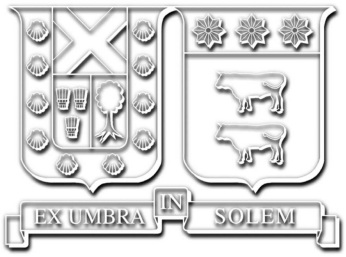
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Evaluación sistémica del ingreso de centrales eólicas en la operación de corto plazo de un sistema eléctrico de potencia

Javier Andrés Toro Cabrera

2015

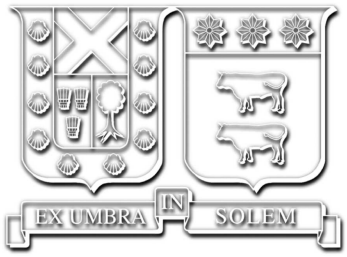
Requisito parcial para obtener el grado de:
Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Profesores guía:
Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)
Dr. Víctor Hinojosa Mateus (UTFSM)

Examinador externo:
Dr. Guillermo Gutiérrez Alcaraz (I.T. de Morelia)

Valparaíso, Agosto 2015.

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



Evaluación sistémica del ingreso de centrales eólicas en la operación de corto plazo de un sistema eléctrico de potencia

Javier Andrés Toro Cabrera

2015

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

"Desafiate constantemente y al final del día entenderás que los límites no existen."
— JTC.

Agradecimientos

Me gustaría agradecer en primer lugar a Dios, quien me dió la oportunidad de vivir y llegar hasta acá, de seguro me tiene preparado muchos más desafios a lo largo del camino de la vida. Luego me gustaría agradecer a todos aquellos quienes ayudaron a mi formación tanto académica como personal; familia, amigos, profesores, compañeros y funcionarios.

Una vez dicho lo anterior, me gustaría expresar mi gratitud hacia mi profesor guía, Esteban Gil, quién de seguro no tuvo la mejor impresión de mí en un comienzo (con razones justificadas) pero que a lo largo del tiempo le pude demostrar que me podía transformar en un buen estudiante. Muchas gracias por darme una oportunidad de trabajar junto a usted, por todo el tiempo que invirtió en mí escuchándome y haciendo observaciones a mi trabajo.

Doy las gracias al profesor Victor Hinojosa, quién cuando era un novel estudiante de cuarto año, motivó mi interés en el área de sistemas de potencia, y hoy es también mi profesor guía. Muchas gracias por las enseñanzas recibidas y por las discusiones que tuvimos y que no estuvieron ligadas solo a este trabajo.

También quiero dar las gracias al profesor Guillermo Gutiérrez, quién sin dudarlo, aceptó ser mi examinador. Muchas gracias por los aportes realizados a este trabajo.

No puedo terminar de agradecer a los profesores sin nombrar al profesor Sergio Fuentes (QEPD), quién desde el comienzo de mi formación en el área de la Ingeniería Eléctrica siempre me motivó a aprender un poco más. También quiero agradecer a Don Nelson Leiva, quién siempre compartió sus experiencias conmigo y siempre también fue un gran consejero. A Don Julián Bustos, quién también compartió mucho sus experiencias conmigo, sobre todo cuando fui presidente de la rama estudiantil del IEEE. Si es que tengo alguna capacidad de negociar, es gracias a él. Al profesor Hector Pulgar, quién sin ser el guía de mi memoria, es mi tutor dentro del magíster, y con él pude compartir conversaciones más distendidas sobre otras áreas. También quiero agradecer al profesor Jorge Juliet, quién además de enseñarme a estimar el área de máquinas y accionamientos (faltó mucho para amarlas), me dejó una gran lección de vida. Finalmente quiero agradecer a Jeanet, Omar, Juanito, Tenorio y a los pañoleros jóvenes con quién siempre pude compartir de forma grata.

Quiero darle las gracias de todo corazón a mi pareja Cecilia. Ella sabe que desarrollando este trabajo muchas veces pasé por altibajos, sin embargo, siempre estuvo ahí para acompañarme y subir el ánimo. Si es que estoy entregando este trabajo hoy, en gran parte es gracias a ti.

Muchas gracias a toda mi familia, quienes me han inculcado los valores que me han llevado hasta acá. A mis padres Leopoldo y Mirtha, el primero me enseñó que con esfuerzo y humildad todo es posible; gracias también mamá por soportarme y preparar siempre las cosas necesarias para que pudiera tener un buen desempeño. Gracias a mis hermanos; Pablo, Leopoldo e Ignacio. Al ser el tercero de cuatro hijos pude aprender mucho

de los dos primeros, pero también de la sencillez de mi hermano menor. A mis sobrinos Gabriel, Matías, Catalina, Maximiliano y el pequeño Benjamin. Siempre que los veo llenan de alegría mi corazón. A mis cuñadas Denisse y Carolina; Denisse tu sabes que eres como mi hermana mayor, muchas gracias por todo tu apoyo y cariño. Carolina, gracias por aceptarme en vuestro hogar las veces que lo requerí y tratarme con mucho cariño. También darle las gracias a mi abuela (QEPD), quién me cuidó desde pequeño y siempre se preocupó por mí, de seguro ella presenciará mi examen desde el cielo. No puedo olvidar a la tía Isolina quién alegra todas las mañanas con sus bromas.

No puedo terminar los agradecimientos sin también agradecer a mis compañeros. En primer lugar me gustaría agradecer a mis compañeros de colegio, con quienes hemos podido mantener el contacto hasta el día de hoy. A mis compañeros de universidad, los 2723 (también a los plan común y los que llegaron de Santiago), con quienes pasé gran tiempo de mi vida universitaria y me enseñaron a estudiar y no conformarme con lo mínimo. A los amigos que tuve dentro de la rama estudiantil del IEEE, y a la rama en sí que me ayudó a complementar mis habilidades técnicas. A mis amigos del centro de alumnos, durante los períodos que permanecí en él. Muchas gracias por la confianza. Y a todos los compañeros que formé al ir avanzando en los años de universidad como Aura, Raúl, Simón, Robin, Ignacio, JP, entre tantos otros.

Finalmente, me gustaría agradecer al proyecto basal FB0008 "*Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering (AC3E)*" y al proyecto Fondecyt 1151270 "*Power systems capacity expansion planning under uncertainty*".

GRACIAS TOTALES

PD: Son las mismas palabras que incluí en mi memoria, sin embargo, debido a los reclamos procedo a nombrar a mis compañeros de universidad (en orden alfabético): Andrés, Brillo, Cesarillo, Chicote, Chungo, Caco, Don Nelson, JPilsen, Joaco, Katan, Loco Jano, Mami, Margarita, Moncho, Mono, Morales, Mr. Downing, Oba-Oba, Oscarillo, Pelao, Pelao Nacho, Pelao Raúl, Pizarro, Rubens, Saico, Ticuna, Tijo, Toreke, Willy.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos III

Índice de Figuras VI

Índice de Tablas VIII

Resumen 1

Abstract 3

1. Introducción 5
- 1.1. Objetivos . . . 7
  - 1.1.1. Objetivo principal . . . 7
  - 1.1.2. Objetivos específicos . . . 7
- 1.2. Estructura del trabajo . . . 8

2. Estado del arte 9
- 2.1. Predespacho . . . 9
- 2.2. Suficiencia de un sistema eléctrico de potencia . . . 12
- 2.3. Evaluación de requerimientos de reservas en el predespacho . . . 15
- 2.4. Técnicas de predicción . . . 16

3. Fundamentos teóricos 19
- 3.1. Operación de corto plazo de los SEP . . . 19
- 3.2. Programación estocástica . . . 19
- 3.3. Método de Monte Carlo . . . 22
- 3.4. Series de tiempo . . . 22
  - 3.4.1. Ruido blanco . . . 23
  - 3.4.2. Componentes de una serie temporal . . . 23
  - 3.4.3. Autocorrelación . . . 23
- 3.5. Modelos de pronóstico . . . 24
  - 3.5.1. Modelos de persistencia . . . 24
  - 3.5.2. Modelos Autoregresivos AR(p) . . . 24
  - 3.5.3. Modelos Media Móvil MA(q) . . . 25
  - 3.5.4. Modelos Autoregresivos de Media Movil ARMA(p,q) . . . 25
  - 3.5.5. Modelo Autoregresivo Integrado de Media Móvil ARIMA (p,d,q) . . . 25
  - 3.5.6. Modelo Estacional Autoregresivo Integrado de Media Móvil SARIMA $(p,d,q)(P,D,Q)_s$ . . . 26
  - 3.5.7. Criterio de Información de Akaike (AIC) . . . 26

