MARTA	220	Nacional
MAITENCILLO	CARDONES	220	Nacional
CHARRUA	LAGUNILLAS	220	Nacional
HUALPEN	LAGUNILLAS	220	Zonal
TAP LA ERMITA	LA ERMITA	220	Dedicado
TAP LA ERMITA	LA ERMITA	220	Dedicado
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	Dedicado
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	Dedicado
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	Dedicado
TAP JORQUERA	CASERONES	220	Dedicado
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	Dedicado
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	Dedicado
MAITENCILLO	TAP JORQUERA	220	Dedicado
TAP JORQUERA	CASERONES	220	Dedicado
COLBUN	ANCOA	220	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	Nacional
RAHUE	PUERTO MONTT	220	Nacional
ALTO JAHUEL	CHENA	220	Nacional
ALTO JAHUEL	CHENA	220	Nacional
ALTO JAHUEL	CHENA	220	Nacional
ALTO JAHUEL	CHENA	220	Nacional
CERRO NAVIA	ESTRUCTURA 72	220	Nacional
CERRO NAVIA	ESTRUCTURA 72	220	Nacional
CHARRUA	MULCHEN	220	Nacional
MULCHEN	CAUTIN	220	Nacional
CHARRUA	MULCHEN	220	Nacional
MULCHEN	CAUTIN	220	Nacional
LLANO DE LLAMPOS	SECCIONADORA LLANO DE LLAMPOS	220	Dedicado
RAHUE	PILAUCO	220	Zonal
ANTILLANCA	RAHUE	220	Dedicado
TAP TALINAY	LAS PALMAS	220	Nacional
TAP TALINAY	TALINAY	220	Dedicado
MULCHEN	PICOLTUE	220	Zonal
VALDIVIA	RAHUE	220	Nacional

RAHUE	PUERTO MONTT	220	Nacional
ANTILLANCA	RAHUE	220	Dedicado
CERRO NEGRO NORTE	TOTALILLO	220	Dedicado
MELIPULLI	CHIOE	220	Nacional
MELIPULLI	CHIOE	220	Nacional
MELIPULLI	CHIOE	220	Nacional
MELIPULLI	CHIOE	220	Nacional
MELIPULLI	CHIOE	220	Nacional
MELIPULLI	CHIOE	220	Nacional
MELIPULLI	CHIOE	220	Nacional
TAP EL ROSAL	LAJA 1	220	Dedicado
SAN LUIS	AGUA SANTA	220	Zonal
EL ARRAYAN	DON GOYO	220	Dedicado
TAP LOMA ALTA	CANAL MELADO	220	Dedicado
CANAL MELADO	LOMA ALTA	220	Dedicado
LA CEBADA	TAP MONTE REDONDO	220	Nacional
PAN DE AZUCAR	LA CEBADA	220	Nacional
DON GOYO	TAP TALINAY	220	Nacional
PAN DE AZUCAR	DON GOYO	220	Nacional
MULCHEN	ANGOSTURA	220	Dedicado
MULCHEN	ANGOSTURA	220	Dedicado
ALTO JAHUEL	TAP CENTRAL SANTA MARTA	220	Nacional
TAP CENTRAL SANTA MARTA	CHENA	220	Nacional
TAP CENTRAL SANTA MARTA	CENTRAL SANTA MARTA	220	Dedicado
RUCATAYO	PICHIRRAHUE	220	Dedicado
CARDONES	LLANO DE LLAMPOS	220	Dedicado
LLANO DE LLAMPOS	CERRO NEGRO NORTE	220	Dedicado
PUERTO MONTT	MELIPULLI	220	Nacional
SAN ANDRES	CARDONES	220	Nacional
CHARRUA	TAP EL ROSAL	220	Nacional
TAP EL ROSAL	TAP DUQUECO	220	Nacional
TAP DUQUECO	TAP BUREO	220	Nacional
SANTA BARBARA	TRUPAN	220	Dedicado
SANTA BARBARA	TRUPAN	220	Dedicado
EOLICA TALTAL	LALACKAMA	220	Dedicado
TAP TAL TAL	LALACKAMA	220	Dedicado
ESTRUCTURA 72	CHENA	220	Zonal
ESTRUCTURA 72	CHENA	220	Zonal
CARDONES	DIEGO DE ALMAGRO	220	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	Nacional
SECCIONADORA LO AGUIRRE	CERRO NAVIA	220	Nacional
TAP RIO TOLTEN	RIO TOLTEN	220	Dedicado
CHARRUA	LOS GUINDOS	220	Dedicado
LUZ DEL NORTE	CARRERA PINTO	220	Dedicado
EL MANZANO	TAP CHICUREO	220	Zonal
EL MANZANO	TAP CHICUREO	220	Zonal
TAP CHICUREO	CHICUREO	220	Zonal
TAP CHICUREO	CHICUREO	220	Zonal
CACHIYUYAL	PAMPA NORTE	220	Dedicado
TAP RIO TOLTEN	LOS CIRUELOS	220	Nacional
CAUTIN	TAP RIO TOLTEN	220	Nacional
LOS CIRUELOS	MARIQUINA	220	Zonal
CARRERA PINTO	PASTORA	220	Dedicado
TAP BUREO	PARQUE EOLICO RENAICO	220	Dedicado
TAP BUREO	TEMUCO	220	Nacional
TAP TAL TAL	CACHIYUYAL	220	Dedicado
CACHIYUYAL	DIEGO DE ALMAGRO	220	Dedicado
FRANCISCO	CONEJO	220	Dedicado
TAP LALACKAMA	FRANCISCO	220	Dedicado
FRANCISCO	DIEGO DE ALMAGRO	220	Dedicado

CARDONES	DIEGO DE ALMAGRO	220	Nacional
CARRERA PINTO	DIEGO DE ALMAGRO	220	Nacional

ANEXO C: ESCENARIO HIDROLÓGICO MODELADO

En este trabajo se consideró el escenario hidrológico real para el día de estudio tanto para la generación horaria de las unidades de pasada como para restringir la generación total diaria de las unidades hidroeléctricas de embalse. Estos valores se consideraron fijos debido a que el objetivo de esta investigación es analizar la variabilidad de la generación ERNC, no del recurso hidrológico. Sin embargo, el modelo realizado de los sistemas eléctricos chilenos y del *Unit Commitment* permite analizar también la variabilidad hidrológica, definiendo escenarios de generación horaria para cada central hidroeléctricas.

El escenario hidrológico utilizado en las simulaciones realizadas de los sistemas chilenos corresponde a la generación real de las unidades hidroeléctricas del SIC y SING, para el día 26 de julio de 2017. La generación hidroeléctrica real de este día fue de 54.287,9 MWh para el SIC y 94,4 MWh en el SING. Esta generación total diaria se divide entre centrales hidroeléctricas de pasada y embalse, como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla C-1. Generación hidroeléctrica real 26 de julio de 2017.

Hora	SIC		SING	Total (MWh)
	Hidroeléctrica de Pasada	Hidroeléctrica de embalse	Hidroeléctrica de Pasada	
1	1.188,9	802	2,8	1.993,7
2	1.155,5	426	1,5	1.583,0
3	1.133,3	404	1,5	1.538,8
4	1.101,2	342	1,5	1.444,7
5	1.029,5	365	1,5	1.396,0
6	1.025,4	421	1,5	1.447,9
7	1.061,7	799	1,5	1.862,2
8	1.085,2	1411	1,5	2.497,7
9	1.111,0	1456	1,5	2.568,5
10	1.145,7	1647	2,5	2.795,2
11	1.168,9	1759	1,6	2.929,5
12	1.220,5	1681	1,9	2.903,4

13	1.169,0	1550	2,6	2.721,6
14	1.101,3	1361	3,8	2.466,1
15	1.137,7	1380	5,6	2.523,3
16	1.138,6	1313	4,8	2.456,4
17	1.139,1	1290	4	2.433,1
18	1.180,0	1231	4,5	2.415,5
19	1.156,9	1408	6	2.570,9
20	1.208,6	1370	9	2.587,6
21	1.225,5	1334	9	2.568,5
22	1.191,8	1327	9	2.527,8
23	1.128,7	974	9	2.111,7
24	1.098,0	935	6,3	2.039,3
Total (MWh)	27.301,9	26.986,0	94,4	54.382,3

El escenario considerado se puede definir como escenario seco de acuerdo a la clasificación realizada en el “Estudio de Integración ERNC al Sistema Interconectado Nacional”, confeccionado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) chileno en noviembre de 2016. En este informe, se definen tres escenarios hidrológicos: seco, medio y húmedo, donde los escenarios hidrológicos seco y húmedo se determinan acuerdo a lo siguiente:

- Hidrología seca: promedio de operación real de enero a marzo de 2012 y 2013 y de abril a diciembre de 2013 y 2014. El promedio horario de generación hidroeléctrica del SIC para julio de los años mencionados es aproximadamente 2.300 MW.
- Hidrología húmeda: promedio de operación real de enero a marzo de 2005 y 2006 y de abril a diciembre de 2006 y 2007. El promedio horario de generación hidroeléctrica del SIC para julio de los años mencionados es aproximadamente 3.400 MW.

Por lo tanto, considerando los niveles presentados anteriormente como secos y húmedos, se puede determinar que el escenario hidrológico considerado para este estudio es seco, presentando un promedio de generación hidroeléctrica horaria de 2.265,9 MW.

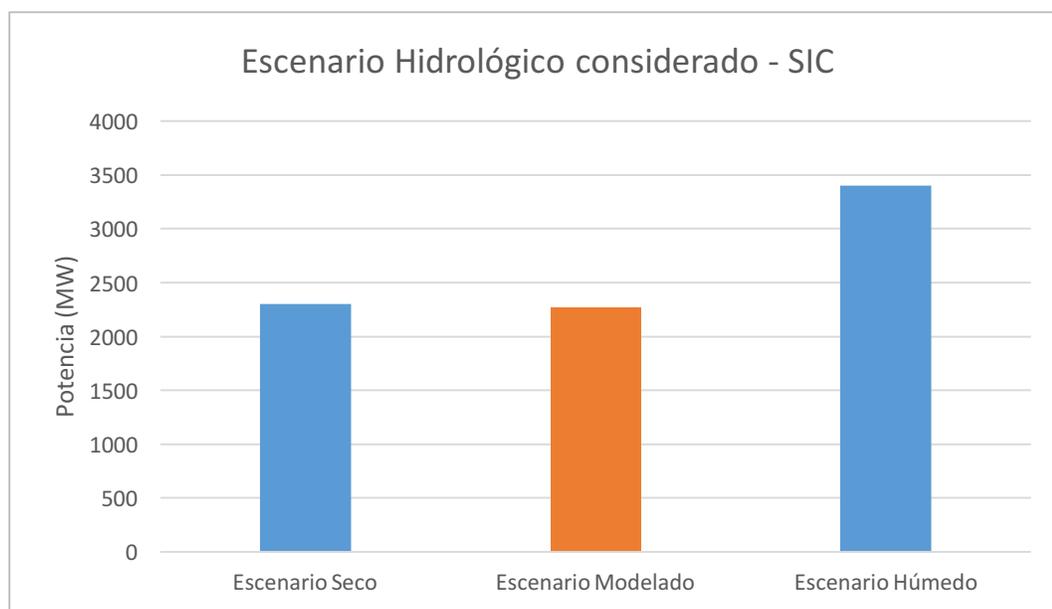


Figura C-1. Escenario hidrológico considerado comparado con seco y húmedo. Fuente: Elaboración propia basado en (2016, CEN, Estudio de Integración ERNC al Sistema Interconectado Nacional; 2017, CDEC-SIC, Operación real).

ANEXO D: PAPERS PUBLICADOS

De la realización de esta tesis, surgieron los siguientes papers que fueron aprobados para su publicación en el Vol. 15, Issue 11 a publicarse en noviembre de 2017 en la Revista IEEE Latinoamérica y IEEE Xplore:

- Operating reserves and Unit Commitment considering variable renewable energies:

an academic review

- Código de envío #4429

- Review of operating reserves and Day-Ahead Unit Commitment considering variable renewable energies: international experience

- Código de envío #4430

Operating reserves and Unit Commitment considering variable renewable energies: an academic review

J. Ortega y D. Watts, *Member, IEEE*

Abstract— This paper presents a review of operating reserves used in electric power systems to balance load and generation under high generation of renewable energy. This study includes a review of: (1) concept of operating reserves, (2) methodologies used in scientific research to model the Unit Commitment problem and (3) methodologies used to incorporate the variability of wind generation into the numerical models. The purpose of this research is to compare the different methodologies and determine which one of them would be an adequate tool to assess operating reserves in a real electricity market. The main conclusion of this study is that the stochastic evaluation of operating reserves, by stochastic programming or evaluating several scenarios under a deterministic approach, is the most appropriate alternative because it increases the accuracy of the solutions. The downside of this option is the increased time of execution, so it's recommended to use a scenario reduction technique to improve its computational performance.

Keywords— operating reserves, renewable energy, variability, unit commitment, day-ahead.

I. INTRODUCCIÓN

EN los últimos años se ha observado un gran aumento en la participación de las energías renovables variables, principalmente eólica y solar, en las matrices energéticas alrededor del mundo. Diversas proyecciones indican que la tendencia es a seguir aumentando dicha participación, llegando incluso a niveles entre 69 y 74% de la nueva capacidad instalada mundial entre el año 2012 y 2030 (Bloomberg New Energy Finance, 2013). Este aumento ha provocado que los operadores de los sistemas eléctricos deban enfrentar mayores desafíos para mantener una operación segura del sistema en

todo momento, agregando importancia al estudio de la óptima cuantificación de las reservas operacionales. Este tipo de reservas corresponde a los recursos de generación que se encuentran disponibles para responder en un corto plazo (entre 15 a 30 minutos generalmente) frente a desbalances entre oferta y demanda, es decir, entre la energía generada y consumida.

El proceso de cuantificación y compromiso de las reservas operacionales para un cierto período de tiempo se denomina *Unit Commitment* y puede ser estudiado tanto en procesos de planificación del sistema eléctrico (anual o estacional) como en la operación *day-ahead* o *hour-ahead*. En los últimos años se han estudiado diversas metodologías de modelación del *Unit Commitment*, especialmente en el *day-ahead*, ya que es donde los sistemas eléctricos generalmente comprometen la mayor cantidad de sus recursos. El mercado *day-ahead* de reservas y energía es llevado a cabo un día antes del día operativo y es de especial interés en el análisis de las incertidumbres ya que la cantidad de información disponible al momento de resolver los modelos matemáticos es limitada.

Entre los modelos estudiados para el *Unit Commitment* se encuentran el modelo determinístico, estocástico, robusto y optimización de intervalos, entre otros (Zhang, y otros, 2015; Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016; Uckun, Botterud, & Birge, 2015; Kalantari & Galiana, 2015; Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015). El modelo determinístico utiliza solamente el pronóstico central de generación, sin considerar la posibilidad de que la operación real se desvíe de dicho pronóstico. Esto hace que las soluciones encontradas provoquen una operación poco segura de la red debido a que los altos niveles de penetración eólica y solar provocan que las probabilidades de error en el pronóstico de generación sean altísimas. El modelo estocástico, por el contrario, incorpora muchos escenarios en el análisis considerando sus probabilidades de ocurrencia. Estos dos modelos

J. Ortega, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, joortega@uc.cl

D. Watts, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, dwatts@ing.puc.cl

Agradecimientos por financiamiento parcial de proyectos FONDECYT 1141082. Los autores reconocen, además, el apoyo financiero entregado por CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) bajo el Proyecto 13CEI2-21803, Center for Solar Energy Technology FCR - CSET (Centro de Tecnologías para Energía Solar).

son los más importantes actualmente en la investigación científica, debido a que el determinístico ha sido uno de los más utilizados en la práctica, por su simplicidad, y el estocástico es el que entrega soluciones más exactas y a menor costo esperado real para el sistema.

Actualmente se ha observado que en los mercados internacionales se tiende a preferir un enfoque determinístico pero analizado en diversos escenarios, denominado *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC), debido a su simplicidad de programación y mayor velocidad de resolución que el estocástico. Este enfoque intenta combinar lo mejor de los modelos determinístico y estocástico, manteniendo tiempos de resolución coherentes con los tiempos requeridos por los sistemas eléctricos actuales (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015).

El estudio de las reservas operacionales y las metodologías de modelación y resolución ayudan a evitar condiciones sub-óptimas de operación que se reflejan en el derramamiento y disminución de la generación eólica, desconexión de carga y mayores costos operacionales para el sistema (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016). El **objetivo** de este trabajo es recopilar y comparar las diversas alternativas que se utilizan en la investigación científica para modelar el problema de la cuantificación y compromiso de las reservas operacionales en el *Unit Commitment* y la incorporación de los pronósticos de generación renovable variable, específicamente eólica.