3.5.8. Protocolo de identificación de modelos a partir de los pasos de Box-Jenkins . . . 26
3.6. Característica potencia-velocidad de un parque eólico . . . 27
3.7. Reservas en un Sistema Eléctrico de Potencia . . . 28
3.7.1. Uso de reservas en estudios de sistemas eléctricos con energía eólica 30
3.8. Emisiones de gases contaminantes . . . 31
3.9. Suficiencia en un Sistema Eléctrico de Potencia . . . 32
3.10. Cálculo del *Effective Firm Capacity* . . . 33
3.11. Aportes propuestos en esta tesis . . . 34

4. Metodología 36
4.1. Obtención y procesamiento de datos eólicos . . . 36
4.1.1. Ajuste a modelo de Box-Jenkins . . . 37
4.1.2. Creación de perfiles sintéticos . . . 37
4.1.3. Transformación potencia-velocidad . . . 37
4.1.4. Reducción de escenarios . . . 37
4.2. Resolución del predespacho y despacho económico de carga . . . 38
4.2.1. Resolución del predespacho considerando restricciones operacionales 38
4.2.2. Resolución del despacho económico de carga . . . 39
4.3. Caso de estudio: RTS-79 . . . 39
4.3.1. Resolución del problema, restricciones y supuestos generales . . . 41
4.4. Análisis conducidos . . . 44
4.4.1. Convergencia del modelo basado en el esquema de Monte Carlo al modelo HL-1 . . . 44
4.4.2. Evaluación sistémica de un SEP considerando incertidumbre en la generación eólica y en las salidas forzadas de las unidades generadoras 45
4.4.3. Determinación del EFC . . . 46
4.4.4. Determinación del *Operative Effective Firm Capacity* . . . 47
4.4.5. Evaluación de requerimientos de reserva en giro fijos y dinámicos para estudios que modelen incertidumbre de generación intermitente y de salida forzada de generadores . . . 48

5. Resultados 49
5.1. Datos eólicos . . . 49
5.1.1. Comportamiento datos eólicos . . . 49
5.2. Convergencia de modelo basado en la simulación de Monte Carlo al modelo HL-1 . . . 53
5.3. Evaluación sistémica del ingreso de energía eólica para distintos niveles de penetración eólica. . . . 57
5.4. Análisis de sensibilidad: variación en el nodo de conexión de la central eólica, variación de tiempos mínimos de encendido y apagado, variación de rampas de toma de carga de generadores y variación en precios de combustibles. . . . 70
5.5. Determinación y comparación del valor de capacidad de las centrales eólicas. 84
5.5.1. Cálculo del *Operative Equivalent Firm Capacity* basado en $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$. . . . 84
5.5.2. Comparación de valor de capacidad entre modelo HL-1 y HL2 . . . 88
5.5.3. $OEFC_{FO}$ y $OEFC_{CO_2}$ . . . 89

5.5.4. Comparación de métricas basadas en modelo HL-2 91

6. Conclusiones **93**

Apéndices **98**

A. Formulación del predespacho de forma estocástica. **98**

B. Acerca de PLEXOS **102**
B.1. Algoritmos en PLEXOS 103
B.2. Incorporación de la red de transmisión 103
B.3. Criterio de convergencia 103

C. Elección de reserva óptima. **104**

Bibliografía **111**

Índice de Figuras

2.1. Estructura jerárquica de un sistema eléctrico de potencia. 13

3.1. Característica potencia-velocidad para aerogenerador y parque eólico. . . 29

4.1. Esquema de metodología de simulación. 40
4.2. Sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE (RTS-79). 41

5.1. Boxplot horario velocidad de viento central ubicada en el Interior. 49
5.2. Boxplot horario potencia eólica Interior. 51
5.3. Perfil eólico real y escenarios, Día 01/01. 52
5.4. Convergencia Monte Carlo a medida que aumentan la cantidad de muestras. 54
5.5. Boxplot convergencia Monte Carlo. 54
5.6. Generación de centrales eólicas para distintos niveles de penetración eólica. 57
5.7. $LOWE_{OP}$ para distintos niveles de penetración eólica. 57
5.8. Congestión del sistema de transmisión para distintos niveles de penetración eólica. 57
5.9. Promedio horario de generación eólica para distintos niveles de penetración eólica. 57
5.10. Generación de centrales de primera etapa. 59
5.11. Generación de centrales de segunda etapa. 59
5.12. Reserva en giro de centrales de primera etapa. 60
5.13. Reserva en giro de centrales de segunda etapa. 60
5.14. Costos anuales de encendido/apagado centrales primera etapa. 61
5.15. Costos anuales de encendido/apagado centrales de segunda etapa. 61
5.16. Emisiones de CO_2 para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho. 62
5.17. Costos de generación de centrales de primera etapa. 63
5.18. Costos de generación de centrales de segunda etapa. 63
5.19. Costo de operación del sistema. 64
5.20. $LOLE_{OP}$ del sistema para distintos niveles de penetración eólica. 65
5.21. $LOEE_{OP}$ del sistema para distintos niveles de penetración eólica. 65
5.22. $LOLE$ y $LOLE_{OP}$ (base propia) obtenido a través de modelo HL-1 y propuesto para distintos niveles de penetración eólica. 65
5.23. Variación marginal $LOLE$ y $LOLE_{OP}$ (base propia) para distintos niveles de penetración eólica. 67
5.24. Boxplot de $LOLE_{OP}$ para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho. 67
5.25. Boxplot de $LOEE_{OP}$ para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho. 68

5.26. Boxplot de costos de operación para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho. 68
5.27. Generación de centrales eólicas para distintos tipos de restricciones operacionales. 71
5.28. Loss of wind expectation para distintos tipos de restricciones operacionales. 71
5.29. Congestión del sistema de transmisión para distintos tipos de restricciones operacionales. 71
5.30. Generación de centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 72
5.31. Generación de centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 72
5.32. Reserva en giro de centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 73
5.33. Reserva en giro de centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 73
5.34. Costos anuales de encendido/apagado centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 74
5.35. Costos anuales de encendido/apagado centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 74
5.36. Emisiones de CO_2 para distintos tipos de restricciones operacionales. . . 75
5.37. Costos de generación de centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 75
5.38. Costos de operación de centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales. 75
5.39. Costo de operación del sistema para distintos tipos de restricciones operacionales. 76
5.40. $LOLE_{OP}$ para distintos tipos de restricciones operacionales. 77
5.41. $LOEE_{OP}$ para distintos tipos de restricciones operacionales. 77
5.42. $LOWE_{OP}$ (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista. 78
5.43. Emisiones de CO_2 (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista. 78
5.44. $LOEE_{OP}$ (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista. 79
5.45. $LOLE_{OP}$ (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista. 79
5.46. Costos de operación del sistema (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista. 81
5.47. Boxplot de $LOLE_{OP}$ para 2000MW de penetración eólica y tipos de resolución del predespacho. 82
5.48. Boxplot de $LOEE_{OP}$ para 2000MW de penetración eólica y tipos de resolución del predespacho. 82
5.49. Boxplot de costos de operación para 2000MW de penetración eólica y tipos de resolución del predespacho. 83
5.50. $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ en MW. 84
5.51. $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ en pu. 84
5.52. Perfil de potencia no servida. 85
5.53. Perfil de energía no servida con el aporte de la central de costo cero. . . . 86

5.54. Perfil de energía no servida con aporte de la central de costo cero hasta disminuir por vez primera el $LOLE_{OP}$. 86
5.55. $LOEE_{OP}$ y $LOLE_{OP}$ para distintos niveles de capacidad instalada de central de costo cero. 87
5.56. Perfil de potencia no servida. 87
5.57. Perfil de potencia no servida y de central de costo cero de 3MW. 88
5.58. Variación del $LOEE_{OP}$ y $LOLE_{OP}$ a medida que aumenta la capacidad instalada de la central de costo cero. 88
5.59. Comparación de métricas basadas en modelos HL-1 y HL-2. 89
5.60. $OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho en MW. 90
5.61. $OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho en pu. 90
5.62. Métricas OEFC para distintos niveles de penetración eólica en MW. . . . 91
5.63. Métricas OEFC para distintos niveles de penetración eólica en pu. 91