Este trabajo se organiza comenzando con una revisión sobre el concepto de reservas operacionales y sus diferentes acepciones académicas y prácticas. Luego, se revisan diversos modelos propuestos para el *Unit Commitment* en la literatura científica actual, realizando una comparación entre ellos principalmente en términos de eficiencia computacional y exactitud de las soluciones obtenidas. Posteriormente, se muestran las propuestas de incorporación de los pronósticos de energía eólica y su incertidumbre inherente. Finalmente, se concluye con los aspectos más importantes extraídos de esta investigación.

II. RESERVAS OPERACIONALES: CONCEPTO Y DIFERENTES ACEPCIONES EN CADA MERCADO

Generalmente se definen las reservas operacionales como la capacidad de generación (y a veces también otros recursos como respuesta de demanda o recursos interconectados) que son capaces de responder dentro de un período de hasta 15 a 30 minutos típicamente. El objetivo de las reservas operacionales es mantener el equilibrio entre oferta y demanda, corrigiendo desbalances entre la potencia generada en el sistema y la consumida.

Predominantemente, las reservas se clasifican según su objetivo específico (clasificación norteamericana) o según su tiempo de respuesta (clasificación europea). De acuerdo a lo anterior, bajo la clasificación norteamericana se distinguen 5 categorías (NREL, 2010):

- (i) Reservas de respuesta de frecuencia (*Frequency Responsive Reserves*): respuesta inicial de frecuencia frente a grandes perturbaciones. Pueden ser activadas con Control Automático de Generación (AGC).
- (ii) Reservas de regulación (*Regulating Reserves*): mantienen el balance oferta/demanda frente a perturbaciones aleatorias. Presentan tiempo de respuesta más corto que la respuesta del mercado.
- (iii) Reservas de rampa (*Ramping Reserves*): respuesta ante fallas o eventos que ocurren en un tiempo más largo, como por ejemplo errores de pronóstico de viento o rampas de viento, entre otros.
- (iv) Reservas de seguimiento de carga (*Load Following Reserves*): mantienen el balance y frecuencia frente a perturbaciones no aleatorias, principalmente en la demanda y normalmente previsible. Presentan tiempo de respuesta más largo que las reservas de regulación.
- (v) Reservas suplementarias (*Supplemental Reserves*): restauran el nivel de reservas que había antes de la ocurrencia de alguno de los eventos mencionados anteriormente. Estas reservas también pueden ser activadas con

Control Automático de Generación (AGC).

En la clasificación europea, por su parte, se consideran sólo 3 categorías (ELIA, Ancillary Services, 2016):

- (i) Reserva primaria (*Primary Reserve*): turbinas capaces de responder automáticamente frente a fluctuaciones en frecuencia. Presentan tiempo de respuesta desde 0 a 30 segundos.
- (ii) Reserva secundaria (*Secondary Reserve*): reserva de activación automática y puede permanecer activa todo el tiempo que sea necesario. Presentan tiempo de respuesta entre 30 segundos y 15 minutos.
- (iii) Reserva terciaria (*Tertiary Reserve*): activada manualmente, responde a un desbalance significativo en el área de control y/o problemas de congestión mayores. Presentan tiempo de respuesta de hasta 15 minutos (ELIA, Tertiary production reserve: a solution of major imbalances and congestion, 2008).

Considerando las clasificaciones anteriores, las reservas operacionales corresponden a las reservas de rampa y de seguimiento de carga (clasificación norteamericana) y a las reservas secundarias y parte de las reservas terciarias (clasificación europea). Las reservas terciarias consideran también las reservas suplementarias, que son excluidas de las reservas operacionales debido a que responden a un objetivo distinto. En la Fig. 1 se presentan los diferentes tiempos de respuesta que presentan las reservas y una comparación entre ambas clasificaciones.

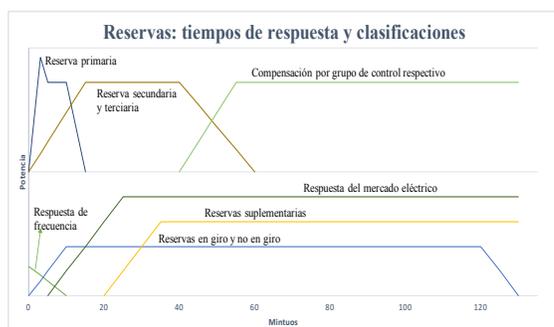


Figura 1. Reservas: tiempos de respuesta y clasificaciones.

Fuente: elaboración propia en base a (ELIA, *Ancillary Services*, 2016; NREL, 2010).

Además de las distintas clasificaciones para las reservas utilizadas en cada mercado, existen diferencias en cuanto a los recursos que se consideran para proveer reservas operacionales en cada mercado. Algunos operadores de los sistemas de potencia consideran que sólo las reservas en giro (*spinning reserves*), correspondientes a la capacidad de generación que se encuentra en línea y ya sincronizada al sistema, pueden ser elegibles para proveer reservas operacionales. Otros operadores incluyen unidades de partida rápida como turbinas de gas y plantas hidroeléctricas, además de la asistencia de otros sistemas eléctricos interconectados (Gorjiev, Kancev, Cepin, & Volkanovski, 2015).

En la literatura científica también se observan diferencias en este sentido, predominando la consideración exclusiva de las *spinning reserves* como reservas operacionales (Yuan, Ji, Zhang, Tian, & Hou, 2014; Zhang, Wang, Zhang, Feng, Cao, & Zhang, 2014; Saravanan, Vasudevan, & Kothari, 2014). Sin embargo, en el último tiempo esto ha ido cambiando agregando otros recursos, como las reservas no en giro (*non-spinning reserves*), correspondientes a la capacidad de generación instalada que puede ser iniciada y operada a un cierto nivel dentro de 15 a 30 minutos típicamente (Wang & Hedman, 2015; Reddy, Bijwe, & Abhyankar, 2015; Rejc & Cepin, 2014). Adicionalmente, se ha incorporado la consideración de la respuesta de demanda (*demand response*) como reservas operacionales de manera igualitaria con las *spinning* y *non-spinning reserves* (Sahebi & Hosseini, 2014). Estos cambios aumentan la incertidumbre que se debe considerar en el estudio de las reservas operacionales, y en el *Unit Commitment*, por lo que se hace aún más importante la elección de la metodología más conveniente de modelación para lograr una operación segura del sistema eléctrico.

Debido a lo anterior, en el siguiente apartado se estudian las diferentes metodologías de modelación del problema del *Unit Commitment*, con el objetivo de compararlas y determinar cuál de ellas constituye la mejor alternativa para su aplicación en mercados reales.

III. METODOLOGÍAS ACADÉMICAS DE MODELACIÓN DEL DAY-AHEAD UNIT COMMITMENT

El problema de la cuantificación y compromiso de las reservas operacionales necesarias se basa, generalmente, en una minimización de los costos esperados de operación para 24 horas considerando restricciones técnicas de las unidades generadoras, como tiempos mínimos de encendido y apagado y tasas de rampa. Este proceso se denomina *Unit Commitment* (Fig. 2) y su objetivo es encontrar el equilibrio entre los costos de generación y los costos de reservas operacionales. En este sentido, si se opta por mayores costos de generación, es decir existen más plantas generadoras convencionales operando, se obtendrán menores costos de reservas operacionales; y por en caso contrario, si se opta por menores costos de generación, es decir se prefiere mayor generación renovable de naturaleza variable, se aumentarán los requerimientos de reservas operacionales, y por lo tanto sus costos asociados. En este proceso, además se considera el derramamiento (*spilling*) de energía eólica y la disminución o desconexión de carga (*energy not served*, ENS) como objetivos a minimizar para obtener una operación óptima del sistema (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015).



Figura 2. *Unit Commitment* y su desafío en relación a generación renovable. Fuente: Elaboración propia

Para ejecutar el *Unit Commitment* se requiere una gran cantidad de información que no siempre se encuentra disponible en el corto plazo, como es el mercado *day-ahead* que ocurre un día antes de la operación real. Además, el análisis de una gran cantidad de

escenarios de ocurrencia tanto en demanda como en generación, provoca que la solución del problema requiera una gran cantidad de esfuerzos computacionales.

Debido a lo anterior, se deben buscar métodos de solución eficientes para algunos de los modelos más sofisticados de *Unit Commitment*, como el estocástico o determinístico evaluado en escenarios. Una de las soluciones es aplicar técnicas de reducción de escenarios que utilizan métricas probabilísticas para seleccionar el mejor conjunto dentro de un gran número de escenarios generados, típicamente, por medio de una simulación de Monte Carlo. La técnica común de reducción de escenarios incluye algoritmos como *simultaneous backward reduction*, *fast forward reduction*, *intelligent optimization algorithms*, entre otros (Zhou, Xia, Li, & Han, 2014). En general, la cantidad y selección de escenarios considerados está cercanamente relacionada con la exactitud de la solución, cobrando gran importancia la calidad de los escenarios seleccionados, más que la cantidad de estos, de manera que estos logren reflejar el comportamiento y funcionamiento de cada sistema eléctrico particular.

Adicionalmente, se aplican métodos de solución como el *branch-and-cut* y la descomposición de Benders. La metodología de *branch-and-cut* consiste en la combinación del método de planos de corte y el algoritmo *branch-and-bound*. Este último enumera los nodos existentes en un árbol de posibles soluciones y utilizando los límites inferiores para ir recortando la mayor cantidad de nodos posibles (De Oliveira, De Souza, & Yunes, 2016).

La descomposición de Benders, por su parte, separa el problema de optimización en uno principal y uno secundario. En (Nasrolahpour & Ghasemi, 2015) se presenta un algoritmo de ejemplo de este método, el cual se presenta en la Fig. 3. En este caso, los escenarios de generación eólica se analizan en el problema secundario, mientras que en el primero se analiza el problema de *Unit Commitment* y las reservas.

Además de los mecanismos de solución y simplificación ya mencionados, existen diversas técnicas de modelación del problema de optimización que difieren en complejidad, exactitud de las soluciones obtenidas y eficiencia computacional, entre otros factores. A

continuación, se revisará cada uno de ellos, siguiendo el siguiente orden: **metodologías más utilizadas (A)**: determinístico, estocástico basado en escenarios, robusto y optimización de intervalos; **metodologías menos utilizadas (B)**: optimización con probabilidades restringidas (*chance-constrained optimization*), optimización basada en riesgos; y **modelos híbridos (C)** que combinan dos de las metodologías anteriores. En este último apartado, se revisará el modelo estocástico-robusto unificado y el modelo híbrido estocástico-intervalos.

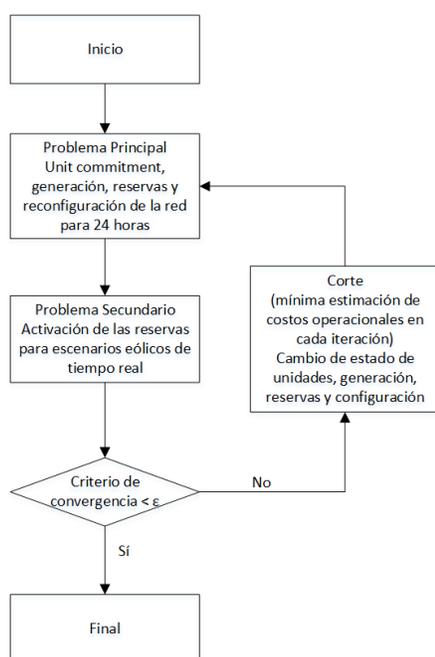


Figura 3. Ejemplo de algoritmo de descomposición de Benders. Fuente: elaboración propia en base a (Nasrolahpour & Ghasemi, 2015)

A. Metodologías más utilizadas

A continuación se presentan los tipos de modelación para el problema del *Unit Commitment* que son más aplicados en los artículos científicos analizados. De los modelos revisados, el más exacto es el estocástico, debido a la gran cantidad de información que analiza para encontrar una solución, sin embargo es también uno de los más lentos y exigentes computacionalmente. En la práctica, el más usado es el modelo determinístico complementado con un análisis de escenarios de importancia denominado *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC), debido a su mayor

rapidez de solución y buena exactitud de soluciones, en comparación con el modelo estocástico.

1) Modelo Determinístico – rapidez y simplicidad

Este modelo utiliza solamente la información contenida en el punto entregado por el pronóstico eólico y de demanda para determinar compromisos de generación de manera de igualar suministro y demanda (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015). De esta manera, los escenarios de generación eólica se tratan de la misma manera que las contingencias en generación y transmisión. Existen dos tipos de variaciones del modelo determinístico puro (Kalantari & Galiana, 2015):

- i. *Método Three-sigma*: la seguridad de corto plazo se asegura por medio de la calendarización de suficientes reservas para balancear errores en el pronóstico de generación eólica dentro de una desviación estándar múltiple (típicamente 3). Se analizan sólo escenarios extremos para el error de pronóstico. Normalmente se aplica a sistemas donde la congestión en la transmisión no es una preocupación.
- ii. *Security-constrained Unit Commitment (SCUC)*: se examina un gran conjunto de escenarios, generados por una simulación de Monte Carlo o mediante la discretización de la función de distribución de probabilidades del error de pronóstico eólico. Este método tiene la capacidad de considerar restricciones en transmisión. Este modelo es el más utilizado en los mercados eléctricos de Estados Unidos.

2) Modelo Estocástico basado en escenarios – mayor exactitud, alto costo computacional

Esta metodología consiste en analizar varios escenarios de producción eólica para obtener los compromisos de generación y reservas para un período de tiempo determinado, generalmente

24 horas (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015). Mediante el análisis de muchos escenarios, se garantiza que la calendarización de recursos convencionales sea suficientemente flexible para cubrir las incertidumbres (Zhang, y otros, 2015).

Actualmente el modelo estocástico se configura en dos etapas donde las decisiones de compromisos de generación se toman en la primera y las decisiones de despacho en la segunda etapa. Bajo esta configuración, las decisiones del *Unit Commitment* son independientes de los escenarios mientras que las de despacho sí dependen de la información contenida en ellos (Uckun, Botterud, & Birge, 2015).

La función de costos esperados que se debe minimizar se define mediante la ponderación de los costos o beneficios promedio por sus probabilidades de ocurrencia en los escenarios estudiados (Kalantari & Galiana, 2015). Bajo este enfoque, los pronósticos de energía eólica se integran de dos maneras: mediante funciones de distribución acumulada o por un conjunto de escenarios pre-generados. En cuanto a esto último, algunos autores proponen árbol de escenarios, donde el número de escenarios aumenta con el horizonte de planificación y es común asignar una probabilidad a cada escenario (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016). En este caso, se ha observado que el aumento de los escenarios considerados en el estudio no agrega calidad significativa a las soluciones obtenidas, sino que resulta más importante la elección del conjunto de escenarios, y los criterios elegidos para ello, que su magnitud (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015).

Adicionalmente, se ha propuesto una formulación estocástica que entrega soluciones dinámicas sin construir un árbol de escenarios mediante la utilización de un gráfico que represente los niveles de salida pronosticados de generación eólica. En este enfoque, los escenarios que corresponden a niveles similares de potencia eólica se unen y representan por medio de cubos (*buckets*). Esta técnica permite utilizar un gran número de escenarios para resolver el problema estocástico y disminuye la dificultad computacional (Uckun, Botterud, & Birge, 2015). Con esta formulación, se mejora el modelo estocástico en 3 aspectos: se consiguen soluciones de bajo costo por medio de un aumento de flexibilidad, las soluciones son más

robustas debido a que se permiten representaciones de escenarios expandidas y se obtiene una mayor eficiencia computacional por medio de la reducción de la complejidad del árbol de decisiones (Uckun, Botterud, & Birge, 2015).

La modelación estocástica es raramente usada en sistemas reales debido a que la incorporación de la incertidumbre mediante un amplio número de escenarios aumenta dramáticamente la dimensión del modelo de optimización y reduce la eficiencia de la solución. Además, la distribución exacta del viento se encuentra difícilmente disponible para el corto plazo, como es el *day-ahead* (Liu & Tomsovic, 2015).

3) *Modelo Robusto – optimización del peor caso posible: más eficiencia, menos exactitud*

En esta metodología, se considera la aleatoriedad del viento mediante la identificación y minimización del costo en el peor escenario posible (Zhang, y otros, 2015). Para el *Unit Commitment* robusto, las incertidumbres se expresan por medio de conjuntos determinísticos despreciando sus distribuciones de probabilidad (Liu & Tomsovic, 2015). Debido a que analiza sólo el peor de los casos posibles, este modelo requiere mucho menos información que la programación estocástica y presenta gran eficiencia en la obtención de soluciones. Este enfoque ejecuta una optimización min-max para proteger al sistema de todas las realizaciones de incertidumbre dentro de un cierto rango y minimiza el costo de operación bajo la peor de ella (Dvorkin, Panzic, Ortega-Vazquez & Kirschen, 2015).

Generalmente, en este modelo se busca maximizar el beneficio social bajo el peor caso posible pero (Liu & Tomsovic, 2015) proponen que se debería minimizar, en su lugar, el costo social generalizado, ya que de esta manera se maneja más efectivamente la incertidumbre en la respuesta de la demanda, que cobra cada vez más importancia en los mercados eléctricos alrededor del mundo. En este contexto, el peor caso analizado debería ser cuando la demanda es menos elástica, por lo tanto, en el modelo propuesto por ellos se optimiza el caso con menor elasticidad-precio de la demanda y en el cual la capacidad comprometida de generación

es la mayor de todos los escenarios posibles (Liu & Tomsovic, 2015).

- 4) *Optimización de intervalos – considera límites de la incertidumbre: menor complejidad, mayores costos operacionales esperados*

Esta formulación simplifica la representación de la incertidumbre utilizada en la metodología estocástica por medio de considerar sólo el pronóstico central y los límites superior e inferior de la demanda y/o generación de la red. De esta manera, se capturan los límites de generación eólica incierta en la demanda del sistema y las restricciones de capacidad de transmisión (Yu, Luh, Litvinov, Zheng, Zhao, & Zhao, 2015). La función objetivo minimiza el costo de operación utilizando el pronóstico central y asegura la factibilidad de todas las transiciones inter-horarias dentro de los límites de incertidumbre para las horas operativas adyacentes (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015).

B. Metodologías menos utilizadas

En el presente apartado se muestran las metodologías que se utilizan menos en la literatura científica. Estos modelos se incluyen en este trabajo de manera de alcanzar una mayor completitud en el estudio.

1) *Chance-constrained optimization*

Este enfoque incorpora una o más restricciones estocásticas que deben asegurarse simultáneamente con una probabilidad mínima. El modelo se basa en un cierto límite de probabilidad en el cual estas restricciones deben mantenerse. La decisión resultante asegura la probabilidad de cumplimiento de las restricciones (Zhang, y otros, 2015; Li, Arellano-Garcia, & Wozny, 2008; Lejeune & Margot, 2012).

2) *Optimización basada en riesgos*

En esta metodología, se considera el riesgo operacional del sistema de potencia en la función objetivo y en las restricciones. Los riesgos considerados generalmente son la

energía esperada no servida (EENS) y la reducción esperada de generación eólica (Zhang, y otros, 2015).

C. Modelos híbridos para Unit Commitment – mejorando los modelos convencionales

Debido a las limitaciones que presentan los modelos vistos anteriormente, entre ellas la falta de exactitud en las soluciones encontradas, altos costos operacionales esperados y grandes requerimientos de información y esfuerzos computacionales, algunos autores proponen hacer una combinación entre dos de los enfoques mencionados anteriormente de manera de poder aprovechar las ventajas de ambos y eliminar o disminuir sus desventajas. Los modelos híbridos revisados son el estocástico-robusto unificado (1) y el híbrido estocástico-intervalos secuencial (2).

1) *Modelo estocástico y robusto unificado – combinación de modelos todas las etapas de la programación*

Este modelo unificado logra aprovechar bajos costos esperados totales de operación mientras se asegura la robustez del sistema. La función objetivo contiene partes estocásticas y robustas que son ponderadas mediante factores de escala que pueden ser ajustados por los operadores del sistema de potencia según sea necesario y conveniente (Jurkovic, Pandzic, & Kuzle, 2015).

2) *Modelo híbrido estocástico e intervalos – aplicación secuencial de los enfoques optimizando instante de cambio entre ellos*

En este enfoque, se implementa el modelo estocástico e intervalos de manera secuencial en un horizonte de tiempo. Para la resolución, primero se ejecuta el modelo estocástico (SUC) y luego se cambia al modelo de intervalos (IUC). De esta manera, en la segunda etapa se simplifica la representación de la incertidumbre utilizada en el SUC utilizando sólo el pronóstico central y los límites superior e inferior de la demanda y/o generación de la red.

En esta formulación, se busca optimizar el tiempo en que se cambia de SUC a IUC, de manera de balancear el costo de ejecución del

programa y el costo de la incertidumbre sin cobertura. El concepto de incertidumbre sin cobertura se refiere a los casos posibles, que se encuentran dentro de los límites de incertidumbre, pero que no son considerados en el análisis estocástico debido a su baja probabilidad de ocurrencia (Fig. 4). Considerando lo anterior, en este modelo híbrido se busca optimizar el *trade-off* que existe entre el costo de incertidumbre sin cobertura proveniente del modelo estocástico y la falta de seguridad y exactitud proveniente de la optimización por intervalos (Jurkovic, Pandzic, & Kuzle, 2015).

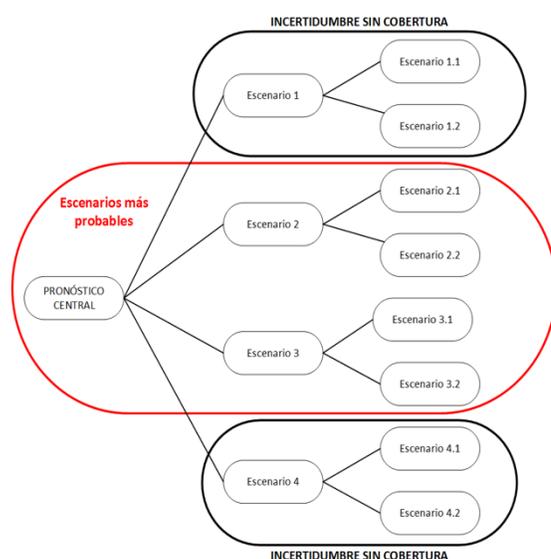


Figura 4. Representación esquemática de la incertidumbre sin cobertura proveniente de la aplicación estocástica. Fuente: elaboración propia en base a (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015)

En los experimentos numéricos realizados, se ha observado que este modelo híbrido entrega menores costos esperados de operación, disminuye la medida de derramamiento de energía eólica, comparándose con cualquier otra formulación de *Unit Commitment*, y resulta en una menor desconexión de carga que aplicando el modelo estocástico convencional. Cabe destacar, que esta formulación asume que el sistema eléctrico en estudio se encuentra integrado verticalmente (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015).

D. Comparación de los modelos académicos revisados

Considerando la revisión bibliográfica expuesta anteriormente se puede concluir que la formulación estocástica provee soluciones más exactas que las que se obtienen de la formulación determinística, la cual se basa sólo en el punto entregado por el pronóstico eólico (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015). Además, se puede demostrar que el enfoque determinístico provoca mayores costos esperados reales que el estocástico (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016). De acuerdo a lo anterior, se observó que el mayor beneficio de utilizar análisis de escenarios, con el *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC) y *Stochastic Unit Commitment* (SUC) es la exactitud, sin embargo requieren muchos más esfuerzos computacionales y tiempos de ejecución. Debido a esto, se aplican técnicas para reducir escenarios por medio de evidencia empírica: eliminando casos con muy baja probabilidad o combinando escenarios con similares tendencias y uniendo sus probabilidades (Kalantari & Galiana, 2015).

El modelo de intervalos resulta más caro, considerando costos totales esperados de operación, que el estocástico porque asegura las transiciones inter-horarias con baja probabilidad a cualquier costo (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015). Sin embargo, si se compara con el modelo robusto, se obtiene una ventaja en cuanto a costo-efectividad de la solución encontrada para el pronóstico central (Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015). Por otro lado, si se compara la optimización de intervalos con la estocástica basada en escenarios se observa que la primera tiene ventajas en cuanto a la velocidad computacional y simplicidad de cálculos cuando se considera la incertidumbre de la generación eólica en el unit commitment a nivel de sistema (Chen, Wang, Zhou, Chan, Cao, & Tan, 2015). En la Tabla 1 se puede ver un cuadro comparativo de las metodologías más utilizadas para el Unit Commitment.

TABLA I
CUADRO COMPARATIVO DE METODOLOGÍAS
PARA UNIT COMMITMENT. FUENTE:
ELABORACIÓN PROPIA.

MODELO	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
DETERMINÍSTICO	UTILIZA INFORMACIÓN DE PRONÓSTICO CENTRAL	SOLUCIÓN RÁPIDA PROGRAMACIÓN SENCILLA	MAYORES COSTOS OPERACIONALES ESPERADOS
ESTOCÁSTICO	INCORPORA MAYOR INFORMACIÓN DE INCERTIDUMBRE MEDIANTE ESCENARIOS, GENERALMENTE SUPONE UNS DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES	MAYOR EXACTITUD MENORES COSTOS OPERACIONALES ESPERADOS	MAYOR COSTO COMPUTACIONAL MAYOR TIEMPO DE SOLUCIÓN PROGRAMACIÓN MÁS COMPLEJA PUEDE RESULTAR DIFÍCIL ENCONTRAR DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES ADECUADA
SCUC (SECURITY CONSTRAINED UNIT COMMITMENT)	PROGRAMACIÓN DETERMINÍSTICA EVALUADA EN VARIOS ESCENARIOS DE INTERÉS	MEJORA SOLUCIÓN DETERMINÍSTICA SIN AGREGAR COMPLEJIDAD EN LA PROGRAMACIÓN	MAYORES COSTOS OPERACIONALES ESPERADOS
ROBUSTO	OPTIMIZA EL PEOR CASO POSIBLE	NO REQUIERE CARACTERIZACIÓN EXACTA DE INCERTIDUMBRE SOLUCIÓN RÁPIDA PROGRAMACIÓN SENCILLA	MAYORES COSTOS OPERACIONALES ESPERADOS
INTERVALOS	CONSIDERA SÓLO LÍMITES POSIBLES DE OCURRENCIA DE LA INCERTIDUMBRE Y PRONÓSTICO CENTRAL	SOLUCIÓN RÁPIDA PROGRAMACIÓN SENCILLA	MAYORES COSTOS OPERACIONALES ESPERADOS

Debido a las ventajas y desventajas observadas en las metodologías estudiadas, la investigación académica se encuentra actualmente trabajando en desarrollar modelos híbridos, como los revisados anteriormente, y también buscan mejorar la eficiencia computacional y cantidad de información requerida por cada modelo aplicado para facilitar su aplicación práctica en los mercados eléctricos reales.

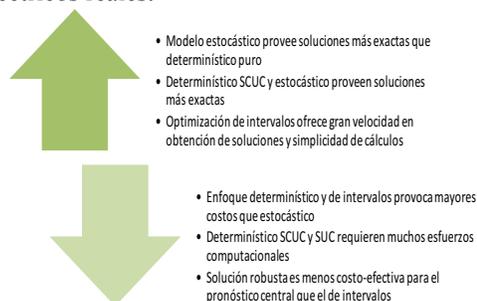


Figura 5. Comparación modelos de *Unit Commitment* revisados. Fuente: elaboración propia

E. Experiencia internacional en la aplicación de modelos de *Unit Commitment*

Considerando las metodologías académicas descritas anteriormente, resulta interesante estudiar las posibilidades de aplicación real de las mismas en sistemas reales, analizando las prácticas internacionales actuales en materia de reservas operacionales de mercados *day-ahead*. En consecuencia, en el presente apartado se analizan las metodologías aplicadas en mercados con crecientes niveles de penetración de energías renovables de naturaleza variable: PJM, CAISO, MISO, NYISO, ISO-NE, ERCOT, Alemania y Chile. En la Fig. 6 se puede ver la ubicación geográfica de los mercados analizados, dentro de los cuales se incluye un caso europeo y uno latinoamericano, además de los norteamericanos.

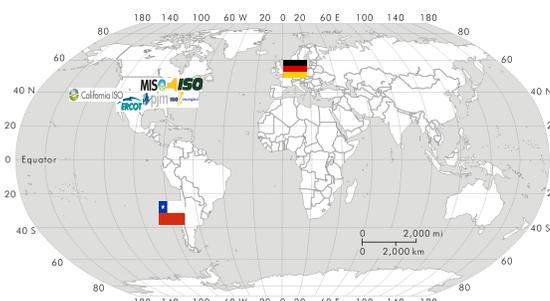


Figura 6. Mapa de ubicación geográfica de mercados internacionales estudiados. Fuente: elaboración propia.

La mayoría de estos mercados cuantifican las reservas operacionales en procesos de operación: de manera diaria en el mercado *day-ahead*, como PJM, CAISO, NYISO y ERCOT (PJM, 2015; CAISO, 2015; NYISO, 2016; ERCOT, 2015); cada cuarto de hora, como Alemania; o hasta dos días antes del día operativo, como MISO (MISO, 2014). Los mercados que solucionan este problema en etapas de planificación, considerando horizontes más largos, como Chile (una vez al año) (CNE, 2016) e ISO-NE (dos veces al año: invierno y verano) (Regelleistung, 2016). Cabe destacar además que MISO realiza estudios mensuales, complementarios a los de *day-ahead*.

En los mercados analizados generalmente se prefiere un enfoque determinístico para la aplicación práctica del *Unit Commitment* debido a la dificultad que supone aplicar modelos más exactos como el estocástico. Esta dificultad se debe principalmente a la limitada cantidad de información disponible al momento de realizar la cuantificación (*day-ahead*), lo que impide una caracterización detallada de las incertidumbres

presentes en el sistema (Liu & Tomsovic, 2015). Además se prefiere este enfoque por su simpleza y rapidez, en contraste a la dificultad y mayor costo computacional que implica aplicar un modelo estocástico.

Sin embargo, debido a la gran necesidad de incorporar la incertidumbre proveniente de la generación renovable al estudio de las reservas operacionales, algunos mercados como CAISO, MISO, NYISO e ISO-NE han amplificado su estudio de reservas operacionales mediante la aplicación de un enfoque determinístico pero evaluado posteriormente en escenarios, mediante la metodología llamada *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC). En Latinoamérica de igual manera se está comenzando a aplicar este tipo de modelos, como en Chile que exige la utilización de un modelo probabilístico para el análisis de reservas en sus sistemas interconectados (CDEC-SIC, 2015; CDEC-SING, 2016).

En la siguiente tabla se pueden encontrar más detalles comparativos sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos estudiados en cuanto al estudio de las reservas operacionales, incorporando información sobre los modelos utilizados para la programación del *Unit Commitment*, los recursos elegibles como reservas operacionales, tiempos de respuesta esperados y la metodología de incorporación del pronóstico eólico.

TABLA II
CUADRO COMPARATIVO DE MERCADOS INTERNACIONALES Y RESERVAS OPERACIONALES.
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

MERCADO	MODELO UC UTILIZADO	RECURSOS CONSIDERADOS COM RESERVAS OPERACIONALES	TIEMPOS DE RESPUESTA	PRONÓSTICO EÓLICO
PJM	DETERMINÍSTICO EN BASE A CONTINGENCIAS	RESPUESTA DE DEMANDA Y RECURSOS NO SINCRONIZADOS ADICIONAL A RESERVAS EN GIRO	30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
CAISO	SCUC	RESERVA EN GIRO Y NO EN GIRO	20 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
MISO	SCUC	RESPUESTA DE DEMANDA Y RECURSOS NO SINCRONIZADOS ADICIONAL A RESERVAS EN GIRO	5 MINUTOS	REALIZA PRONÓSTICO PROPIO
NYISO	SCUC	RESERVA EN GIRO Y NO EN GIRO	10 Y 30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO

ISO-NE	SCUC	RESERVA EN GIRO Y NO EN GIRO	30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
ERCOT	DETERMINÍSTICO EN BASE A CONTINGENCIAS	RESERVA NO EN GIRO Y RECURSOS DE CARGA	10 Y 30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
ALEMANIA	MODELO PROBABILÍSTICO	RESPUESTA DE DEMANDA Y RECURSOS NO SINCRONIZADOS ADICIONAL A RESERVAS EN GIRO	5 Y 15 MINUTOS	RESPONSABILIDAD DE CADA OPERADOR DE TRANSMISIÓN
CHILE	ANÁLISIS DE ESCENARIOS Y REQUERIMIENTO DETERMINÍSTICO	RESERVA EN GIRO	INSTANTÁNEA Y 15 MINUTOS	CADA GENERADOR EÓLICO ENTREGA PROPIO PRONÓSTICO DE GENERACIÓN EÓLICA

IV. METODOLOGÍAS PARA INCORPORACIÓN DE INCERTIDUMBRE EN PRONÓSTICO DE GENERACIÓN EÓLICA

Como se vio anteriormente, gran parte de la complejidad del problema del *Unit Commitment* tiene que ver con la incertidumbre proveniente tanto de la demanda como de la generación. En este último punto, uno de los factores que agregan mayor incertidumbre a la modelación es la potencia generada por fuentes renovables no convencionales, principalmente plantas eólicas. Esto se debe a que por naturaleza, el recurso de viento es variable en el tiempo y difícil de predecir, lo que hace que la generación proveniente de él tenga características similares.