C.1. Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija. 104
C.2. Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva fija. 104
C.3. Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva dinámica. 105
C.4. Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva dinámica. 105
C.5. Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW). 106
C.6. Valor de la función objetivo, considerando resolución determinística del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW). 106
C.7. Congestión del sistema de transmisión para distintos niveles de reserva considerando resolución estocástica. 107
C.8. Congestión del sistema de transmisión para distintos niveles de reserva considerando resolución determinística. 107
C.9. $LOWE_{OP}$ para distintos niveles de reserva consideración resolución estocástica. 108
C.10. $LOWE_{OP}$ para distintos niveles de reserva consideración resolución determinística. 108
C.11. $LOLE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación estocástica. 108
C.12. $LOLE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación determinística. 108
C.13. $LOEE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación estocástica. 109
C.14. $LOEE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación determinística. 109

Índice de Tablas

3.1. Comportamiento típico de ACF y PACF frente a modelos de Box-Jenkins. 27
3.2. Factores de emisión por tecnología para distintos gases invernaderos [125]. 32

4.1. Generación instalada RTS-79. 40
4.2. Resumen de casos a evaluar en análisis 1. 45

5.1. Tabla de AIC para perfil de viento del Interior. 50
5.2. Probabilidad de ocurrencia de escenarios para perfil interior. 52
5.3. Resultados ajuste 53
5.4. Suficiencia y costos de operación sistema RTS-79. 55
5.5. Resultados adicionales de la operación del RTS-79 considerando salidas forzadas de las unidades generadoras. 55
5.6. Generación eólica (en GWh) para distintos niveles de penetración y resolución del predespacho. 58
5.7. $LOWE_{OP}$ (en GWh) para distintos niveles de penetración y resolución del predespacho. 58
5.8. Generación centrales de primera etapa (GWh) para distintos niveles de penetración eólica y distintos tipos de solución del predespacho. 59
5.9. Emisiones de CO_2 (en ton) para distintos niveles de penetración eólica y distintos tipos de solución del predespacho. 62
5.10. Costos de generación de las centrales de primera etapa (en $MMUSD$) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho. 63
5.11. Costos de generación de las centrales de segunda etapa (en $MMUSD$) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho. 64
5.12. Costos de operación (en $MMUSD$) para distintos niveles de penetración eólica y distintos tipos de solución del predespacho. 65
5.13. $LOLE_{OP}$ (en hrs) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho. 66
5.14. $LOEE_{OP}$ (en gwh) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho. 66
5.15. Variación porcentual de variables operacionales de interés de solución estocástica respecto a solución determinista. 69
5.16. $LOWE_{OP}$ de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad. 79
5.17. Emisiones de CO_2 de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad. 79
5.18. $LOEE_{OP}$ de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad. 80

5.19. $LOLE_{OP}$ de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad. 80
5.20. FO de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad. 81
5.21. $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ (en mw) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho. 84
5.22. $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ (en pu) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho. 85
5.23. $OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ (en mw) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho. 91
5.24. $OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ (en pu) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho. 91

C.1. Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija. 105
C.2. Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva fija. 105
C.3. Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva dinámica. 106
C.4. Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva dinámica. 106
C.5. Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW). 106
C.6. Valor de la función objetivo, considerando resolución determinística del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW). 106
C.7. $LOLE_{OP}$ considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija. 109
C.8. $LOLE_{OP}$ considerando resolución determinista del predespacho y reserva fija. 109
C.9. $LOEE_{OP}$ considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija. 110
C.10. $LOEE_{OP}$ considerando resolución determinista del predespacho y reserva fija. 110

Nomenclatura

$CDEC$	:	Centro de Despacho Económico de Carga.
$SING$	:	Sistema Interconectado del Norte Grande.
ACF	:	Función de Autocorrelación Simple.
$PACF$	:	Función de Autocorrelación Parcial.
$RMSE$	:	Raíz del Error Cuadrático Medio.
UC	:	Unit Commitment (pre despacho).
ED	:	Economic Dispatch (despacho).
AR	:	Autoregresivo.
MA	:	Media Móvil.
$ARMA$	:	Autoregresivo de Media Móvil.
$ARIMA$	:	Autoregresivo Integrado de Media Móvil.
$SARIMA$	:	Estacional Autoregresivo Integrado de Media Móvil.
SEP	:	Sistema Eléctrico de Potencia.
AIC	:	Criterio de Información de Akaike.
FOR	:	Forced Outage Rate (tasa de salida forzada).
$MTTR$	:	Mean Time To Repair (tiempo medio de reparación).
$EE.UU$	:	Estados Unidos.
UE	:	Unión Europea.
$LOLP$	:	*Loss of Load Probability* (probabilidad de pérdida de carga).
$LOLE$	:	*Loss of Load Expectation* (pérdida de carga esperada).
USE	:	*Unserved Energy* (energía no servida).
$LOEE$	:	*Loss of Energy Expectation* (pérdida de energía esperada).
$LOWE$	:	*Loss of Wind Expectation* (pérdida de viento esperada).
$ERNC$	:	Energía Renovable No Convencional.
EFC	:	*Effective Firm Capacity* (capacidad firme efectiva).
$OEFC$	:	*Operative Effective Firm Capacity* (capacidad operacional firme efectiva).
$IEEE$	:	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*.

Resumen

En este trabajo se estudia el aporte que pueden entregar las centrales eólicas a los sistemas eléctricos de potencia en la operación, desde el punto de vista de los costos de operación, costos de encendido y apagado, generación de tecnologías convencionales, disponibilidad de reserva en giro, emisiones de gases y suficiencia del sistema, en adelante evaluación sistémica de la energía eólica en la operación de corto plazo de los sistemas eléctricos de potencia. Lo anterior se realizará modelando con mayor detalle la operación de corto plazo, para distintos niveles de penetración eólica y de restricciones operacionales del parque generador y del sistema de transmisión.

El estudio se focaliza en este tipo de centrales debido que, a diferencia de las centrales convencionales, pueden presentar una fuerte variabilidad e incertidumbre de la disponibilidad del recurso primario. En la actualidad las metodologías para estudiar el impacto de la penetración eólica en la programación de corto plazo, se centran principalmente en tratar la incertidumbre del recurso eólico a través de una resolución determinista o estocástica del predespacho. Por otro lado, para evaluar la suficiencia de los sistemas eléctricos con penetración de energía eólica, se consideran modelos analíticos o computacionales.

A diferencia de la resolución determinística del predespacho, la cual debe tratar la incertidumbre del recurso eólico de forma implícita a través de uso de reserva en giro, la resolución estocástica permite tratar la incertidumbre de forma explícita a través de escenarios de generación eólica. Por otro lado, los modelos analíticos que permiten tratar con la suficiencia, son limitados desde el punto de vista de la cantidad de restricciones operacionales del sistema de potencia bajo estudio, tales como restricciones del sistema de transmisión, rampas de toma de carga, tiempos mínimos de encendido y apagado, *heat rate* (poder calorífico) de las centrales, entre otros. Empero, los modelos computacionales a la fecha solo han considerado uso de reserva en giro como medida preventiva ante la inminente salida forzada de algún generador.

Para evaluar sistémicamente el ingreso de energía eólica, esta tesis propone considerar un modelo computacional que permita modelar la incertidumbre del recurso eólico de forma implícita a través de la resolución estocástica del predespacho, para posteriormente utilizar un esquema de Monte Carlo para modelar las salidas forzadas de los generadores del sistema y la incertidumbre de la generación eólica. De este modo, se combinará la resolución del predespacho con un modelo computacional utilizado para evaluar la suficiencia de los sistemas eléctricos de potencia. Las pruebas computacionales se realizan en el sistema de pruebas RTS-76 del IEEE, en el cual será posible evaluar sistémicamente el ingreso de la energía eólica, para distintos niveles de penetración de este tipo de centrales y de restricciones del parque generador.

Cabe señalar que las métricas que actualmente permiten cuantificar el valor de ca-

pacidad de las centrales eólicas (aporte a la suficiencia al sistema), tanto para modelos analíticos como computacionales, se basan en la métrica de probabilidad de pérdida esperada (*Loss Of Load Expectation*, LOLE) del sistema. En esta tesis se propone una métrica basada en la pérdidas de energía esperada (*Loss Of Energy Expectacion*, LOEE) para obtener el valor de capacidad, la cual permite considerar de forma más adecuada las restricciones operacionales del sistema bajo estudio y la variabilidad del recurso renovable. La métrica propuesta se comparará con algunas de las métricas utilizadas en la actualidad.