En este apartado, se revisarán algunas metodologías que han sido aplicadas para la incorporación y manejo de la incertidumbre introducida al problema por la generación eólica. Las metodologías que se revisarán serán (1) generación de escenarios en base a pronóstico puntual determinístico de *day-ahead*, (2) ajuste del error de generación eólica a una distribución de probabilidades, dentro de las más utilizadas; y (1) modelación de generación eólica como cadena de Markov para cada nodo de viento, (2) método *Artificial Neural Network* (ANN) y (3) la introducción de un vector de desviación de la generación eólica desde el pronóstico, dentro de las alternativas menos utilizadas en la literatura revisada.

A. Metodologías más utilizadas

A continuación se presentan las técnicas más utilizadas para la incorporación del

pronóstico de generación eólica al análisis de reservas operacionales en el *Unit Commitment*.

1) *Generación de escenarios en base a pronóstico puntual determinístico de day-ahead*

En este enfoque, los escenarios son generados primero usando una regresión cuantil en base a la función de densidad de probabilidad para cada hora. Luego, se utiliza un esquema de simulación de Monte Carlo considerando la covarianza de los errores de pronóstico entre horas. Esta simulación se aplica para generar un gran conjunto de escenarios considerando la información estadística mencionada anteriormente utilizando, por ejemplo, el método de P. Pinson, G. Papaefthymiou, B. Klockl, H. Aa. Nielsen, y H. Madsen en “From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production,” *Wind Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 51-62, 2009 (Uckun, Botterud, & Birge, 2015).

De acuerdo a la literatura revisada, este enfoque de generación de escenarios en base a datos de pronósticos históricos y errores es el más utilizado en las aplicaciones tanto prácticas como académicas.

2) *Ajuste del error de generación eólica a una distribución de probabilidades conocida*

Esta metodología busca encontrar una distribución de probabilidades que se ajuste de mejor manera a la información estadística almacenada del comportamiento de la generación eólica en un lugar geográfico determinado.

En general, los errores en el pronóstico de generación eólica se han modelado como normalmente distribuidos con media cero, lo cual se justifica por medio del Teorema Central del Límite en el caso de que el pronóstico eólico represente un conjunto de turbinas gráficamente distribuidas. Sin embargo, se ha observado que otras distribuciones como Weibull, Beta o Gamma se ajustan de mejor manera a los datos históricos (Kalantari & Galiana, 2015).

La función de distribución acumulada de la inyección acumulada de la energía eólica también se puede modelar horariamente, ajustándose a un error de pronóstico distribuido según la función Skew-Laplace, la cual se

aproxima dividiéndola en tramos lineales (Dvorkin, Ortega-Vazquez, & Kirschen, Wind generation as a reserve provider, 2015). Este método facilita la integración de la generación eólica en los sistemas eléctricos de una manera costo-eficiente, confiable y sustentable.

3) *Ajuste de la generación eólica a una distribución de probabilidades empírica - ECDF*

En ciertos casos donde no se puede ajustar el comportamiento real de la generación eólica histórica a una distribución conocida, se aplica una metodología diferente que busca encontrar una curva de distribución de probabilidades empírica (ECDF o *empirical cumulative distribution function*). Esta metodología consiste en capturar la incertidumbre en el pronóstico eólico mediante una lista de intervalos de predicción (PIs). Esto se realiza según la metodología descrita a continuación: (Quan et al, 2016; Raychaudhuri, 2008):

- i. Construcción de lista de PIs. Estos intervalos se pueden construir utilizando métodos basados en PSO (Particle Swarm Optimization) o mediante modelos ARIMA. Para este proceso, se utilizan datos de generación históricos.
- ii. Descomposición de los PIs en cuantiles, entre $(\alpha/2)\%$ y $(1 - \alpha/2)\%$, donde $(1 - \alpha)\%$ corresponde al nivel de confianza correspondiente.
- iii. Ajuste de una curva ECDF para cada hora. Cada valor cuantil encontrado en el punto anterior corresponde a un punto de la curva ECDF. Este ajuste se realiza considerando los datos muestreados de manera ordenada de menor a mayor, $X_{(1)} < X_{(2)} < \dots < X_{(n)}$ y pudiendo definir la curva ECDF, $F_n(x)$, según la siguiente ecuación (Raychaudhuri, 2008):

$$F_n(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } x < X_{(1)} \\ \frac{i}{n} & \text{para } X_{(i)} \leq x \leq X_{(i+1)} \\ 1 & \text{para } x \geq X_{(n)} \end{cases} \quad (1)$$

Para ejemplificar la metodología descrita, a continuación (Fig. 7) se presenta un ejemplo de aplicación del procedimiento para ajustar una curva ECDF a una muestra de datos proveniente de (Raychaudhuri, 2008).

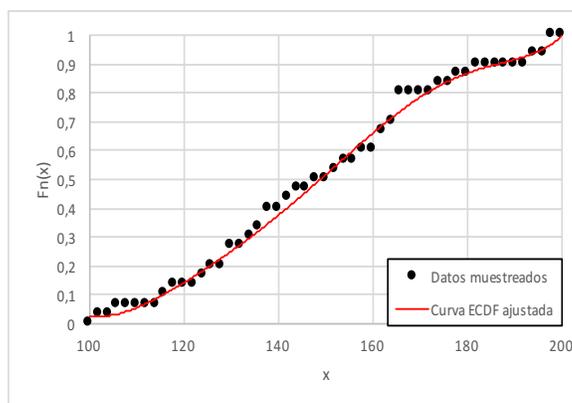


Figura 7. Ejemplo de ajuste de curva ECDF en base a datos muestrados. Fuente: elaboración propia en base a datos de (Raychaudhuri, 2008).

B. Metodologías menos utilizadas

Las metodologías que se enumeran a continuación son muy poco utilizadas tanto en los mercados eléctricos revisados como en la academia. A pesar de lo anterior, estos modelos han sido agregados al estudio para completar este trabajo de mejor manera.

1) Modelación de generación eólica como cadena de Markov para cada nodo de viento

Esta metodología modela cadenas de Markov para cada nodo de generación, los cuales se asumen como independientes (Yu, Luh, Litvinov, Zheng, Zhao, & Zhao, 2015). Utilizando esta técnica, los autores desarrollan un enfoque que incorpora la optimización basada en Markov y la optimización por intervalos de la siguiente manera:

- Para utilizar la información desde estados locales sin considerar todos los estados globales posibles, el nivel de generación de una unidad convencional es dividido en dos componentes: el componente Markoviano que depende del estado local y el componente de

intervalo que maneja los estados extremos no locales.

- Debido al análisis de las inyecciones nodales markovianas, el problema se transforma en lineal y se puede resolver eficientemente utilizando branch-and-cut.

Se observó que este método resulta significativamente menos complejo que el puramente markoviano y se destaca que la complejidad del nuevo enfoque no aumenta al aumentar el número de plantas eólicas distribuidas (Yu, Luh, Litvinov, Zheng, Zhao, & Zhao, 2015).

Estos autores además proponen dos métodos para reducir la incertidumbre del pronóstico de generación eólica:

1. **Considerar pronósticos de potencia eólica y otros datos históricos:** sólo con información histórica, el pronóstico puede ser conservador para el análisis *day-ahead*. Así, considerando condiciones del tiempo, características del terreno y errores históricos de pronóstico se reduce la incertidumbre.
2. **Incorporar correlación espacial de plantas eólicas:** para lograrlo, un método es agregar la generación cercana mediante la agregación de nodos que se conectan a las mismas líneas de transmisión con capacidad suficiente. Un problema de esta metodología es identificar si las líneas de transmisión tienen capacidad suficiente en presencia de incertidumbre eólica.

2) Artificial Neural Network (ANN)

Este enfoque es usado para pronosticar la radiación solar y potencia eólica en el *day-ahead*. Los pasos del algoritmo se describen a continuación (Pousinho, Esteves, Mendes, Collares-Pereira, & Pereira Cabrita, 2016):

- i. Crear matrices con los perfiles diarios, por columnas, con los datos históricos de radiación solar y potencia eólica.
- ii. Seleccionar un número de columnas dentro de las matrices anteriores, por medio de criterios de correlación, tales que emulen convenientemente la dinámica de los datos.
- iii. Normalizar los datos seleccionados desde el rango real de datos hasta un rango $[-1,1]$ usando el método de min-max.
- iv. Alimentar con los datos normalizados y entrenar el ANN para pronosticar series de radiación solar y potencia eólica utilizando algoritmo de Levenberg-Marquardt (desarrollado en J.P.S. Catalao, H.M.I Pousinho, V.M.F. Mendes. 2009. An artificial neural network approach for short-term wind power forecasting in Portugal).
- v. Recuperar datos desde el rango $[-1,1]$ al rango original para analizar el pronóstico de radiación solar y potencia eólica obtenido.

El comportamiento del ANN es mejor que otros comparables como los métodos ARIMA y *Persistence*, en términos de Error Porcentual Absoluto Medio (*Mean Absolute Percentage Error*, MAPE). Los resultados de MAPE para cada método se muestran en la Tabla 2 (Pousinho, Esteves, Mendes, Collares-Pereira, & Pereira Cabrita, 2016).

TABLA III
CUADRO COMPARATIVO DE MÉTODOS DE PRONÓSTICO EN BASE A MAPE. FUENTE: (Pousinho, Esteves, Mendes, Collares-Pereira, & Pereira Cabrita, 2016)

Método	Solar irradiation	Wind Power
Persistence	19,05	24,96
ARIMA	14,52	16,37
ANN	7,14	9,78

3) Introducción de un vector de desviación de la generación eólica desde el pronóstico

Bajo este enfoque, se introduce un vector de desviación de la generación eólica desde el pronóstico, donde se incluye la incertidumbre. La estructura del problema es tal que el error de viento es sólo multiplicado por variables continuas, por lo que el problema típico del UC se reformula de la siguiente manera (Hreinsson, Vrakopoulou, & Andersson, 2015):

$$\begin{aligned} \min & J_x(x) + J_u(u) \\ \text{s.t. } & \mathbb{P}(\delta \in \Delta | A(\delta)x + Bu + c(\delta) \leq 0) \geq 1 - \varepsilon \end{aligned}$$

(2)

donde $J(x) = x^T Qx + c^T x$; x es el vector de todas las variables de decisión reales, u es el vector de todas las variables de decisión binarias y A y c son funciones afines por partes del vector de incertidumbre.

La restricción de oportunidad $\mathbb{P}(\cdot)$ indica que con una probabilidad mayor que $1 - \varepsilon$ las restricciones adjuntas son válidas.

Para resolver el problema restringido del *Unit Commitment* de esta manera, se utiliza un diseño probabilísticamente robusto, por lo que esta técnica no impone ningún supuesto sobre la distribución de probabilidad de la incertidumbre o sobre la estructura de las restricciones. Se inspira en el enfoque de escenarios, incluyendo dos pasos (Hreinsson, Vrakopoulou, & Andersson, 2015):

1. El enfoque de escenarios es utilizado para determinar el mínimo conjunto (D) que contiene $1 - \varepsilon$ de la masa de probabilidad de la incertidumbre.

Se utiliza el conjunto D definido probabilísticamente y se formula un problema robusto donde la incertidumbre es reducida a dicho conjunto. De esta manera, la restricción de oportunidad se sustituye por una robusta.

V. CONCLUSIONES

La energía solar y eólica ha irrumpido vertiginosamente en muchos sistemas eléctricos mundiales, imponiendo tremendos desafíos a los operadores para balancear generación y demanda y mantener una operación segura del sistema. Las reservas operacionales y su optimización son la clave para lograr este equilibrio a bajo costo, motivando esta

investigación. Los aspectos más relevantes de este trabajo se dividen en las siguientes secciones: concepto de reservas operacionales (A), metodologías académicas para modelación del *Unit Commitment* (B) y metodologías para la incorporación del pronóstico de generación eólica (C).

A. Reservas operacionales: un concepto dinámico

Las reservas operacionales responden frente a desbalances entre oferta y demanda, es decir, entre la potencia generada y consumida. Este concepto cambia de un mercado a otro y además es dinámico en el tiempo, ya que responde a las condiciones de cada mercado eléctrico y de las tecnologías de generación predominantes en ellos. Debido a lo anterior y a los cambios tecnológicos de los últimos años, se ha incrementado la necesidad de una correcta cuantificación de las reservas operacionales, debido a la gran penetración actual y proyectada de energías renovables de naturaleza variable.

Existen dos clasificaciones predominantes en el mundo para las reservas bastante distintas entre sí: la norteamericana y la europea. La norteamericana basa su definición en el objetivo específico al cual responde cada tipo de reservas, considerando 5 categorías: reservas de respuesta de frecuencia, reservas de regulación, reservas de rampa, reservas de seguimiento de carga y reservas suplementarias (NREL, 2010). Por el contrario, la clasificación europea se centra en la rapidez de respuesta de cada tipo de reserva, distinguiendo, por ello, sólo 3 categorías: reservas primarias, secundarias y terciarias (ELIA, Ancillary Services, 2016).

Se consideran como reservas operacionales a las reservas de rampa y de seguimiento de carga (clasificación norteamericana) y a las reservas secundarias y terciarias (clasificación europea). Las reservas terciarias incluyen además a las reservas suplementarias, que cumplen el objetivo de restaurar el nivel de reservas que existía anteriormente a una ocurrencia o evento en el sistema eléctrico, por lo que no se consideran como reservas operacionales.

Se observa además, que en general se consideran como reservas operacionales a las *spinning reserves*, o reservas en giro, siendo esta definición una de las más utilizadas en la literatura científica (Yuan, Ji, Zhang, Tian, & Hou, 2014; Zhang, Wang, Zhang, Feng, Cao, &

Zhang, 2014; Saravanan, Vasudevan, & Kothari, 2014). Otros autores incluyen además recursos como las reservas no en giro que corresponden a la capacidad instalada que puede ser iniciada y sincronizada dentro de 15 a 30 minutos (Wang & Hedman, 2015; Reddy, Bijwe, & Abhyankar, 2015). Actualmente, se ha agregado además la respuesta de demanda, tanto en los mercados eléctricos internacionales como en la investigación académica, lo que aumenta la incertidumbre en el estudio de las reservas operacionales y hace aún más importante su correcta cuantificación (Sahebi & Hosseini, 2014).

B. Metodologías académicas para modelación del *Unit Commitment*

Después de la revisión realizada, se concluye que el modelo estocástico es el que provee soluciones más exactas y costos reales esperados de operación menores. Sin embargo, es también el que mayor cantidad de información requiere y, por tanto, el que mayores esfuerzos computacionales necesita para su correcta ejecución. Se ha podido demostrar que el enfoque determinístico, que es el más usado en la práctica, provee soluciones más costosas que el estocástico en la operación real del sistema (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016).

El método *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC) entrega resultados más exactos que el determinístico puro, pero con mayores tiempos computacionales. Debido a lo anterior y con el objetivo de aprovechar la exactitud proveniente de la incorporación de un análisis de escenarios al *Unit Commitment*, se han desarrollado mecanismos inteligentes de reducción de escenarios, agrupando escenarios similares y eliminando aquellos que presentan menores probabilidades de ocurrencia (Kalantari & Galiana, 2015).

El modelo robusto y la optimización de intervalos, proveen algunas ventajas y desventajas con respecto al estocástico y determinístico clásicos. Como ventaja, se puede destacar la menor cantidad de información que requieren, ya que el modelo robusto sólo optimiza el peor caso posible y el de intervalos sólo requiere conocer los límites dentro de los cuales se encuentra la incertidumbre del problema estudiado. Debido a lo anterior son más simples en su ejecución, lo que redundaría en mayores costos operacionales esperados

(Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015).

Procurando explotar las ventajas y superar las desventajas de cada método, se han propuesto algunos modelos híbridos. Por ejemplo, el modelo estocástico-robusto unificado que combina ambas metodologías en todas las etapas de la programación, tanto en la función objetivo como en las restricciones, y el estocástico-intervalos secuencial que aplica en un horizonte de tiempo primero el estocástico y luego el modelo de intervalos, optimizando el instante de cambio entre ellos.

Se observó que en los mercados internacionales, el enfoque determinístico es el más usado (por sobre el estocástico) para la cuantificación de reservas operacionales, basado normalmente en la peor contingencia ocurrida. Sin embargo, algunos mercados como CAISO, MISO, New York ISO e ISO-NE han aplicado un enfoque determinístico, pero evaluando varios escenarios, mediante el *Security Constrained Unit Commitment*, para mejorar la exactitud de las soluciones encontradas y acercarse a optimizar la operación de la red. Además, Chile exige a sus dos sistemas interconectados, la aplicación de un modelo probabilístico simple para el análisis de las reservas. Con este modelo se estiman los costos operacionales esperados para distintos niveles de reservas. Sin embargo, en estos casos la limitada caracterización de las incertidumbres no asegura precisión en la cuantificación de las reservas operacionales.

C. Metodologías para la incorporación del pronóstico de generación eólica

El enfoque más utilizado para la incorporación de la incertidumbre en la producción eólica consiste en la generación de escenarios por medio de una simulación de Monte Carlo para luego combinarlos. Esto se realiza para disminuir la cantidad de escenarios considerados y así mejorar el desempeño computacional del modelo sin dejar de lado el efecto de la incertidumbre.

Los modelos académicos en general desprecian las correlaciones espaciales o temporales de los errores en los pronósticos eólicos, para reducir la complejidad y dimensión del problema. Otra aproximación utilizada consiste en ajustar el error en el pronóstico a una distribución de probabilidades determinada, ya

sea conocida o ajustada empíricamente, mediante una ECDF (Empirical Cumulative Distribution Function). En el caso de elegir una distribución conocida, se utiliza con mayor frecuencia la distribución normal con media cero. Sin embargo se ha observado que otras podrían ajustarse de mejor manera a la operación real de las plantas eólicas, como las distribuciones Gamma, Beta o Weibull.

REFERENCIAS

- Zhang, N., Kang, C., Xia, Q., Ding, Y., Huang, Y., Sun, R., y otros. (2015). A convex model of risk-based unit commitment for day-ahead market clearing considering wind power uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30 (3), 1582-1592.
- Vieira, B., Viana, A., Matos, M., & Pedroso, J. (2016). A multiple criteria utility-based approach for unit commitment with wind power and pumped storage hydro. *Electric Power Systems Research*, 131, 244-254.
- Uckun, Botterud, & Birge. (2015). An improved stochastic unit commitment formulation to accommodate wind uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP (99), 1-11.
- Kalantari, A., & Galiana, F. (2015). Generalized sigma approach to unit commitment with uncertain wind power generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 65, 367-374.
- Dvorkin, Y., Pandzic, H., Ortega-Vazquez, M., & Kirschen, D. (2015). A hybrid stochastic/interval approach to transmission-constrained unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30 (2), 621-631.
- Pinto, R., Carvalho, L., Sumaili, J., Pinto, M., & Miranda, V. (2015). Coping with wind power uncertainty in unit commitment: a robust approach using the new hybrid metaheuristic DEEPSO. *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, 1-6.
- Liu, G., & Tomsovic, K. (2015). Robust unit commitment considering uncertain demand response. *Electric Power Systems Research*, 119, 126-137.
- NREL. (2010). *Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison*. Recuperado el 2016, de NREL: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49019.pdf>
- ELIA. (2016). *Ancillary Services*. Recuperado el 2016, de ELIA: <http://www.elia.be/en/products-and-services/ancillary-services>
- Gorjiev, B., Kancev, D., Cepin, M., & Volkanovski, A. (2015). Multi-objective unit commitment with introduction of methodology for probabilistic assessment of generating capacities availability. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 37, 236-249.
- Yuan, X., Ji, B., Zhang, S., Tian, H., & Hou, Y. (2014). A new approach for unit commitment problem via binary

- gravitational search algorithm. *Applied Soft Computing*, 22, 249-260.
- Zhang, Y., Wang, B., Zhang, M., Feng, Y., Cao, W., & Zhang, L. (2014). Unit Commitment considering effect of load and wind power uncertainty. *2014 IEEE Workshop on Advanced Research and Technology in Industry Applications (WARTIA)*, 1324-1328.
- Saravanan, B., Vasudevan, E., & Kothari, D. (2014). Unit Commitment problem solution using invasive weed optimization. *Electrical Power and Energy Systems*, 55, 21-28.
- Wang, F., & Hedman, K. (2015). Dynamic Reserve Zones for Day-Ahead Unit Commitment with Renewable Resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30 (2), 612-620.
- Reddy, S., Bijwe, P., & Abhyankar, A. (2015). Optimum day-ahead clearing of energy and reserve markets with wind power generation using anticipated real-time adjustment costs. *Electric Power and Energy Systems*, 71, 242-253.
- Rejc, Z., & Cepin, M. (2014). Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources. *Electrical Power and Energy Systems*, 62, 654-664.
- Sahebi, M., & Hosseini, S. (2014). Stochastic security constrained unit commitment incorporating demand side reserve. *Electrical Power and Energy Systems*, 56, 175-184.
- ELIA. (2008). *Tertiary production reserve: a solution o major imbalances and congestion*. Obtenido de elia.be: http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S3_F_RES_TERT_PROD.pdf
- Zhou, M., Xia, S., Li, G., & Han, X. (2014). Interval optimization combined with point estimate method for stochastic security-constrained unit commitment. *Electrical Power and Energy Systems*, 63, 276-284.
- Nasrolahpour, & Ghasemi. (2015). A stochastic security constrained unit commitment model for reconfigurable networks with high wind power penetration. *Electric Power Systems Research*, 121, 341-350.
- Yu, Y., Luh, P., Litvinov, E., Zheng, T., Zhao, J., & Zhao, F. (2015). Grid integration of distributed wind generation: Hybrid markovian and interval unit commitment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6 (6), 3061-3072.
- Li, Arellano-Garcia, & Wozny. (2008). Chance constrained programming approach to process optimization under uncertainty. *Computers & Chemical Engineering*, 32 (1-2), 25-45.
- Lejeune, M., & Margot, F. (2012). Solving Chance-Constrained Optimization Problems with Stochastic Quadratic Inequalities.
- Jurkovic, K., Pandzic, H., & Kuzle, I. (2015). Review on Unit Commitment under Uncertainty Approaches. *Information and Communication Technology, Electronics and Microelectronics (MIPRO)*, 1093-1097.
- Chen, C., Wang, F., Zhou, B., Chan, K., Cao, Y., & Tan, Y. (2015). An interval optimization based day-ahead scheduling scheme for renewable energy management in smart distribution systems. *Energy Conversion and Management*, 106, 584-596.
- Dvorkin, Y., Ortega-Vazquez, M., & Kirschen, D. (2015). Wind generation as a reserve provider. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9 (8), 779-787.
- Pousinho, H., Esteves, J., Mendes, V., Collares-Pereira, M., & Pereira Cabrita, C. (2016). Bilevel approach to wind-CSP day-ahead scheduling with spinning reserve under controllable degree of trust. *Renewable Energy*, 85, 917-927.
- Hreinsson, K., Vrakopoulou, M., & Andersson, G. (2015). Stochastic security constrained unit commitment and non-spinning reserve allocation with performance guarantees. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 72, 109-115.
- De Oliveira, L., De Souza, C., & Yunes, T. (2016). Lower bounds for large traveling umpire instances: New valid inequalities and a branch-and-cut algorithm. *Computers & Operations Research*, 72, 147-159.
- Bloomberg New Energy Finance. (2013). *Strong Growth for renewables expected through to 2030*. Recuperado el 2016, de <http://about.bnef.com/press-releases/strong-growth-for-renewables-expected-through-to-2030/>
- Quan, H., Srinivasan, D. & Khosravi, A. (2016). Integration of renewable generation uncertainties into stochastic unit commitment considering reserve and risk: A comparative study. *Energy* 103, 735-745.
- Raychaudhuri, S. (2008) Introduction to Monte Carlo Simulation. *2008 Winter Simulation Conference*, 91-100.
- PJM. (2015, Abril 9). *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754*. Retrieved Agosto 2015, from PJM.com: <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11-redline.ashx>
- CAISO. (2015, Julio 6). *Business Practice Manual for Market Operations*. Retrieved Agosto 2015, from CAISO.com: http://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V44_redline.pdf
- MISO. (2015, Marzo 1). *Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual*. Retrieved Septiembre 2015, from [misoenergy.org: https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178](https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178)
- NYISO. (2016, Febrero). *Day-Ahead Scheduling Manual*. Retrieved Marzo 2016, from [nyiso.com: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/dayahd_schd_mnl.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/dayahd_schd_mnl.pdf)
- ERCOT. (2015, Noviembre 1). *ERCOT Nodal Protocols. Section 4: Day-Ahead Operations*. Retrieved Diciembre 2015, from [http://www.ercot.com/content/wcm/current_guides/53528/04_110115_Nodal.doc: ertcot.com](http://www.ercot.com/content/wcm/current_guides/53528/04_110115_Nodal.doc)
- CNE, C. (2016, Enero). *Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio*. Retrieved Marzo 2016, from

www.cne.cl: http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_Ene16.pdf

Regelleistung. (2016). *Determination of the required secondary control reserve and minute reserve*. Retrieved 2015, from <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark?lang=en>

CDEC-SIC. (2015, Mayo). *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Informe Preliminar*. Retrieved Marzo 2016, from CDEC-SIC: <http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/06/Estudio-CFyDR-Preliminar-2015.pdf>

CDEC-SING. (2016, Febrero 26). *Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Informe año 2015*. Retrieved Marzo 2016, from CDEC-SING: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_reg_estudios_pub.baja_archivo?p_id_publica=441



David Watts es Ingeniero Civil Industrial Eléctrico y Magíster en Ciencias de la ingeniería en la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC) en 1998. Además es M.Sc. M.A. y Ph.D. de The University of Wincosin-Madison en Estados Unidos (2004, 2006 y 2007). Ahora es profesor asistente del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la PUC y miembro director del Centro UC Energía, donde investiga en redes y medición inteligente, integración de energía eólica y planificación energética.



Javiera Ortega es egresada de Magíster en Ciencias de la Ingeniería e Ingeniería Civil Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC). Además, es Licenciada en Ciencias de la Ingeniería en la PUC (2015). Sus intereses son los aspectos técnicos y económicos de la integración de energía renovable y la operación y planificación de los sistemas eléctricos.

Review of operating reserves and Day-Ahead Unit Commitment considering variable renewable energies: international experience

J. Ortega, D. Watts, *Member, IEEE*, y H. Ren

Abstract— The steady growth of wind power generation has produced that the system operators have to face more challenges to keep their operations safe all the time. The quantification of operational reserves takes a very important role because this type of reserves corresponds to the generation capacity, and other resources, that are ready to respond in case of contingency. This paper presents a review of operating reserves used in electric systems to compensate the fluctuations in load and generation, and maintain the equilibrium between supply and demand. The present study includes a review of: (1) the concept of operating reserves, (2) the methods used by markets around the world to include the assessment of operating reserves in the Day-Ahead Unit Commitment process. The purpose of this study is to compare the different methodologies used in electricity markets around the world to model the quantification of operating reserves requirements. The main conclusion found is that deterministic quantification of the operating reserves evaluated on many stochastic scenarios is the most common approach because it increases the accuracy of the solutions found when compare to the use of the central forecast. Moreover, the markets are expanding the type of resources than can provide operating reserves including demand side response.

Keywords— operating reserves, renewable energy, variability, unit commitment, day-ahead.

I. INTRODUCCIÓN

EL estudio de las reservas operacionales en los sistemas eléctricos de potencia ha tomado especial importancia en los últimos años

debido a la creciente penetración de energías renovables no convencionales de naturaleza variable, especialmente eólica y solar. Debido a lo anterior, se han estudiado diversas metodologías para resolver el problema de optimización para efectuar la cuantificación y compromiso de las reservas operacionales en el proceso de *Unit Commitment (UC)*, entre los que se mencionan el modelo determinístico, estocástico basado en escenarios, robusto y optimización de intervalos, entre otros (Zhang, y otros, 2015; Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016; Uckun, Botterud, & Birge, 2015; Kalantari & Galiana, 2015; Dvorkin, Pandzic, Ortega-Vazquez, & Kirschen, 2015). El modelo determinístico, además de utilizar la información de oferta y demanda propia del proceso *UC*, utiliza sólo la información entregada por el pronóstico central de generación eólica para el proceso de cuantificación de las reservas operacionales. Por su parte, el estocástico se basa en el mismo pronóstico eólico, pero analiza también muchos escenarios de ocurrencia, considerando sus probabilidades (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015).

Actualmente, la metodología más utilizada en la experiencia internacional revisada es el *UC determinístico* pero analizado en diversos escenarios, denominado *Security Constrained Unit Commitment (SCUC)*, por su simplicidad y rapidez de resolución. Sin embargo, este método se comenzó a popularizar en un contexto de limitada generación eólica y solar, y por tanto de incertidumbre relativamente acotada. En el nuevo contexto de alta incertidumbre que enfrentan los sistemas de potencia, se ha probado que el modelo estocástico entrega soluciones más exactas, pero sufre de mayor complejidad, requiriendo mayores recursos computacionales y tiempo de resolución (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015). Adicionalmente, algunos autores proponen la aplicación de la optimización robusta o de intervalos debido a que no requieren de una

J. Ortega, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, joortega@uc.cl

D. Watts, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile y The University of Wisconsin-Madison, WI, USA, dwatts@eng.puc.cl

H. Ren, North China Electric Power University, Báoding, China, dahui.ren@gmail.com

Agradecimientos por financiamiento parcial de proyectos FONDECYT 1141082 de CONICYT y al Centro de Tecnologías para Energía Solar (Center for Solar Energy Technology) FCR-CSET.

caracterización exhaustiva del pronóstico de generación eólica o solar, lo cual disminuye la incertidumbre del estudio (Liu & Tomsovic, 2015).

El estudio de las reservas operacionales y las metodologías de modelación y resolución ayudan a evitar condiciones riesgosa y sub-óptimas de operación que se reflejan en derramamiento y disminución de la generación eólica, desconexión de carga y mayores costos operacionales para el sistema (Vieira, Viana, Matos, & Pedroso, 2016). El **objetivo** de este trabajo es recopilar y comparar las diversas alternativas que se aplican en los mercados eléctricos internacionales para modelar el problema de la cuantificación y compromiso de las reservas operacionales y describir como se incorpora el pronóstico de la generación renovable variable. Esta revisión actualizada es fundamental,

La generación renovable variable (eólica, solar, etc.) está creciendo rápidamente en el mundo y los esquemas de cuantificación de reservas e incorporación de pronóstico eólico han cambiado mucho en los últimos años. Por ello se torna fundamental desarrollar esta revisión actualizada que puede servir de insumo para la discusión en los sistemas que están revisando sus esquemas de operación y definición de reservas, como es el caso del sistema de Chile y de muchos otros.

Este trabajo se organiza comenzando con una revisión sobre el concepto de reservas operacionales y sus diferentes acepciones académicas y prácticas. Luego, se expone la experiencia internacional reciente de algunos mercados eléctricos como PJM, California ISO (CAISO), Midwestern ISO (MISO), New York ISO (NYISO), ISO New England (ISO-NE), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Alemania y Chile. Con la revisión internacional se busca describir brevemente el funcionamiento del mercado de *day-ahead* en general, enfocándose en la determinación del requerimiento de reservas operacionales. Finalmente, se concluye con los aspectos más importantes extraídos de esta investigación.

II. RESERVAS OPERACIONALES: DEFINICIÓN Y DIFERENTES ACEPCIONES SEGÚN CADA MERCADO

Las reservas operacionales normalmente se definen como aquella capacidad de generación, y a veces también respuesta de demanda, que puede ser

modificada en un corto plazo (hasta 15 a 30 minutos generalmente dependiendo del sistema) para mantener el equilibrio oferta/demanda e ir solucionando los desbalances entre la potencia generada y la consumida en el sistema eléctrico. Este tipo de reservas se pueden cuantificar y valorizar tanto en la etapa de planificación (anual, estacional y mensual) o en la operación del sistema eléctrico de corto plazo.

En la mayoría de los nuevos mercados eléctricos existe alguna forma de mercado spot o de corto plazo y muchas veces dos mercados. Este último es el sistema de doble ajuste (*Two-settlement sytem*) muy popular en Norteamérica y de creciente aplicación mundial. Dicho sistema consiste en un mercado *day-ahead* donde se transa el grueso del volumen de corto plazo y otro *hour-ahead* donde se realizan los ajustes de más corto plazo aún. Este trabajo se enfoca en el análisis de las reservas operacionales necesarias para balancear oferta y demanda en la etapa del mercado *day-ahead*, donde se enfrentan mayores niveles de incertidumbre que en el *hour ahead*.

En los mercados eléctricos internacionales existen dos clasificaciones predominantes para las reservas. La definición americana de reservas se basa en la función específica que cumple cada reserva y es, por ejemplo, definida por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (*National Renewable Energy Laboratory* o NREL) mediante 5 categorías (NREL, 2010):

(vi) Reservas de respuesta de frecuencia (*Frequency Responsive Reserves*): corresponde a la respuesta inicial de frecuencia frente a grandes perturbaciones. Estas reservas pueden ser activadas con Control Automático de Generación (AGC).

(vii) Reservas de regulación (*Regulating Reserves*): su objetivo es mantener el balance frente a perturbaciones aleatorias. Tienen tiempo de respuesta más corto que la respuesta del mercado eléctrico.