Finalmente, se evaluará la cantidad de reserva óptima necesaria para tratar con la incertidumbre de las variables modeladas, la cual podrá tener un régimen estático (reserva fija durante todo el horizonte de evaluación) o dinámico (reserva variable hora a hora).

Los resultados de esta tesis resultarán de utilidad para aplicar nuevas políticas y consideraciones respecto al uso de energías renovables, cuantificando de forma sistémica sus efectos en la operación de corto plazo.

Abstract

This work studies the contribution of wind farms to power system operations from the point of view of operation costs, start/shut down costs, use of conventional energy sources, spinning reserve, gas emissions and system sufficiency, henceforth systemic evaluation of wind energy generation in short time operations. This evaluation has been conducted by modeling unit commitment and economic load dispatch in detail for different wind penetration levels and considering different operational constrains for the bulk power system.

The study focuses on wind farms because of their high variability and the uncertainties associated with their primary energy source.

This Thesis conducts the systemic evaluation of wind energy generation by two general approaches: Through the use of analytical methods and by computer simulation. While the analytic methods allows to evaluate the contribution to adequacy of wind generation but ignoring operational constrains in the system, the computational simulation methods can model how different operational constraints (such as transmission constraints, generator's loading ramps, minimum up and down times, heat rate, among others) may impact on the contribution that wind power generation can make to power system operations In order to systematically assess the entrance of wind into power system operations, the computational model considered in this Thesis explicitly deals with the wind uncertainty through a stochastic unit commitment. Besides, a Monte Carlo simulation scheme is used for modeling generation outages and wind uncertainty for conducting the systemic evaluation of wind energy generation. Computational tests are done in the RTS-76 IEEE test system.

It is important to mention that in the literature the metrics that allow the quantification of the wind farms capacity for both analytic and computational models are based on the loss of load expectation, (LOLE). This Thesis proposes a metric based on the Loss of Energy Expectation (LOEE) to obtain the capacity, which allow to consider the operational constrains and the wind uncertainty in more appropriately. The proposed metric is then compared with some other metrics frequently used. Finally, the optimal amount of reserve needed to deal with the uncertainty is assessed. This reserve can take a static requirement (fixed reserve during the study horizon) or dynamic requirement (variable reserve for each hour).

In order to assess the power system adequacy, we first show that the Monte Carlo scheme converges to the results of an analytic model, if operational constraints are ignored. Then, the effects of operational constrains in the power system adequacy are evaluated. Results show that modeling the unit commitment with stochastic programming gives better results for the objective function and a more accurate evaluation of adequacy. Moreover, we conclude that the methodology currently found in the literature for determining the ca-

pacity value considering operational constrains usually tends to overestimate these effects, while the method proposed in this thesis leads to a more accurate quantification.

The results of this thesis are meant to be useful for the application of new politics and consideration about the use of renewable energy sources, quantifying its effects in the short time operation for the power system.

Capítulo 1

Introducción

En la actualidad existe una preocupación bastante recurrente sobre como abastecer el crecimiento de la demanda energética y con qué tipo de energía lograrlo. Aquello debido a: (a) variaciones importantes en los precios de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas), (b) reducción de las reservas de combustibles fósiles en la Unión Europea y Estados Unidos, (c) creciente concentración de combustibles fósiles en áreas geográficas con elevada inestabilidad política, (d) creciente competencia por los recursos energéticos con la entrada de China e India en la escena energética y (e) debido a la sostenibilidad ambiental y negociación post kioto [1, 2]. Como consecuencia de lo descrito previamente, existe un gran esfuerzo por parte de las entidades gubernamentales en intentar abastecer los requerimientos energéticos mediante Energías Renovables No Convencionales (ERNC). La que ha tomado un gran auge en el último tiempo es la energía eólica ya que presenta las siguientes características: (a) rápida instalación y recuperación de la inversión [3], (b) bajos costos de operación y mantenimiento y (c) rápido desarrollo de la tecnología lo que ha conllevado a que el costo de los generadores eólicos disminuya con el tiempo. Prueba de aquello son las políticas implementadas en Europa [4] y Estados Unidos [5]. En particular en Chile, a partir del 2008 se realizaron cambios regulatorios para estimular las ERNC [1] [6], lo que desembocó en la puesta en evaluación de varios proyectos a lo largo del país. A causa de esto se espera que dentro de los próximos años Chile experimente un creciente desarrollo de la energía eólica. Lo anterior sigue siendo supervisado muy de cerca por los políticos del país, siendo uno de los ejes de los debates presidenciales del año 2013, llegando uno de los candidatos a plantear que en el año 2030, Chile debiese contar con un 30 % de ERNC dentro de la capacidad instalada de su matriz energética [2]. Dados los antecedentes anteriores, en el año 2013 se decretó la Ley 20.698, la cual propicia la ampliación de la matriz energética mediante ERNC, exigiendo que en el año 2025 se cuente con un 20 % de generación a través de este tipo de fuente de energía [7]. En efecto, en el último Informe Definitivo de Precios de Nudo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), es posible apreciar un enorme ingreso de centrales ERNC [8], el que es favorecido por la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), y por el ingreso del tramo de Cardones − Polpaico en 500 kV, el cual permitirá despachar la enorme cantidad de ERNC generada desde el SIC

[1] Ley N° 20.257, la cual obliga a incluir un 5 % de generación a partir de ERNC en todos los contratos de suministro a partir de 2010, con incrementos graduales hasta alcanzar un 10 % en el 2024

[2] Debate primarias de la Nueva Mayoría 2013. 23 de Junio de 2013.

Norte al centro de Chile.

Las aspiraciones por parte de las entidades gubernamentales nacionales, respecto a las ERNC, traen consigo una enorme cantidad de desafíos desde el punto de vista de la Ingeniería Eléctrica. En el caso de la energía eólica, esta presenta variabilidad e incertidumbre, lo que trae consigo problemas respecto las siguientes temáticas:

- Estabilidad: de acuerdo al generador eólico que se trate, este presenta características dinámicas diferentes. Sumado a las posibilidades de control para poder llevar a cabo alguna función en particular, estos presentan varios desafiós en el corto plazo [9].
- Reservas: debido a la variabilidad e incertidumbre que puede presentar un perfil de viento de alguna granja eólica, se requiere que el sistema sea capaz de soportar las desviaciones de generación eólica, dado que un mal ajuste de la reserva en giro puede repercutir en: (i) un mayor encendido de unidades con costos variables elevados, los que elevarían los costos marginales del sistema, (ii) mayor encendido de unidades base, que implicarían unidades a mínimo técnico, (iii) pérdida del sincronismo del sistema. Lo descrito previamente también ocurre con la demanda energética, la cual de acuerdo al sistema estudiado, puede presentar enormes variaciones, que sumadas a las del recurso eólico pueden ocasionar oscilaciones de frecuencia en el sistema. Además debe preverse también la salida intempestiva de una unidad del parque generador o de una línea del sistema de transmisión.
- Predespacho y despacho económico: la variabilidad e incertidumbre que puede presentar el recurso eólico se traduce en grandes aumentos o disminuciones de la potencia despachada que entregan en un intervalo de tiempo, lo que redunda en dificultades para obtener la selección óptima de unidades despachadas (predespacho) y los niveles óptimos de generación para las unidades convencionales (despacho económico).
- Aporte a la suficiencia del sistema: dada la intermitencia del recurso eólico, resulta complejo cuantificar el aporte que puede realizar una central eólica a la suficiencia del sistema. Este problema técnico también se traduce en uno económico, ya que en varios mercados eléctricos del mundo existen pagos por conceptos de potencia firme.

Estos últimos dos puntos serán estudiados en la presente tesis. El ingreso de generación intermitente implica que en el predespacho deba considerarse su incertidumbre de forma explícita (a través de programación estocástica) o implícita (a través de requerimientos de reserva en giro). Esto repercutirá de distintas formas de acuerdo a las características del sistema, tales como rigidez o flexibilidad del parque generador, características del sistema de transmisión (con holguras o propenso a la congestión), comportamiento de la demanda energética, correlación entre recurso intermitente con la demanda energética, etc.

Por otro lado, respecto al aporte a la suficiencia del sistema, en la actualidad existen métodos analíticos y computacionales para determinarlo. Los primeros no permiten considerar restricciones operacionales, mientras que los computacionales a través de un esquema de Monte Carlo, permiten modelar en el despacho económico la incertidumbre de la generación intermitente y de las salidas forzadas de los generadores. Sin embargo, actualmente los métodos computacionales solo tratan la incertidumbre de las salidas forzadas de los generadores, a través de un criterio único de reserva en giro, el cual es independiente de la penetración eólica, sin considerar una medida adicional por la incertidumbre asociada a la generación intermitente.