(viii) Reservas de rampa (*Ramping Reserves*): son las encargadas de ejercer la respuesta ante fallas o eventos que ocurren en un tiempo largo, como por ejemplo errores de pronóstico de viento o rampas de viento, entre otros.

(ix) Reservas de seguimiento de carga (*Load Following Reserves*): mantienen el balance y frecuencia frente a perturbaciones no aleatorias, principalmente en la demanda y normalmente previsible. Poseen tiempo de respuesta más largo

que las reservas de regulación.

(x) Reservas suplementarias (*Supplemental Reserves*): restauran el nivel de reservas que había antes de la ocurrencia de alguno de los eventos mencionados anteriormente. Estas reservas también pueden ser activadas con Control Automático de Generación (AGC).

Considerando esta clasificación, las reservas operacionales estudiadas en este trabajo corresponden a las reservas de rampa y las de seguimiento de carga.

La clasificación europea, por el contrario, diferencia los recursos de acuerdo a su tiempo de respuesta, distinguiendo 3 categorías (ELIA, Ancillary Services, 2016):

(iv) Reserva primaria (*Primary Reserve*): corresponde a turbinas que son capaces de detectar automáticamente las fluctuaciones en frecuencia y ajustar su producción. El tiempo de respuesta de este tipo de reservas es desde 0 a 30 segundos.

(v) Reserva secundaria (*Secondary Reserve*): esta reserva es de activación automática y continua. Su tiempo de respuesta es de entre 30 segundos y 15 minutos y puede permanecer activa todo el tiempo que sea necesario.

(vi) Reserva terciaria (*Tertiary Reserve*): esta reserva es activada manualmente y su utilización responde a un desbalance significativo en el área de control y/o problemas de congestión mayores, operando en tiempos de hasta 15 minutos (ELIA, Tertiary production reserve: a solution to major imbalances and congestion, 2008).

De acuerdo a esta última clasificación, las reservas operacionales consideradas en este estudio corresponden a las reservas secundarias y una parte de las reservas terciarias, ya que estas últimas incorporan tanto las reservas de seguimiento de carga como las suplementarias. En la Figura 1. se pueden ver los tiempos de respuesta de las reservas para cada clasificación revisada anteriormente y su comparación.

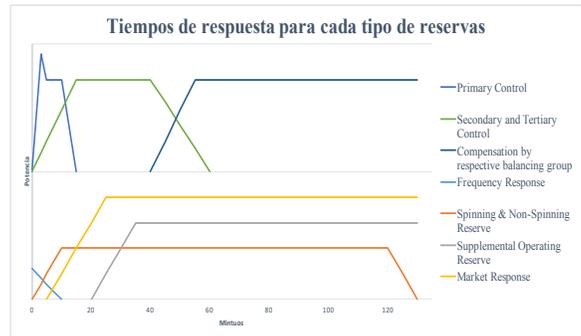


Figura 1. Tiempos de respuesta de cada tipo de reservas y comparación entre clasificación americana y europea. Fuente: (ELIA, Ancillary Services, 2016; NREL, 2010).

Además, las reservas se pueden dividir dependiendo del tipo de situación u ocurrencia al que responden, considerando tres categorías: ocurrencias no aleatorias (*non-event*), contingencias (*contingency*) y eventos de desarrollo lento (*slow event*). En la Fig. 2, se muestra dicha clasificación marcando los tipos de reservas que serán considerados en este estudio y que serán denominadas en adelante como **reservas operacionales**. Los tipos de reservas que forman parte de las reservas operacionales, objeto de estudio, han sido identificadas con un *check*. Además, se muestra la relación que existe entre las clasificaciones americana y europea revisadas.

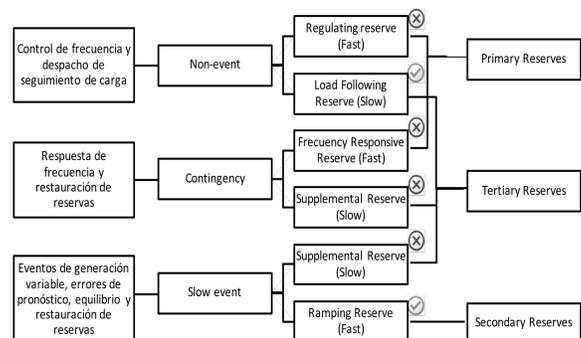


Figura 2. Relación entre clasificaciones de reservas. Fuente: elaboración propia en base a (ELIA, Ancillary Services, 2016; NREL, 2010).

El tipo de recursos que se consideran como reservas operacionales varía de acuerdo a cada mercado eléctrico. Algunos operadores de sistemas de potencia incluyen sólo las reservas en giro (*spinning reserves*) en el análisis de suficiencia del sistema, las que corresponden a capacidad en línea ya sincronizada al sistema, mientras que otros incluyen también las unidades de partida rápida

como las turbinas de gas y las plantas hidroeléctricas, como también la asistencia de otros sistemas eléctricos interconectados. Para estos sistemas, todos estos factores agregados a las *spinning reserves* se denominan como reservas operacionales, que son las que se consideran para el proceso de cuantificación y compromiso de reservas conocido como *Unit Commitment* (Gorjiev, Kancev, Cepin, & Volkanovski, 2015).

En la literatura científica también se consideran diferentes tipos recursos como reservas operacionales, existiendo muchos artículos que sólo incluyen a las *spinning reserves* en sus modelos de optimización para el *Unit Commitment* (Yuan, Ji, Zhang, Tian, & Hou, 2014; Zhang, Wang, Zhang, Feng, Cao, & Zhang, 2014; Saravanan, Vasudevan, & Kothari, 2014). Sin embargo, se ha evolucionado hacia la consideración de las reservas operacionales incluyendo también las reservas no en giro o *non-spinning reserves*, que corresponden a capacidad instalada que puede ser partida y operada dentro de 15 a 30 minutos) (Wang & Hedman, 2015; Reddy, Bijwe, & Abhyankar, 2015; Rejc & Cepin, 2014).

Adicionalmente a la incorporación de las reservas no en giro, en el último tiempo tanto en los mercados internacionales como en la academia existe la tendencia a considerar las *spinning reserves*, *non-spinning reserves* y *demand response* (que corresponde a capacidad de respuesta de demanda) de manera igualitaria, considerando a todas ellas en el mercado simultáneo de energía y reservas en el cual se provee seguridad al sistema (Sahebi & Hosseini, 2014). Esta tendencia aumenta la incertidumbre en el estudio de las reservas operacionales, ya que incorpora también la variabilidad correspondiente a la demanda y su posibilidad de proveer reservas en cada hora del día. Esto incrementa la complejidad del proceso de *Unit Commitment* y hace aún más importante la elección de una metodología conveniente de modelación del mismo, de manera de obtener una operación segura del sistema eléctrico.

Por motivos históricos y debido a diferencias en sus características de generación y transmisión, los mercados eléctricos tienden a funcionar de una manera similar pero diferenciándose de los demás. Debido a lo anterior, se han observado distintas respuestas a los desafíos que impone la creciente penetración de generación renovable variable. Es por esto que a continuación se muestran las soluciones propuestas y aplicadas por algunos

mercados internacionales al *Unit Commitment*.

III. EXPERIENCIA INTERNACIONAL: RESERVAS EN EL MERCADO DAY-AHEAD

Para completar el análisis de las reservas operacionales, es muy importante conocer cómo funcionan los mercados internacionales actualmente. De esta manera, se pueden comprender mejor los desafíos que deben enfrentar en la práctica los operadores de los sistemas para lograr una óptima cuantificación de las reservas operacionales, de manera de mantener la estabilidad del sistema y el suministro esperado. Esta capacidad de mantener un adecuado balance de oferta y demanda es fundamental en un contexto de creciente generación renovable, la que se espera alcance altísimos niveles, entre 69% y 74% de la nueva capacidad instalada mundial entre el año 2012 y 2030 (Bloomberg New Energy Finance, 2013).

En general, se ha observado que la mayoría de los mercados estudiados ocupan pronósticos de energía eólica para sus procesos de *day-ahead*. Estos pronósticos son típicamente comprados a un proveedor externo utilizando datos meteorológicos históricos y pronosticados y características propias de cada planta eólica, como el número y tipo de turbinas, altura del eje, curvas de potencia de generación, entre otras características relevantes. En los mercados dentro de Estados Unidos, se observó que sólo MISO realiza pronósticos propios, mientras que PJM, CAISO, NYISO, ISO-NE y ERCOT compran sus pronósticos a proveedores externos a los operadores de la transmisión. En Chile, se exige a cada planta generadora que entregue pronósticos de generación eólica de corto plazo (12 horas siguientes), del día siguiente (próximas 48 horas) y de la semana siguiente (próximas 168 horas). Además, estas plantas generadoras deben entregar la probabilidad de ocurrencia de rampas en generación eólica para las próximas 12 horas (CNE, 2016).

En el siguiente apartado se analiza el funcionamiento del mercado de *day-ahead* en mercados eléctricos con niveles crecientes de penetración de energías renovables no convencionales de naturaleza variable, como energía eólica y solar. Los mercados que se revisan son PJM (A), CAISO (B), MISO (C), NYISO (D), ISO-NE (E), ERCOT (F), Alemania (G) y Chile (H). Finalmente, se hace una comparación entre todos los mercados (sección I) destacando los

aspectos más importantes de cada uno. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la ubicación geográfica de los mercados eléctricos estudiados, donde se puede ver que se incluye un ejemplo europeo y uno latinoamericano.

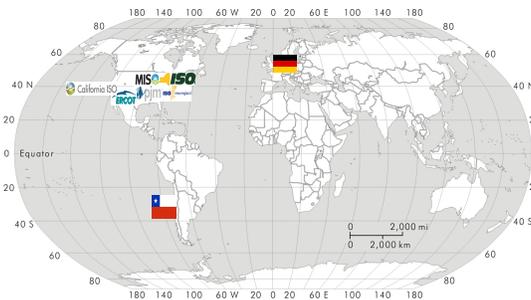


Figura 3. Mapa de ubicación geográfica de los mercados eléctricos analizados. Fuente: elaboración propia.

A. A. PJM – análisis determinístico, incluyendo respuesta de demanda

El funcionamiento de este mercado es en base a ofertas, las cuales se optimizan de manera conjunta entre reservas y energía. Las reservas operacionales consideradas en la optimización son aquellas que poseen un tiempo de respuesta de hasta 30 minutos (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015).

El mercado de *day-ahead* en PJM funciona en base a 3 procesos: (1) *Resource, Scheduling & Commitment* (RSC) donde se determinan compromisos de recursos para los próximos 7 días, optimizando los recursos económicamente y considerando restricciones de seguridad; (2) *Scheduling, Pricing & Dispatch* (SPD) en el cual se realiza el despacho económico para el siguiente día operativo, considerando restricciones de seguridad y utilizando compromisos producidos en RSC; y (3) *Simultaneous Feasibility Test* (SFT), donde se realizan análisis AC de contingencias N-1, asegurando que los resultados del mercado *day-ahead* sean físicamente factibles (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015).

Para la definición de las reservas operacionales se consideran como recursos elegibles para entregar reservas operacionales a aquellas unidades tanto *online* como *offline*, equipos no sincronizados, capacidad de generación adicional sincronizada y calendarizada, respuesta de carga y respuesta de demanda. El aporte de la respuesta de demanda para reservas operacionales se encuentra limitada a

un 25% del requerimiento total (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015).

El requerimiento mínimo de reservas operacionales se determina utilizando promedios de los últimos 3 años, siguiendo la siguiente expresión:

$$DASR = LFE + FOR \quad (1)$$

donde, DASR es el requerimiento de servicios complementarios de *day-ahead* (*Day-Ahead Ancillary Services Requirement*), LFE es el error de pronóstico de carga (*Load Forecast Error*) y FOR es la tasa de desconexión forzada (*Forced Outage Rate*) (PJM, 2015 Day-Ahead Scheduling Reserve Requirement, 2014)

En los procesos de *day-ahead*, se utiliza el pronóstico de carga para el día operativo siguiente y se define un orden de mérito para el mercado de las reservas según la siguiente expresión: (PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754, 2015)

$$\begin{aligned} & \text{Precio de orden} = \\ & \text{Oferta de recurso en DASR} \\ & \text{de mérito} \\ & + \text{costos de oportunidad} \\ & \text{del recurso en DASR} \end{aligned} \quad (2)$$

B. B. California ISO – análisis determinístico con escenarios y ajustes adicionales por incertidumbre eólica

La metodología de este mercado eléctrico se basa en una co-optimización de servicios complementarios y energía según el proceso denominado *Integrated Forward Market* (IFM), perteneciente al mercado *Day-Ahead* (DAM) (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015). En este mercado existen 3 procesos: (1) *Market Power Mitigation* (MPM) en el cual se determina qué ofertas mitigar para cumplir con las restricciones no competitivas y se determina el mínimo y más eficiente calendario de generación para lograr confiabilidad local; (2) *Integrated Forward Market* (IFM), que desarrolla el *Unit Commitment* y manejo de congestión, analizando simultáneamente el mercado de energía y servicios complementarios para determinar capacidad de transmisión requerida y confirmar las reservas necesarias para balancear demanda y

suministro, además desarrolla el proceso *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC), el cual consiste en un proceso determinístico que utiliza el pronóstico central de generación y demanda añadiendo información de varios escenarios de interés; y (3) *Residual Unit Commitment* (RUC), en el que se busca asegurar suficiente capacidad física disponible al menor costo posible sujeto a restricciones de transmisión y recursos operacionales. Este último proceso utiliza algoritmos de SCUC y evalúa la diferencia resultante entre la calendarización de carga y pronóstico de carga estimado, incluyendo ajustes para reducir la posibilidad de sobre-dimensionamiento de reservas en el RUC. Estos ajustes pueden resultar en modificaciones positivas en demanda o suministro (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015).

En el proceso RUC, utilizando un horizonte de 24 horas, se minimizan los costos totales de encendido, los costos de mínima carga y los costos de incrementar la disponibilidad, utilizando los pronósticos ajustados de demanda. En este proceso, se asegura que las restricciones de transmisión no sean violadas, por lo que mediante el SCUC también se optimiza el uso de la red. (CAISO, Business Practice Manual for Managing Full Network Model, 2014). Los procesos del mercado *day-ahead*, específicamente el RUC, utilizan un pronóstico de carga producido 2 días antes del día operativo mediante el sistema automatizado de pronóstico de demanda (*Automated Demand Forecasting System*, ALFS), en base a datos del tiempo, carga actual e información histórica (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015).

Los recursos considerados como reservas operacionales son aquellos con un tiempo respuesta de hasta 20 minutos. Dentro de estos recursos se consideran reservas en giro (sólo unidades *online*) y reservas estáticas o *non-spinning*. El requerimiento de reservas operacionales se define según el *WECC Minimum Operating Reliability Criteria* (MORC) y se determina como el máximo entre (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015):

- 5% de pronóstico de demanda satisfecho por recursos hidroeléctricos más 7% con recursos térmicos más exportaciones menos importaciones.
- La mayor contingencia.

Adicionalmente, las reservas operacionales deben cumplir los siguientes requisitos: al menos

50% de este requerimiento debe ser cubierto por reservas en giro y máximo 50% de las reservas se puede satisfacer con importaciones (CAISO, Business Practice Manual for Market Operations, 2015).

C. *Midwestern ISO – análisis determinístico con escenarios, agregando respuesta de demanda*

En este mercado, al igual que en los mercados anteriores, se realiza una optimización conjunta de energía y reservas (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015). El DAM tiene 4 procesos: (1) *Resource Scheduling and Commitment* (RSC) en el que se desarrolla el SCUC; (2) *Scheduling, Pricing and Dispatch* (SPD) donde se determina el despacho económico; (3) *Simultaneous Feasibility Test* (SFT) que realiza un análisis de contingencias para evaluar la seguridad de la red en cada hora; y (4) *Day Ahead Locational Marginal Price* (DALMP) donde se realiza un despacho económico que utiliza el modelo de la red determina precios marginales locales (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

El algoritmo SCUC mencionado se utiliza para comprometer recursos suficientes para igualar demanda y suministro, con el objetivo de minimizar costos totales mientras que simultáneamente asegura requerimientos de confiabilidad y restricciones físicas. Las principales funciones del SCUC son: comprometer recursos en el DAM y en el proceso de *Reliability Assessment Commitment* (RAC), calendarizar recursos para regular el DAM y el proceso RAC y liberar rangos de operación de emergencia en recursos del DAM y del proceso RAC (MISO, Energy and Operating Reserve Market Business Practice Manual. Attachment A: Market Optimization Techniques, 2014; MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

Las reservas operacionales que se consideran en el proceso de optimización son aquellas que tienen tiempo de respuesta de hasta 5 minutos. Los recursos considerados como reservas operacionales son los recursos de generación, respuesta de demanda tipo I y II y los recursos no sincronizados externos. Los recursos de respuesta de demanda tipo I son aquellos entregados por un consumidor de energía, conjunto de consumidores de *retail* o entidad de servicio de carga que es capaz de entregar una cantidad específica de energía o reservas de contingencia. Los recursos de respuesta

de demanda de tipo II son todos los recursos entregados por los entes individualizados en el punto anterior que sean capaces de entregar energía o reservas operacionales dentro de un cierto rango. En este caso, la respuesta de demanda es calculada como la diferencia entre la salida medida de la red y el límite mínimo de despacho representado por la base de consumo de cada recurso (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

El requerimiento de reservas operacionales se determina mediante la realización de estudios zonales diariamente, los cuales se publican a 48 horas del día operativo en estudio e incluyen el requerimiento mínimo de reservas regulatorias, de contingencia y en giro para cada zona. En cada estudio el requerimiento mínimo de reservas operacionales se define como sigue, considerando las reservas de regulación, entre otros factores:

- Igual a la mayor diferencia entre la pérdida de recurso (MW) y la capacidad de importación resultante.
- Mayor o igual que el mínimo requerimiento de reservas de regulación establecidas más abajo.
- Menor o igual al total de reservas operacionales disponibles dentro de la zona de reserva seguido de la pérdida del mayor recurso dentro de ella.

El requerimiento mínimo de reservas de regulación (RMReg) para una zona de reserva es igual a:

$$RMReg_{zona} = 25\% \cdot RMReg_{merc} \cdot \frac{\sum Máx.Cap.Reg_{zona}}{\sum Cap.Reg_{merc}} \quad (3)$$

donde $Máx.Cap.Reg_{zona}$ es la máxima capacidad de regulación dentro de la zona y $Cap.Reg_{merc}$ es la capacidad total de regulación del mercado. Si este resultado es menor que 10 MW, entonces el requerimiento se establece como 0 MW (MISO, Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual, 2015).

En todo el mercado *day-ahead*, se utilizan pronósticos de demanda de corto plazo (próxima hora, en intervalos de 5 minutos) y mediano plazo (próximos 7 días, en intervalos de 1 hora, utilizado en RAC). Para las energías renovables variables se utilizan pronósticos de corto plazo (próximas 6 horas, en intervalos de 5 min) y de mediano plazo

(próximos 6 días, en intervalos de 1 hora). MISO es responsable de entregar estos pronósticos dentro de los plazos establecidos (MISO, Forecast Engineering Business Practices Manual, 2014). Para estos pronósticos cada granja eólica se representa como un generador y se utilizan datos de ubicación geográfica, turbinas, generación real histórica (al menos un año de mediciones con intervalo de 1 minuto), entre otros. Además se agregan pronósticos de tiempo provenientes de 3 fuentes, actualmente: *American Weather Service*, *Canadian Weather Service* y *European Weather Service* (MISO, Forecast Engineering Business Practices Manual, 2014).

D. NYISO – análisis determinístico con escenarios y requerimiento mínimo determinístico en base a mayor contingencia

Las reservas operacionales en este mercado se definen según el proceso *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC) en el cual se modelan 4 tipos de reservas: capacidad de regulación, reserva en giro de 10 minutos, reserva de 10 minutos y reserva operativa (incluye reservas de 10 y 30 minutos).

Las principales funciones del mercado de *day-ahead* son recopilar información sobre interrupciones en transmisión para actualizar capacidades disponibles de transferencia, restricciones y modelo SCUC, producir pronóstico zonal de demanda, basado en pronóstico de tiempo y modelo de pronóstico de carga, realizar SCUC y calendarización, tabular y evaluar transacciones no firmadas y realizar mitigación automatizada de ofertas de generación (NYISO, Day-Ahead Scheduling Manual, 2016). El SCUC considera factores como estados operativos actuales de generación, restricciones de tiempo mínimo de partida y salida de los generadores, restricciones de generación mínima y máxima, entre otros. Para este proceso se utiliza un pronóstico de demanda zonal que se obtiene utilizando datos históricos de carga y clima para cada zona y pronóstico de tiempo obtenidos desde el servicio del clima. (NYISO, Load Forecasting Manual, 2013; NYISO, Day-Ahead Scheduling Manual, 2016).

En este mercado, se definen como reservas operativas a las que dan respaldo en generación o respuesta de demanda en caso de existir una contingencia. Estas reservas operativas totales se dividen en reservas de 10 y 30 minutos dentro de las cuales se consideran reservas en giro y no sincronizadas. Para lo anterior, sólo la generación

online puede contribuir a regulación y reserva en giro, mientras que para reserva de 10 y 30 minutos pueden contribuir tanto recursos *online* como *offline* (NYISO, Ancillary Services Manual, 2016).

El requerimiento mínimo de reservas operativas se define según las siguientes normas (NYISO, Ancillary Services Manual, 2016):

- La reserva operativa total debe ser mayor o igual a 1,5 veces la mayor contingencia definida por NYISO.
- La reserva total de 10 minutos debe ser mayor o igual a la mayor contingencia.
- La reserva en giro de 10 minutos debe ser mayor o igual a 0,5 veces la mayor contingencia.
- Además, se definen requerimientos locales para reservas en giro de 10 y 30 minutos.

E. ERCOT – cuantificación determinística mensual con ajustes diarios, considerando sólo reservas no en giro

En este mercado, las reservas operacionales se cuantifican una vez al mes mediante el plan mensual de servicios complementarios, publicado el día 20 de cada mes. Además, se cuantifican diariamente, publicando el requerimiento a las 06:00 hrs. del día anterior al día operativo (ERCOT, ERCOT Nodal Protocols. Section 4: Day-Ahead Operations, 2015; ERCOT, ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements, 2015).

Los recursos considerados como reservas operacionales deben tener tiempo de respuesta máximo de 30 minutos. Estos recursos son los *Non-Spinning Reserve Service* (Non-Spin), los cuales se definen como recursos de generación capaces de cambiar su *output* a un nivel específico y recursos de carga capaces de ser interrumpidos y de correr a un cierto nivel por al menos una hora. Estos recursos pueden utilizarse para reemplazar pérdida de generación y compensar incertidumbre en el pronóstico de carga (ERCOT, ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements, 2015).

El requerimiento de reservas operacionales se define mediante ERCOT, quien determina el percentil 95 de la incertidumbre en la carga de la red, considerando los 30 días anteriores al estudio y los datos del mismo mes del año anterior. Para horas punta (7 a 22 horas) se fija un requerimiento mínimo igual a la unidad más grande menos 500

MW. ERCOT también fija un máximo de 2.000 MW para el requerimiento de Non-Spin (ERCOT, ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements, 2015).

Diariamente, ERCOT determina si existe insuficiencia de ofertas para servicios complementarios. En caso positivo, se soluciona mediante el DAM (mercado *day-ahead*), mercado de servicios complementarios (*Supplemental Ancillary Service Market* o SASM) y el proceso de *Unit Commitment* horario para confiabilidad (*Hourly Reliability Unit Commitment* o HRUC) comprometiendo los recursos adicionales necesarios según corresponda (ERCOT, ERCOT Nodal Protocols. Section 4: Day-Ahead Operations, 2015).

F. ISO-NE – requerimiento mínimo determinado dos veces al año adicional a cálculo local diario en base a contingencias

Las reservas operacionales en el ISO-NE se definen en los procesos del DAM y también mediante un mercado de reservas adelantado (*Forward Reserve Market*) realizado dos veces al año (invierno y verano). En este mercado se adquieren compromisos futuros para las reservas no en giro de 10 minutos (*Ten-Minute Non-Spinning Reserve*) y las reservas operativas de 30 minutos para ser entregadas en tiempo real durante el semestre correspondiente (ISO-NE, Forward Reserve Manual, 2014). Adicionalmente, se realiza un cálculo diario de requerimientos locales de reservas considerando contingencias importantes en cada zona. En este proceso diario, se recalcula la reserva con respuesta de 30 minutos.

Las reservas operacionales se determinan utilizando el algoritmo SCUC en procesos similares a los revisados en MISO, compartiendo los procesos *Resource Scheduling and Commitment* (RSC), *Scheduling, Pricing and Dispatch* (SPD) y *Simultaneous Feasibility Test* (SFT) y sus funcionalidades (ISO-NE, Day-ahead energy markets, 2015).

G. Alemania – determinación conjunta de operadores de la transmisión con enfoque probabilístico

En este país existen 4 empresas operadoras del sistema de transmisión (*Transmission System Operators*, TSOs): 50 Hertz, Amprion, TenneT y

Transnet BW. Cada uno de ellos debe mantener el balance entre generación y consumo dentro de su área de control en todo momento (Regelleistung, 2016).

El mercado alemán funciona como mercado abierto, transparente y no discriminatorio para las reservas de control, en base a subastas en las cuales participan los operadores y consumidores (Regelleistung, 2016). En dicho mercado, existen 3 tipos de reservas de control: primarias, secundarias y terciarias. Las reservas primarias tienen un período de subasta semanal, tiempo de respuesta de 30 segundos y activación automática. Para este tipo de reservas, se permite la cooperación internacional desde Holanda, Suiza y Austria (Regelleistung, 2015). Las reservas de control secundario tienen un periodo de subasta semanal y tiempo de respuesta dentro de 5 minutos como máximo. Este tipo de reservas es el que se utiliza para balance de energía dentro del área de control y control de frecuencia. Las reservas de control terciario (o *minute reserve*) poseen un periodo de subasta diario, tiempo de respuesta de 15 minutos y activación automática por medio de una lista de orden de mérito (*Merit Order List Server*) (Regelleistung, 2015).

El proceso de determinación del requerimiento de reservas de control en el mercado alemán se basa en lo siguiente:

- Reserva Primaria: el tamaño de esta reserva es acordado anualmente entre los TSOs de Europa Continental. Se basa en la necesidad total de más o menos 3.000 MW para el área sincronizada dividida por la cantidad de TSOs en proporción con la cantidad anual regulada (Regelleistung, 2016).

- Reserva Secundaria y Terciaria: los 4 TSOs estiman de manera conjunta el requerimiento que se debe mantener en toda el área alemana. Este proceso se basa en un enfoque probabilístico verificado por expertos bajo las órdenes de la FNA (*Federal Network Agency*). Cada cuarto de hora, el requerimiento para el próximo cuarto se estima en base a los últimos 4 cuartos. Para lo anterior, se toman en cuenta los siguientes inputs (Regelleistung, 2016):

- Fallas de plantas generadoras en base a la probabilidad estadística de *blackout* por tipo de planta (se consideran plantas de 100 MW o más).

- Variaciones en la carga.

- Cambios de calendario, considerando calendarios fronterizos acordados por los TSOs y otros países.

- Errores de pronóstico, considerando el promedio de la necesidad real de reservas de control en las cuatro áreas de control.

H. Chile

En Chile existen dos sistemas interconectados relevantes, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), los que se rigen por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio que regulariza las reservas operacionales y su cuantificación. En esta norma se definen los siguientes tipos de reservas (CNE, 2016):

- (i) Reserva en giro: margen disponible que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. Esta reserva incluye el aporte que pueden hacer los equipos de compensación de energía activa.

- (ii) Reserva primaria: reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del Sistema Interconectado (SI).

- (iii) Reserva secundaria: reserva programada en unidades generadoras que no participan del Control Primario de Frecuencia. Esta reserva está destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de operación del SI (CNE, 2016).

En dicha norma, se define como Control Primario de Frecuencia (CPF) a la “acción de control ejercida por los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y equipos de compensación de energía activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia” (CNE, 2016). Por otra parte, el concepto de Control Secundario de Frecuencia (CSF) se refiere a la “acción manual o automática destinada a corregir la

desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin” (CNE, 2016).

El proceso de determinación de las reservas operacionales se basa en la realización del “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” en manos de la Dirección de Operaciones (DO) del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) de cada SI. La realización de este estudio debe tener periodicidad mínima anual y tiene por objeto efectuar la verificación del cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) a través de:

e) La definición de los requerimientos de reservas para el CPF y CSF necesarias para cumplir con los estándares mencionados.

f) La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y CSF.

g) La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia y la cantidad de recursos para el mismo.

h) La aplicación de correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

Este estudio se debe realizar evaluando el mínimo porcentaje de reserva requerido para el CPF, es decir, aquel porcentaje que permite evitar la pérdida de control del Sistema Interconectado ante la imposibilidad de responder a tiempo para controlar las desviaciones de la frecuencia nominal (CNE, 2016). El estudio deberá incluir al menos las siguientes consideraciones:

(i) Uso de un modelo probabilístico para simulación de fallas de las instalaciones del SI y las variaciones intempestivas de demanda.

(ii) Cálculo del Costo de Falla de Corta Duración y el costo de operación correspondiente al nivel de reserva considerado.

(iii) Repetición del cálculo para diferentes niveles de reserva, calculando en cada caso los costos mencionados anteriormente. Cuanto mayor sea la reserva, mayor será la desviación del despacho óptimo sin reserva y mayor el costo de

operación resultante, pero menor el Costo de Falla de Corta Duración.

(iv) Con los resultados obtenidos, se debe construir una curva que relacione los distintos niveles de reserva para CPF, con el incremento en el costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.

(v) Con todo lo anterior, se determina el nivel óptimo de reserva para CPF, expresado como un porcentaje de la capacidad de las unidades generadoras, será aquel para el cual el costo total sea mínimo, es decir, que minimice la suma del costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.

En el Estudio se determinará la reserva óptima para el CPF y la DO deberá evaluar la conveniencia de asignar ese porcentaje de reserva de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando del CPF, o bien, distribuirlo en un conjunto restringido de unidades generadoras del SI (CNE, 2016).

La reserva para el CSF será establecida por la DO en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables. Además, se realizará un estudio para plan de defensa contra contingencias extremas, que tendrá que ser realizado al menos cada 4 años (CNE, 2016).

La Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio revisada es común para el SIC y el SING y constituye la exigencia mínima para la determinación de las reservas operacionales. Los procesos específicos que siguen los sistemas SING y SIC se pueden observar en el Apéndice A. Como se puede ver en dicho apéndice, los procesos son muy similares pero difieren mayormente en los programas de simulación que son utilizados para cada etapa.

I. Comparación de funcionamiento de mercados revisados

De la revisión anterior, se puede concluir que en general se prefiere un enfoque determinístico para la aplicación práctica del *Unit Commitment* debido a la dificultad que supone aplicar modelos más exactos como el estocástico. Algunos mercados como CAISO, MISO, NYISO e ISO-NE han amplificado su estudio de reservas operacionales mediante la aplicación de un enfoque determinístico evaluado en escenarios, mediante el

Security Constrained Unit Commitment. A esto se agrega Chile que también exige la utilización de un modelo probabilístico para el análisis de reservas en ambos sistemas interconectados.

En cuanto a los recursos considerados como elegibles para proveer reservas operacionales, se observan diferencias entre los mercados, sin embargo, existe una tendencia reciente hacia la inclusión de un mayor número de recursos, incluyendo por ejemplo la respuesta de demanda y recursos no sincronizados tanto internos como externos, provenientes de otros sistemas eléctricos.

Se observó que los mercados utilizan pronósticos de generación eólica y solar e información de las condiciones del tiempo para el período de tiempo estudiado en la cuantificación de reservas operacionales. Estos pronósticos de generación eólica en general (PJM, CAISO, NYISO, ISO-NE y ERCOT) son comprados a proveedores externos, a excepción de MISO que realiza pronósticos propios utilizando fuentes de información meteorológica externa. Además, en Chile se exige que cada planta de generación eólica entregue pronósticos eólicos para su utilización en el proceso de determinación de reservas operacionales. En la siguiente tabla se presenta una compilación de los aspectos más importantes de la revisión anterior.