Debido a lo anterior, en esta tesis se propone unificar ambos enfoques. Por un lado, se propone tratar la incertidumbre del recurso eólico a través de la resolución estocástica del predespacho, para posteriormente resolver el despacho económico a través de un esquema de Monte Carlo como segunda etapa. Lo anterior permitirá resolver un predespacho de manera más robusta, considerando la incertidumbre de la generación eólica a través del predespacho estocástico y, además, de las salidas forzadas a través de la utilización de reserva en giro.

Adicionalmente, en la actualidad las métricas utilizadas para determinar el valor de capacidad de las centrales eólicas se basan en estudiar el comportamiento del LOLE o $LOLE_{OP}$. En esta tesis, se propondrá una métrica basada en el LOEE, la cual permite tomar en cuenta de forma más adecuada las restricciones operacionales propias del sistema eléctrico en cuestión, como será discutido posteriormente.

Los estudios serán realizados en el sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE denominado RTS [10], en el cual se empleará un perfil eólico característico del interior del Norte Grande de Chile. Este perfil, y la metodología propuesta en esta tesis, permitirán realizar una evaluación sistémica del ingreso de centrales eólicas en los sistemas eléctricos de potencia, considerando distintos niveles de penetración eólica y distintas restricciones del parque generador.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo principal

El objetivo principal de esta tesis es proponer una metodología que permita realizar una evaluación sistémica en la operación de corto plazo de un sistema eléctrico de potencia, del ingreso de generación intermitente, considerando de forma explícita la incertidumbre del recurso intermitente (en este caso centrales eólicas), tomando en cuenta la incertidumbre asociada a las salidas intempestivas de las unidades generadoras, restricciones operacionales del parque generador y del sistema de transmisión.

1.1.2. Objetivos específicos

Para dar cumplimiento al objetivo principal se deben llevar a cabo los siguientes hitos:

1. Comprobar la convergencia del método de Monte Carlo respecto a un modelo que no considera restricciones operacionales de las unidades generadoras ni al sistema de transmisión (modelo HL-1, como será descrito posteriormente).
2. Incluir explícitamente la incertidumbre del recurso eólico en el predespacho a través de programación estocástica.
3. Determinar la Capacidad Firme Efectiva (*Effective Firm Capacity, EFC*) de las centrales intermitentes. Dicha métrica no considera restricciones operacionales ni al sistema de transmisión (modelo HL-1).
4. Determinar el valor de capacidad de las centrales eólicas considerando restricciones operacionales, la cual se obtiene a partir del $LOLE_{OP}$ del sistema eléctrico.

5. Discutir y plantear métricas que permitan obtener valores de capacidades de las centrales renovables a partir de $LOEE_{OP}$, emisiones de CO_2 y de la función objetivo.

6. Encontrar las ventajas de realizar un ajuste adicional en la reserva en giro para considerar las salidas forzadas de las unidades generadoras, tanto para la resolución estocástica como para la resolución determinista.

1.2. Estructura del trabajo

La presente tesis cuenta con la siguiente estructura:

- Capítulo 2: discute el estado del arte, desde el punto de vista de los avances realizados en la formulación del predespacho para incorporar distintas restricciones operacionales, junto a medidas que permitan mitigar los efectos de la incertidumbre ligada a los recursos renovables. Se muestran también los avances asociados a los distintos tipos de formulación para la determinación de la suficiencia, obtención de reservas óptimas y técnicas de ajuste-predicción de variables.

- Capítulo 3: presenta los fundamentos teóricos en los que se sustenta el trabajo. Programación estocástica, series de tiempo, curva potencia-velocidad de una granja eólica equivalente, método de Monte Carlo aplicado a sistemas de potencia y propuesta de métricas para obtener el valor de capacidad de generación variable.

- Capítulo 4: referido a la propuesta metodológica. Se señalan los tipos de perfiles eólicos que utilizados, como se definirán los perfiles sintéticos para analizar distintos niveles de correlación, cómo se crearán los escenarios eólicos, detalle del caso de estudio a evaluar, cómo se llevará a cabo la resolución del predespacho y del despacho económico y formulación de métricas para determinar el valor de capacidad de una central intermitente al considerar restricciones operacionales.

- Capítulo 5: asociado a la entrega y análisis de resultados de los casos a evaluar. En particular, la convergencia del modelo propuesto, análisis de la resolución estocástica y determinística, como afectan las restricciones operacionales a las ventajas que pueda presentar una resolución u otra, determinar los valores de capacidad de la central renovable.

- Capítulo 6: referido a las conclusiones que entrega el estudio, además de propuesta de diversas líneas de investigación que se desprenden del presente trabajo.

- Anexos: se dan detalles del *software* PLEXOS, de la formulación del predespacho estocástico y se discute aspectos de la reserva en giro.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1. Predespacho

El predespacho o programación de la generación de corto plazo (*Unit Commitment, UC*) es un problema de optimización en el cual se resuelve qué generadores eléctricos deben encenderse o apagarse en un intervalo de tiempo dado [11], de manera que estos generadores puedan abastecer la demanda energética del sistema, dadas ciertas restricciones operacionales.

En el caso de la operación centralizada, el operador del sistema (*Independent System Operator*, ISO), que en el caso chileno se denomina Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). En Chile se cuenta con dos CDEC, uno para el SING, y otro para el SIC, formando así los CDEC-SING y CDEC-SIC respectivamente. El operador debe optimizar el problema de modo tal de satisfacer la demanda al mínimo costo, sujeto a restricciones de operación.

El UC genera un problema de optimización entero mixto, el cual crece a medida que aumenta la cantidad de unidades generadoras, detalle del modelamiento de los generadores, detalle del sistema de transmisión, entre otros [12].

Con respecto al detalle del modelo de unidades generadoras, es posible considerar diversas características del generador tales como mínimo técnico, tiempos mínimos de encendido/apagado, rampas de toma de carga [13, 14], funciones de costos convexas/no convexas, costos de encendido/apagado [15], restricciones de flujos de potencia activa y reactiva [15–17]. Además, se puede resolver considerando restricciones de seguridad, dando origen al *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC), término que fue dado a conocer por vez primera en 1970 [18]. Posteriormente se comenzó a plantear otras restricciones, tales como la dinámica del sistema ante perturbaciones [19], confiabilidad y dinámica ante perturbaciones [20], resolución considerando transmisión en alterna [21] y la generalización para sistemas en AC/DC [22].

Con el tiempo se han ido desarrollando diversas técnicas para poder resolver el UC, lo anterior debido principalmente a que la capacidad computacional en el comienzo era bastante reducida. Dado lo anterior, fue necesario buscar algoritmos que permitieran resolver los problemas de optimización en una cantidad determinada de tiempo. Una de las metodologías utilizadas en un comienzo fue la Lista de Mérito [11], la cual ordena las unidades de acuerdo al costo asociado a la potencia máxima que pueden despachar. Posteriormente

se comenzó a utilizar la Programación Dinámica, la cual divide el problema principal en subproblemas, basándose en el Teorema de Bellman, el cual señala que en una secuencia de decisiones óptima toda subsecuencia ha de ser también óptima [23]. Trabajos pioneros en esta área se pueden encontrar en [24–26]. Luego se ha aplicado la Programación Entera Mixta (*Mixed-Integer Programming*, MIP), la cual se caracteriza por la coexistencia de variables enteras y no enteras. Uno de los algoritmos de resolución de este problema es el *Branch & Bound*, cuya desventaja es que el tiempo de resolución del problema crece exponencialmente con la cantidad de variables enteras involucradas en el modelo, pero como ventaja tiene que convergen al óptimo global en un número finito de pasos (o a uno cercano a este, expresado a través del *gap*) [27]. En particular, en los últimos años ha existido un notable desarrollo de softwares que permiten resolver problemas aplicando esta técnica de resolución tales como CPLEX [28] , Mosek [29], X-Press [30], Gurobi [31], entre otros. Finalmente, dentro de las metodologías más investigadas en el ámbito académico se tienen los algoritmos metaheurísticos, los que presentan dentro de sus mayores ventajas una paralelización intrínseca, ya que pueden operar de forma simultánea con varias soluciones. Sin embargo, pese a tratarse de una técnica robusta no garantizan una solución óptima. Dentro de los algoritmos metaheurísticos se tiene la Búsqueda Tabú, el Recocido Simulado y los Algoritmos Genéticos. Algunos trabajos en esta última área se pueden encontrar en [32–34].

Cabe destacar que el problema es aún más complejo debido a la incertidumbre latente principalmente en la demanda de energía y en la generación de energías de recurso renovable. Para enfrentar lo anterior se puede resolver utilizando programación determinista o estocástica. Con respecto a la formulación determinista, todos los datos (variables de entrada) que aparecen en su formulación son considerados conocidos, es decir, se supone un conocimiento perfecto del estado futuro de las variables de entrada del sistema. Este problema ha sido resuelto extensamente en la literatura. En algunos casos se ha considerado como parámetros conocidos la demanda eléctrica del sistema [35] y/o perfiles de viento de alguna central en particular [36, 37]. La incertidumbre asociada a la predicción de la demanda energética o de la generación de energías intermitentes se maneja exigiendo un monto determinado de reserva en giro, debido a que en los casos en que exista una sobrestimación del recurso eólico, o una subestimación de la demanda eléctrica, se podrá contar con centrales generadoras de base para satisfacer los requerimientos adicionales del sistema. Por otro lado, la programación estocástica plantea directamente el modelamiento de la incertidumbre en las variables ligadas al problema, asumiendo que para ellas se conoce o se puede estimar su distribución de probabilidad. La incertidumbre de esta información puede tener diversos orígenes tales como la falta de fiabilidad en los datos corregidos, errores de medida, y del modelo de pronóstico, y eventos futuros aún no conocidos.

La programación estocástica es adaptable para el problema del UC, el cual puede ser estructurado como un problema de optimización estocástica de dos etapas [38]. Las decisiones de primera etapa (aquí y ahora), corresponden a las decisiones a tomar bajo incertidumbre, en particular los estados de encendido y apagado de centrales con tiempos de partida lentos. Mientras que las decisiones de segunda etapa (espera y ve), los cuales no están sujetos a incertidumbre pero sí sujetas a las decisiones de primera etapa, corresponden al nivel de generación de las unidades lentas y predespacho y despacho de las centrales con tiempos de partida rápidos. Cabe destacar que las variables de primera etapa son comunes para todos los escenarios (restricciones de no anticipatividad), mientras que las de segunda etapa pueden variar de acuerdo al escenario que se evalúe. Los primeros avances

se dieron el siglo pasado [39, 40] con el fin de insertar la incertidumbre de la demanda y salidas forzadas de los generadores.

Con respecto a los trabajos realizados utilizando programación estocástica para considerar principalmente la incertidumbre de las energías intermitentes y de la demanda eléctrica, estos se han dividido en principalmente dos líneas de investigación tales como *Stochastic Security Constrained Unit Commitment* (SCUC) y *Rolling Unit Commitment*.

Asociado a los SCUC, en [41] se considera como fuente de incertidumbre las salidas forzadas de las unidades y de las líneas además de la incertidumbre en la demanda. Las distribuciones de probabilidad de las entradas mencionadas se discretizaron generando la creación de escenarios. Posteriormente, la resolución se llevó a cabo aplicando penalidades al riesgo de no poder satisfacer las restricciones del problema bajo los escenarios planteados.

Por otro lado, el *Rolling Unit Commitment* (RUC) radica en resolver el UC de forma más recurrente. Al contar con las actualizaciones de los valores de la demanda neta se reduce la desviación estándar del error de pronóstico [42]. La primera vez que se utilizó una metodología en la cual se incluyera la propuesta anterior fue en 2006 [43, 44], en el marco del proyecto WILMAR (*Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets*) [45]. En ese estudio se analizó el UC estocástico multi-etapa asignando como fuente de incertidumbre la velocidad del viento con el fin de evaluar los impactos del recurso eólico desde el punto de vista de los costos del sistema. Para la generación del árbol de escenarios se utilizó la herramienta *Scenario Tree Tool* (STT) [45].

En [46] se llevó a cabo un análisis más detallado del RUC, evaluando el impacto de la frecuencia de la asignación de unidades en los costos de generación concluyendo, como era de esperar, que al aumentar la frecuencia del UC, los costos disminuyen. En particular se estudió resolver el predespacho hora a hora. Posteriormente, la herramienta del proyecto WILMAR fue refinada permitiendo el ingreso de incertidumbre en la demanda y fallas en las componentes sumado a la ya mencionada programación estocástica multietapa. Se realizó el mismo análisis de frecuencia llegando a la conclusión que los costos con programación estocástica se reducen levemente (alrededor del 1 % respecto a la formulación determinística) y que el desempeño de la asignación de unidades es más robusto, en términos de reducción de la energía no servida [47].

Con la herramienta WILMAR resultó fácil evaluar los beneficios del UC estocástico en diversos sistemas. En particular para el sistema irlandés se evaluó en primera instancia un portafolio de generación para el año 2020 considerando además el impacto en la reserva operativa [48], y luego teniendo en cuenta distintos portafolios, además de dar mayor detalle con respecto al modelo utilizado y los procedimientos involucrados [49]. Lo último se replicó en la interconexión este del sistema de Estados Unidos [50].

Una publicación reciente investiga el impacto del error desde el punto de vista estadístico en el UC [51]. Para el desarrollo de lo anterior se sigue utilizando la herramienta WILMAR. El objetivo es visualizar como afecta en los resultados el efecto del tercer y cuarto momento (curtosis y asimetría) de la distribución del error de viento y demanda en la generación de escenarios.

Finalmente, debe tenerse presente que el problema del predespacho considerando la variabilidad de algunas ERNC es solo una de las aplicaciones de la programación estocástica en los SEP. Otras aplicaciones se han desarrollado, por ejemplo en el ámbito de

la expansión de la capacidad de generación [52–54].

2.2. Suficiencia de un sistema eléctrico de potencia

La confiabilidad de un SEP se divide en dos conceptos: seguridad y suficiencia. Un sistema es seguro si es capaz de responder a perturbaciones que puedan llevar a la inestabilidad del sistema. Por otro lado, la suficiencia hace referencia a la capacidad de contar con la capacidad instalada necesaria para poder abastecer la demanda energética, considerando posibles salidas forzadas o por mantenimiento de unidades generadoras o líneas de transmisión [55]. Tanto generadores como el sistema de transmisión poseen distintos tipos de características operacionales, por tanto, afectan de distinta forma a la suficiencia del sistema.

Tal como se muestra en la Figura 2.1, los análisis de un SEP pueden considerar tres jerarquías. La primera de ellas (HL-1) está asociada a solo considerar sistema de generación y demanda energética del sistema. La segunda de ellas (HL-2) toma en cuenta al sistema de transmisión, mientras que la tercera (HL-3) incluye al sistema de distribución [55]. Generalmente en los estudios de suficiencia se considera la primera jerarquía (HL-1), sin incluir restricciones operacionales de los generadores. Las métricas más utilizadas para determinarla son: probabilidad de pérdida de carga (*Loss of Load Probability* LOLP), pérdida esperada de carga (*Loss of Load Expectation*, LOLE) y pérdida esperada de energía (*Loss of Energy Expectation*, LOEE). Análogamente, métricas similares se han utilizado en estudios que incluyen restricciones operacionales y el nivel de jerarquía HL-2: probabilidad de pérdida de carga operacional (*Operational Loss of Load Probability*, $LOLP_{OP}$), pérdida esperada de carga operacional (*Operational Loss of Load Expectation*, $LOLE_{OP}$) y pérdida esperada de energía operacional (*Operational Loss of Energy Expectation*, $LOEE_{OP}$) [56–60]. Dentro de los métodos propuestos para estimar la suficiencia y el valor de capacidad de una central, existen métodos analíticos y computacionales. Los primeros representan al sistema mediante modelos matemáticos, mientras que la evaluación de la suficiencia mediante simulaciones considera la operación real del sistema, de acuerdo a los datos que se tienen al momento (demanda horaria, costos de combustibles, entre otros).