TABLA I
CUADRO COMPARATIVO DE MERCADOS INTERNACIONALES Y RESERVAS OPERACIONALES.
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

ME RCADO	MODELO UC UTILIZADO	RECURSOS CONSIDERADOS	TIEMPOS DE RESPUESTA	PRONÓSTICO EÓLICO
PJM	DETERMINÍSTICO EN BASE A CONTINGENCIAS	RESPUESTA DE DEMANDA Y RECURSOS NO SINCRONIZADOS ADICIONAL A RESERVAS EN GIRO	30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
CAISO	SCUC	RESERVA EN GIRO Y NO EN GIRO	20 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
MISO	SCUC	RESPUESTA DE DEMANDA Y RECURSOS NO SINCRONIZADOS ADICIONAL A RESERVAS EN GIRO	5 MINUTOS	REALIZA PRONÓSTICO PROPIO
NYISO	SCUC	RESERVA EN GIRO Y NO EN GIRO	10 Y 30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
ISO-NE	SCUC	RESERVA EN GIRO Y NO EN GIRO	30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO

ERCOT	DETERMINÍSTICO EN BASE A CONTINGENCIAS	RESERVA EN GIRO Y RECURSOS DE CARGA	10 Y 30 MINUTOS	COMPRADO A PROVEEDOR EXTERNO
ALEMANIA	MODELO PROBABILÍSTICO	RESPUESTA DE DEMANDA Y RECURSOS NO SINCRONIZADOS ADICIONAL A RESERVAS EN GIRO	5 Y 15 MINUTOS	RESPONSABILIDAD DE CADA OPERADOR DE TRANSMISIÓN
CHILE	ANÁLISIS DE ESCENARIOS Y REQUERIMIENTO DETERMINÍSTICO	RESERVA EN GIRO	INSTANTÁNEA Y 15 MINUTOS	CADA GENERADOR EÓLICO ENTREGA PROPIO PRONÓSTICO DE GENERACIÓN EÓLICA

IV. CONCLUSIONES

El concepto de reservas operacionales cambia de un mercado a otro y además es dinámico en el tiempo, ya que responde a las condiciones de cada mercado eléctrico y de las tecnologías de generación predominantes en ellos. Estas tecnologías han evolucionado considerablemente en la última década, especialmente por la irrupción eólica y más recientemente por la revolución solar fotovoltaica, las que obligan a revisar el concepto de las reservas y su cuantificación, motivando este trabajo.

En el mundo existen principalmente dos clasificaciones para las reservas, la norteamericana y la europea. La primera, comúnmente distingue 5 categorías principales de reserva de acuerdo a su función: reservas de respuesta de frecuencia, reservas de regulación, reservas de rampa, reservas de seguimiento de carga y reservas suplementarias (NREL, 2010). Por su parte, la clasificación europea distingue sólo 3 tipos de reservas de acuerdo a la velocidad de respuesta del recurso: reservas primarias, secundarias y terciarias (ELIA, 2016).

De acuerdo a lo anterior, se consideran como reservas operacionales a las reservas de rampa y de seguimiento de carga, según la clasificación norteamericana, y a las reservas secundarias y parte de las reservas terciarias, según la clasificación europea. Las reservas suplementarias forman parte de las reservas terciarias, bajo la clasificación europea, y no son consideradas como reservas operacionales debido a que su objetivo es restaurar el nivel de reservas previo a la ocurrencia de algún evento o incidencia (NREL, 2010).

Por el contrario, los recursos de respuesta más rápida normalmente no son considerados como reservas operacionales. Es por ello que las reservas de respuesta de frecuencia y las reservas de

regulación, bajo la definición norteamericana, o las reservas primarias, bajo la definición europea, no son consideradas reservas operacionales. La exclusión anterior considera también los recursos de respuesta automática de generación (*Automatic Generation Control* o AGC), cada día más necesarios para la operación segura de los sistemas de potencia.

Además, existe variedad en cuanto a los distintos recursos que son elegibles para proveer reservas operacionales en cada mercado. En general, se consideran como reservas operacionales a las *spinning reserves*, o reservas en giro, siendo esta definición una de las más utilizadas en la literatura científica (Yuan, Ji, Zhang, Tian, & Hou, 2014; Zhang, Wang, Zhang, Feng, Cao, & Zhang, 2014; Saravanan, Vasudevan, & Kothari, 2014). Otros autores incluyen además otros recursos como las reservas no en giro que corresponden a la capacidad instalada que puede ser iniciada y sincronizada dentro de 15 a 30 minutos (Wang & Hedman, 2015; Reddy, Bijwe, & Abhyankar, 2015). Actualmente, se ha agregado además la respuesta de demanda, tanto en la práctica internacional como en la investigación académica, siendo esta definición la nueva tendencia observada en varios de los mercados internacionales revisados (Sahebi & Hosseini, 2014).

Se revisaron los mercados eléctricos PJM, CAISO, MISO, NYISO, ISO-NE, ERCOT, Alemania y Chile cubriendo los principales mercados norteamericanos y una experiencia latinoamericana y europea. Se concluye que existe gran diversidad en el momento o en la antelación con que se realiza la cuantificación de las reservas operacionales. Este análisis se puede llevar a cabo tanto en el corto plazo, en procesos de operación del sistema (*hour-ahead* o *day-ahead*), como en el más largo plazo, en procesos de planificación (anual o estacional). La mayoría de estos mercados cuantifican las reservas operacionales en procesos de operación: de manera diaria en el mercado *day-ahead*, como PJM, CAISO, NYISO y ERCOT, cada cuarto de hora, como Alemania, o hasta dos días antes del día operativo, como MISO. Los mercados que solucionan este problema en etapas de planificación, considerando horizontes más largos, son Chile (una vez al año) e ISO-NE (dos veces al año: invierno y verano). Cabe destacar además que MISO realiza estudios mensuales, complementarios a los de *day-ahead*.

El enfoque determinístico es el más usado (por sobre el estocástico) para la cuantificación de reservas operacionales, basado normalmente en la

peor contingencia ocurrida. Esto se debe a la limitada cantidad de información disponible al momento de realizar la cuantificación, lo que impide una caracterización detallada de las incertidumbres del sistema (Liu & Tomsovic, 2015). Además se prefiere este enfoque por su simpleza y rapidez, en contraste a la dificultad y costo computacional que implica aplicar un modelo estocástico.

El modelo determinístico utiliza sólo el pronóstico central, sin considerar que debido a la gran penetración de energías de variables existe una alta probabilidad de desviarse considerablemente del pronóstico esperado de generación eólica. Por el contrario, el modelo estocástico incorpora varios escenarios de generación ponderados por sus probabilidades de ocurrencia, además del pronóstico central, para considerar la variabilidad propia del recurso eólico, solar y otros en el estudio de la cuantificación de las reservas operacionales de forma más exacta y segura (Pinto, Carvalho, Sumaili, Pinto, & Miranda, 2015).

Algunos mercados como CAISO, MISO, New York ISO e ISO-NE han aplicado un enfoque determinístico, pero evaluando varios escenarios, mediante el *Security Constrained Unit Commitment*, para mejorar la exactitud de las soluciones encontradas y acercarse a optimizar la operación de la red. Además Chile exige a sus dos sistemas interconectados, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), la aplicación de un simple modelo probabilístico para el análisis de las reservas, que pretende estimar los costos operacionales esperados bajo distintos niveles de reserva. Sin embargo, la limitada caracterización de las incertidumbres no asegura precisión en la cuantificación de las reservas operacionales.

Además, se observó que en los mercados estudiados existen diferencias en cuanto a la definición de recursos elegibles para proveer reservas operacionales. En este aspecto, recientemente varios han comenzado a incorporar nuevos recursos como la respuesta de demanda y recursos no sincronizados. Algunos de estos mercados son PJM, MISO, ISO-NE, ERCOT y Alemania.

En la mayoría de los mercados analizados, se incorpora la incertidumbre en la generación renovable como eólica y solar por medio de pronóstico de generación, en general comprados a proveedores externos, y mediante la incorporación

de información meteorológica al estudio de las reservas operacionales. En este aspecto, MISO presenta una excepción debido que confecciona su propio pronóstico de generación eólica. Asimismo, Chile se destaca negativamente al exigir a cada generador eólico la entrega de pronósticos de generación, lo que resulta en pronósticos inconsistentes y sesgados.

REFERENCIAS

- Zhang, N., Kang, C., Xia, Q., Ding, Y., Huang, Y., Sun, R., et al. (2015). A convex model of risk-based unit commitment for day-ahead market clearing considering wind power uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30 (3), 1582-1592.
- Vieira, B., Viana, A., Matos, M., & Pedroso, J. (2016). A multiple criteria utility-based approach for unit commitment with wind power and pumped storage hydro. *Electric Power Systems Research*, 131, 244-254.
- Uckun, Botterud, & Birge. (2015). An improved stochastic unit commitment formulation to accommodate wind uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP (99), 1-11.
- Kalantari, A., & Galiana, F. (2015). Generalized sigma approach to unit commitment with uncertain wind power generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 65, 367-374.
- Dvorkin, Y., Pandzic, H., Ortega-Vazquez, M., & Kirschen, D. (2015). A hybrid stochastic/interval approach to transmission-constrained unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30 (2), 621-631.
- Pinto, R., Carvalho, L., Sumaili, J., Pinto, M., & Miranda, V. (2015). Coping with wind power uncertainty in unit commitment: a robust approach using the new hybrid metaheuristic DEEPSO. *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, 1-6.
- Liu, G., & Tomovic, K. (2015). Robust unit commitment considering uncertain demand response. *Electric Power Systems Research*, 119, 126-137.
- NREL. (2010). *Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison*. Retrieved 2016, from NREL: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49019.pdf>
- ELIA. (2016). *Ancillary Services*. Retrieved 2016, from ELIA: <http://www.elia.be/en/products-and-services/ancillary-services>
- Gorjiev, B., Kancev, D., Cepin, M., & Volkanovski, A. (2015). Multi-objective unit commitment with introduction of methodology for probabilistic assessment of generating capacities availability. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 37, 236-249.
- Yuan, X., Ji, B., Zhang, S., Tian, H., & Hou, Y. (2014). A new approach for unit commitment problem via binary gravitational search algorithm. *Applied Soft Computing*, 22, 249-260.
- Zhang, Y., Wang, B., Zhang, M., Feng, Y., Cao, W., & Zhang, L. (2014). Unit Commitment considering effect of load and wind power uncertainty. *2014 IEEE Workshop on Advanced Research and Technology in Industry Applications (WARTIA)*, 1324-1328.
- Saravanan, B., Vasudevan, E., & Kothari, D. (2014). Unit Commitment problem solution using invasive weed optimization. *Electrical Power and Energy Systems*, 55, 21-28.
- Wang, F., & Hedman, K. (2015). Dynamic Reserve Zones for Day-Ahead Unit Commitment with Renewable Resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30 (2), 612-620.
- Reddy, S., Bijwe, P., & Abhyankar, A. (2015). Optimum day-ahead clearing of energy and reserve markets with wind power generation using anticipated real-time adjustment costs. *Electric Power and Energy Systems*, 71, 242-253.
- Rejc, Z., & Cepin, M. (2014). Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources. *Electrical Power and Energy Systems*, 62, 654-664.
- Sahebi, M., & Hosseini, S. (2014). Stochastic security constrained unit commitment incorporating demand side reserve. *Electrical Power and Energy Systems*, 56, 175-184.
- CNE. (2016, Enero). *Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio*. Retrieved Marzo 2016, from www.cne.cl: http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_Enel6.pdf
- PJM. (2016). *About PJM*. Retrieved Marzo 10, 2016, from [pjm.com](http://www.pjm.com/about-pjm.aspx): <http://www.pjm.com/about-pjm.aspx>
- PJM. (2015, Abril 9). *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Revision: 754*. Retrieved Agosto 2015, from [PJM.com](http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11-redline.ashx): <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11-redline.ashx>
- CAISO. (2015, Julio 6). *Business Practice Manual for Market Operations*. Retrieved Agosto 2015, from [CAISO.com](http://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V44_redline.pdf): http://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V44_redline.pdf
- CAISO. (2014, Septiembre 26). *Business Practice Manual for Managing Full Network Model*. Retrieved Agosto 2015, from [CAISO.com](http://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Managing%20Full%20Network%20Model/BPM_Managing_FNM_V6_Redline.pdf): http://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Managing%20Full%20Network%20Model/BPM_Managing_FNM_V6_Redline.pdf
- MISO. (2015, Marzo 1). *Energy and Operating Reserve Markets Business Practices Manual*. Retrieved Septiembre 2015, from [misoenergy.org](https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178): https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178
- MISO. (2014, Febrero 4). *Energy and Operating Reserve Market Business Practice Manual. Attachment A: Market Optimization Techniques*. Retrieved Septiembre 2015, from [misoenergy.org](https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178): https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=19178
- MISO. (2014, Septiembre 18). *Forecast Engineering Business Practices Manual*. Retrieved Septiembre 2015, from [misoenergy.org](https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=162891): https://www.misoenergy.org/_layouts/MISO/ECM/Redirect.aspx?ID=162891
- NYISO. (2016, Febrero). *Day-Ahead Scheduling Manual*. Retrieved Marzo 2016, from [nyiso.com](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/dayahd_sched_mnl.pdf): http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/dayahd_sched_mnl.pdf
- NYISO. (2013, Septiembre). *Load Forecasting Manual*. Retrieved Agosto 2015, from [nyiso.com](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Planning/load_fcst_mnl.pdf): http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Planning/load_fcst_mnl.pdf
- NYISO. (2016, Febrero). *Ancillary Services Manual*. Retrieved Marzo 2016, from [nyiso.com](http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/ancserv.pdf): http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/ancserv.pdf

ERCOT. (2015, Noviembre 1). *ERCOT Nodal Protocols. Section 4: Day-Ahead Operations*. Retrieved Diciembre 2015, from

http://www.ercot.com/content/wcm/current_guides/53528/04_110115_Nodal.doc: ercot.com

ERCOT. (2015, Enero 1). *ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements*. Retrieved Diciembre 2015, from ercot.com: <http://www.ercot.com/content/mktinfo/dam/kd/ERCOT%20Methodologies%20for%20Determining%20Ancillary%20Service.zip>

ISO-NE. (2014, Diciembre 3). *Forward Reserve Manual*. Retrieved Octubre 2015, from iso-ne.com: http://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2014/12/m_36_forward_reserve_revision_19_12_03_14.doc

ISO-NE. (2015). *Day-ahead energy markets*. Retrieved Octubre 2015, from iso-ne.com: http://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2015/05/08_wem101_apr_2015_day_ahead_markets.pdf

Regelleistung. (2016). *Market for control reserve in Germany*. Retrieved Diciembre 2015, from regelleistung.net: <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information.jsessionid=46A55030253602394C5EA5AA56D18219>

Regelleistung. (2015). *Common tendering for primary control reserve*. Retrieved Diciembre 2015, from Regelleistung.net: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl?lang=en>

Regelleistung. (2016). *Determination of the required secondary control reserve and minute reserve*. Retrieved 2015, from <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark?lang=en>

ELIA. (2008). *Tertiary production reserve: a solution to major imbalances and congestion*. Retrieved from elia.be: http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S3_F_RES_TERT_PROD.pdf

CDEC-SIC. (2015, Mayo). *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Informe Preliminar*. Retrieved Marzo 2016, from CDEC-SIC: <http://www.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/2014/06/Estudio-CFyDR-Preliminar-2015.pdf>

CDEC-SING. (2016, Febrero 26). *Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Informe año 2015*. Retrieved Marzo 2016, from CDEC-SING: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_reg_estudios_pub.baja_archivo?p_id_publica=441

Bloomberg New Energy Finance. (2013, Abril 22). *Strong Growth for Renewables Expected Through to 2030*. Retrieved Junio 2016, from Bloomberg New Energy Finance: <http://about.bnef.com/press-releases/strong-growth-for-renewables-expected-through-to-2030/>

PJM. (2014). *2015 Day-Ahead Scheduling Reserve Requirement*. Retrieved from PJM.com: <https://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/oc/20141007/20141007-item-19-2015-dasr-presentation.ashx>

Dvorkin, Y., Ortega-Vazquez, M., & Kirschen, D. (2015). Wind generation as a reserve provider. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9 (8), 779-787.

Regelleistung. (n.d.). *General information on control reserve - technical aspects*. Retrieved Diciembre 2015, from Regelleistung.net.

PJM. (2014). *2015 day-ahead scheduling reserve requirement*. Retrieved from PJM.com: [\[groups/committees/oc/20141007/20141007-item-19-2015-dasr-presentation.ashx\]\(https://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/oc/20141007/20141007-item-19-2015-dasr-presentation.ashx\)](https://www.pjm.com/~media/committees-</p></div><div data-bbox=)



David Watts es Ingeniero Civil Industrial Eléctrico y Magíster en Ciencias de la ingeniería en la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC) en 1998. Además es M.Sc. Master in Applied Economics y Ph.D. de The University of Wisconsin-Madison en Estados Unidos (2004, 2006 y 2007). Ahora es profesor asistente del Dpto. de Ingeniería Eléctrica de la PUC, donde investiga en redes y medición inteligente, integración de energía eólica y planificación energética, regulación y mercados.



Javiera Ortega es estudiante de Magíster en Ciencias de la Ingeniería e Ingeniería Civil Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC). Además, es Licenciada en Ciencias de la Ingeniería en la PUC (2015). Sus intereses son los aspectos técnicos y económicos de la integración de energía renovable y la operación y planificación de los sistemas eléctricos.

APÉNDICE

Apéndice A: Diagramas de flujo para determinación de reservas para CPF en sistemas SING y SIC.
Fuente: elaboración propia en base a (CDEC-SIC, 2015; CDEC-SING, 2016)