Los métodos analíticos se han utilizado extensamente desde los orígenes de los estudios de suficiencia debido a que se realizan cálculos sencillos, por lo que es posible obtener resultados en un tiempo acotado. Aquello va en directa relación con la limitada capacidad computacional del momento. Dados los antecedentes anteriores, estos métodos en la mayoría de los casos son modelos HL-1 sin restricciones operacionales. Una de las metodologías pioneras se desarrolló en 1966 bajo el nombre de capacidad efectiva de desplazamiento demanda (*Effective Load Carrying Capability*, ELCC), el cual se define como la capacidad que tiene una central para alimentar una cantidad determinada de demanda adicional, de modo de igualar el nivel de riesgo pre-establecido (LOLP o LOLE) que tiene el sistema al no considerarla [61]. A partir de aquel modelo, se desarrolló uno que toma en cuenta un mayor periodo de evaluación, además de la correlación de la serie de tiempo de la potencia eólica con la demanda eléctrica del sistema. Para ello cada generador y su tasa de salida forzada se convolucionan mediante un método iterativo para producir la tabla de probabilidad de desabastecimiento de capacidad (*Capacity Outage Probability Table*, COPT) del sistema. El COPT es una tabla que considera el valor de capacidad total del sistema, junto con su respectiva probabilidad de pérdida de carga [55]. Luego al considerar la demanda, por ejemplo anual, es posible calcular el LOLP para cada hora a partir del

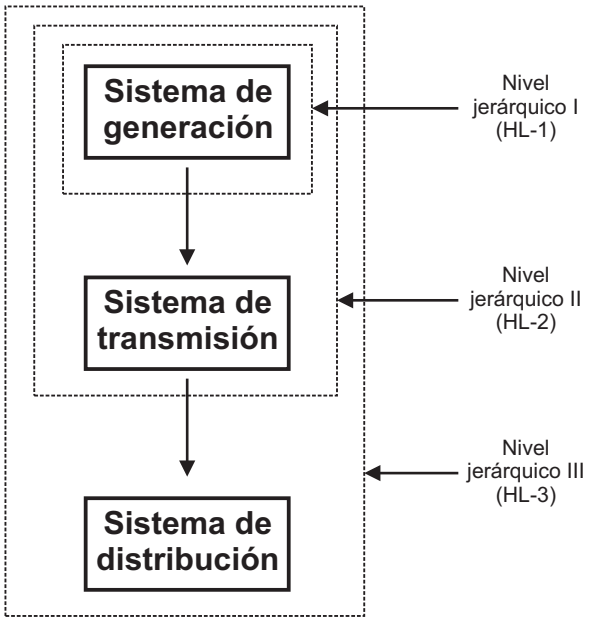


Figura 2.1. *Estructura jerárquica de un sistema eléctrico de potencia.*

COPT, obteniendo de este modo el LOLE del periodo de tiempo [55]. Posteriormente se desarrolló el método estadístico Z, el cual se basa en considerar la diferencia entre la generación disponible y la demanda *peak* como una variable aleatoria, con una distribución de probabilidad asociada [62]. Para agregar restricciones operacionales, tales como el efecto de las rampas, es posible realizar el predespacho mediante Lista de Mérito [11] para llevar a cabo el despacho económico de las unidades (considerando salidas intempestivas de estas) con el fin de evaluar la suficiencia del sistema con ingreso de ERNC [63]. Análisis de sensibilidad de los índices de suficiencia respecto a las emisiones del sistema es evaluado en [64].

Con respecto a los métodos de simulación, estos se basan en un esquema de Monte Carlo [65] para tratar con la variabilidad del recurso renovable y la incertidumbre asociada a componentes bajo estudio, tomando en cuenta la cronología de la demanda y/o la variable renovable a estudiar. La aplicación de esta metodología, para evaluar la suficiencia del sistema, se utilizó por vez primera en [66] para considerar la incertidumbre de la disponibilidad de las componentes del sistema de generación y la variabilidad del recurso eólico en el sistema de prueba de Billinton (RBTS) [67]. En [68] se define la razón de reemplazo (*Replacement Ratio*), como un indicador que permite determinar el equivalente de un parque eólico respecto a una de las centrales convencionales del sistema, desde el punto de vista del LOLE o LOEE. Posteriormente, en [69] se realiza un estudio de suficiencia considerando distintos niveles de correlación entre granjas eólicas, demostrando que al tener un recurso renovable más diverso (correlación entre granjas igual a cero) ayuda de mejor forma a la suficiencia del sistema en general. Luego en [70] se realiza el mismo estudio, pero considerando un análisis HL-2, destacando que mejorar la suficiencia de los nodos de carga que cuentan con un sistema de transmisión débil, desde el punto de vista de zonas radiales con líneas con alta tasa de probabilidad de falla, resulta complicado dada la radialidad del sistema. Los análisis anteriores se realizaron con el software MECORE [71], el cual realiza el despacho utilizando curva de duración de la demanda. Por otro lado,

en [56–59] se han realizado análisis de Monte Carlo pero con un modelo que describe la cronología completa de la demanda y de la variable renovable, tomando en cuenta además el pronóstico del recurso eólico dentro de los aspectos operacionales del sistema. En [60] se presenta un método que permite determinar la suficiencia del sistema al incluir aporte hídrico y eólico al sistema.

Debido al interés y al ingreso de las las energías renovables a los sistemas eléctricos, se comenzaron a desarrollar métricas que permitieran determinar el valor de capacidad de estás. Debido a que la intermitencia que presentan redunda en una dificultad para determinar el real aporte que entregan al sistema, desde el punto de vista de la suficiencia. La obtención del valor de capacidad también es obtenido mediante modelos analíticos o mediante simulación, además de considerar análisis HL-1 o HL-2.

Respecto a los métodos analíticos, en [72] se propone la capacidad firme equivalente (*Equivalent Firm Capacity*, EFC), el cual está ligado a reemplazar una central eólica por otra de generación constante y que no posee salidas forzadas, pero que aporte el mismo nivel de suficiencia que la eólica. Estos resultados son comparados con el ELCC obteniendo resultados *levemente* diferentes. Posteriormente en [73, 74] se utiliza el método del ELCC con datos reales de centrales eólicas ubicadas en los estados de California y Sacramento. Para realizar esta metodología se consideran perfiles eólicos de días aleatorios para dos años distintos, y se concluye que el valor de capacidad de una central eólica raramente coincide con la potencia promedio que puede entregar. Por otro lado, en [75, 76] es posible apreciar que se utilizan variadas metodologías en distintos lugares del mundo para el cálculo del valor de capacidad de una central eólica, Por ejemplo, el mercado PJM (*Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection*) lo obtiene de acuerdo al factor de capacidad de una central eólica entre las 15:00-19:00 hrs. del periodo comprendido entre el 1 de junio al 31 de agosto. En el mercado SPP (*Southwest Power Pool*, de Estados Unidos) se utiliza un método que lo calcula de forma mensual, de acuerdo al aporte que realiza al 10 % de las cargas más grandes, entre otros. En [77] se presenta un método heurístico para la obtención del ELCC, por otro lado en [62] se utiliza el método Z, mientras que en [78, 79] se utiliza un método no iterativo para determinar el ELCC de una central eólica inspirado en la aproximación de Garver. Una comparación del ELCC y el EFC se realiza en [80], considerando además la capacidad convencional equivalente (*Equivalent Conventional Capacity*), el cual es similar al EFC pero considerando que la central equivalente posee un FOR distinto de cero. En [81], se propone utilizar el método del ELCC, tomando en cuenta la demanda neta horaria del sistema (demanda energética menos la generación eólica). Finalmente, en [82], se compara este último con métodos analíticos que no consideren la demanda horaria, destacando la importancia de considerar la serie de tiempo completa de la demanda y de la variable renovable a estudiar, debido a que los otros métodos analíticos no logran captar el efecto de la correlación del perfil eólico con la demanda energética.

Respecto a los métodos de simulaciones, en [69] se calcula considerando un modelo HL-1 para el RBTS considerando distintos niveles de correlación entre centrales eólicas, concluyendo que recursos con mayor diversificación implican un aumento en el valor de capacidad. En [57–59] se utiliza un modelo HL-2 para el SING en Chile y se realizan comparaciones con la metodología chilena para obtener el valor de capacidad de las unidades, y con el modelo HL-1 propuesto en [82]. Se concluye que para pequeños niveles de penetración eólica no se aprecian grandes diferencias. Finalmente en [60] es posible concluir sobre los efectos negativos de la saturación de los sistemas de transmisión en el valor de

capacidad de las centrales.

2.3. Evaluación de requerimientos de reservas en el predespacho

Dependiendo del contexto, las reservas operativas toman diferentes definiciones. En particular se trabajará con la definición de que la reserva operativa corresponde a aquella que puede ser utilizada en cualquier momento para suplir las diferencias entre generación y demanda energética. La anterior se puede clasificar en reserva rodante y no rodante [83].

Tradicionalmente la seguridad de los SEP fue manejada de modo tal de determinar la reserva operativa considerando la demanda máxima o el peor caso con respecto a la salida de alguna componente. Debido a las contingencias modeladas en los SEP, tales como salidas de los generadores y componentes del sistema de transmisión, además de la incertidumbre de la velocidad del viento y de la demanda, se dificulta seguir utilizando el criterio tradicional de determinación de reservas [84], por lo que resulta necesario investigar otras opciones.

En [85] se considera como variables estocásticas el viento y la demanda. Posteriormente en [86, 87], se toma en cuenta además de lo anterior, las salidas forzadas parciales y totales de los generadores, tomando como criterio de confiabilidad el número de incidentes de pérdidas de carga en el año. En [88] se propone cuantificar el valor de la reserva operativa en función del parámetro λ, el cual tiene un rango de 3 a 3.5 veces la desviación estándar horaria del error de pronóstico de la demanda neta. Otro autor propone que la reserva en giro adicional a considerar por el ingreso de energía eólica es igual a 1.95 veces la desviación estándar del error [89]. La diferencia entre los dos métodos propuestos anteriormente radica principalmente en que el primero señala que de la reserva operativa solo una pequeña porción está asociada a reserva en giro, mientras que el segundo método propone un gran margen de reserva por lo que los costos de generación pueden aumentar con respecto a la primera metodología. En [90–92] se presenta como método de solución el realizar el predespacho de forma estocástica, buscando mejorar la estimación de reservas. Es así como es presentado como principal diferencia con respecto a los trabajos anteriores, que las reservas se determinen de forma implícita, vale decir, no se fija de ante mano un nivel determinado de reserva, sino que a través del balance generación-demanda previo y posterior a la perturbación se determina el nivel óptimo hora a hora. Para plantear lo anterior se debe contar la resolución de un escenario "base" en el cual la energía no servida sea igual a cero. Además, la reserva del generador g en el tiempo t debe cumplir la restricción de no negatividad. Junto con lo anterior, la reserva del generador debe ser mayor a la diferencia entre la potencia del generador g en el tiempo t para el escenario s y la del mismo generador, para el mismo tiempo pero considerando el escenario base.

Por otro lado, en [93] se propone determinar la reserva en giro a través de un proceso de optimización, para el cual se determina que la reserva en giro es una función del costo de operación más el de energía no servida. Cabe señalar que se considera el error de pronóstico de la demanda neta y salidas forzadas de los generadores. En este trabajo se demuestra que, considerando la técnica utilizada, mayor penetración de energía eólica no implica necesariamente un mayor aumento de la reserva en giro. Mientras que en [94,95] se propone que no basta con considerar el manejar la incertidumbre a través de la programación estocástica debido a los pocos escenarios que se pueden simular, si no más bien se debiese

considerar además un monto determinado de reserva en giro y operativa de forma implícita. La forma de obtener esta reserva es a través de simulación de Monte Carlo [65].

2.4. Técnicas de predicción

La necesidad del conocimiento, investigación y aplicación de técnicas de predicción sobre las variables inciertas se justifica debido a los beneficios económicos que representa el contar con valores cercanos a los reales, especialmente en el caso de sistemas con alta penetración de energía eólica.

En la actualidad existen distintos métodos bajo los cuales se aborda el problema de predicción de viento, el cual por su naturaleza es altamente variable y no-lineal. El método más sencillo para la predicción es el denominado Método de Persistencia, el cual se basa en que el valor del día futuro es igual al del pasado [96]. El primer método auténtico desarrollado para la predicción de viento, que luego es utilizado en la producción de energía eólica es el presentado en [97], en el cual se propone un modelo de Filtro de Kalman [98] para predicciones de la velocidad media del viento. Actualmente los principales enfoques corresponden a los atmosféricos, paramétricos (enfoque clásico) y métodos basados en inteligencia artificial.

Los modelos atmosféricos, debido principalmente a requerimientos computacionales, no han sido diseñados para realizar predicciones precisas de la velocidad del viento en la superficie del terreno, y menos aún en el rango de velocidades de cinco a quince metros por segundo. Estos modelos han sido utilizados para la predicción de mediano plazo de potencia eólica [99].

Debido a lo anterior, para la aplicación en SEP, no es recomendable utilizarlos debido a que justamente en ese intervalo es donde existe la mayor variabilidad de la potencia eólica [100]. Con respecto a los modelos estadísticos paramétricos, se tienen métodos basados en aproximaciones de distribuciones probabilisticas y modelos lineales estacionarios. Ejemplos de los primeros son la aproximación a través de la distribución de Weibull [101] y la de Rayleigh [102]. Estos últimos presentan la desventaja de omitir la autocorrelación del viento, lo que afecta a la predicción debido al comportamiento estacional de la velocidad del viento. Con respecto a los modelos lineales estacionarios, estos corresponden a los basados en la metodología Box-Jenkins [103], y han sido utilizados ampliamente en diversos problemas de pronóstico tales como precios de combustibles, demanda eléctrica, demanda de combustible, etc. Los modelos lineales se pueden dividir en Auto Regresivos (AR) [104], Media Móvil (MA), Auto Regresivo de Media Móvil (ARMA) [105], Auto Regresivo Integral de Media Móvil (ARIMA) y Auto Regresivo Integral de Media Movil Estacional. Los modelos ARIMA han sido ampliamente utilizados para estimar el recurso eólico, por otro lado, investigaciones recientes han utilizado modelos SARIMA pues presentan menor error en la estimación del recurso eólico [59, 106].

Por otro lado, en los métodos no paramétricos los más conocidos son modelos de redes neuronales artificiales, cuyo nombre se deriva de las células biológicas nerviosas, las que son capaces de generar una respuesta específica dependiendo del nivel de actividad de sus vecinas. Las redes neuronales artificiales simulan parcialmente el comportamiento de estos sistemas biológicos [107]. Algunos trabajos en esta área para la estimación de velocidad de viento se pueden encontrar en [108, 109]. Más información sobre combinación de redes neuronales con otros métodos no paramétricos, y métodos de predicción en general se

puede encontrar en [110–112].

Conclusiones sobre la revisión bibliográfica

A partir de la revisión del estado del arte se pueden realizar las siguientes conclusiones:

- Para atenuar los efectos de la incertidumbre del recurso eólico es posible resolver el predespacho de forma explícita (estocástico) o implícita (utilizando reserva en giro).
- La evaluación del aporte de suficiencia de las centrales intermitentes se puede realizar mediante métodos analíticos o computacionales. Para estos últimos, de acuerdo al estado del arte actual, se utiliza un criterio de reserva en giro fijo independiente del grado de penetración de energía intermitente, por tanto, no se utiliza un criterio de reserva para atenuar los efectos de la incertidumbre eólica.
- El valor de capacidad de las centrales eólicas (renovables en general), puede ser calculado a través de métodos analíticos o computacionales. En el estado del arte se señaló que independiente de la metodología empleada, estos cálculos se basan en determinar el $LOLE$ para los métodos analíticos y el $LOLE_{OP}$ para los computacionales.
- En el estado del arte actual, tanto para métodos analíticos como computacionales, se asocia el valor de capacidad de las centrales solo al aporte a la suficiencia del sistema. Lo anterior se debe principalmente a que los métodos analíticos no poseen la capacidad de modelar restricciones operacionales. Debido a lo anterior, actualmente los modelos computacionales pese a que pueden modelar restricciones operacionales, a la fecha solo han centrado sus esfuerzos en igualar sus métricas respecto a los analíticos, dejando de lado los efectos que genera el ingreso de una central a la función objetivo (minimización de costos) y/o a la reducción de emisiones de CO_2

Cabe destacar que en [113] se planteó el desafío de determinar el impacto del error de pronóstico del recurso eólico y solar en la programación de corto plazo del SING. En ella, para el caso del recurso eólico, se utilizaron diversos modelos de pronóstico para resolver el predespacho de forma determinista, los que fueron comparados respecto a resolver el predespacho de forma estocástica. Una de las conclusiones que se obtuvieron de esa memoria de titulación hace referencia a que la resolución estocástica del predespacho trae beneficios, respecto a la programación determinista, principalmente para altos niveles de penetración eólica.

Una vez señalada las conclusiones anteriores, se plantean los siguientes desafíos:

- Combinar la metodología empleada para atenuar los efectos de la incertidumbre del recurso eólico a través de una programación estocástica del predespacho, con la metodología computacional para llevar a cabo la evaluación de la suficiencia de recursos intermitentes. Comparar esta nueva metodología con respecto a lo planteado en el estado del arte respecto a métodos analíticos y computacionales.
- Determinar, además de la métrica utilizada en métodos analíticos y computacionales, el valor de capacidad de la central desde el punto de vista de las emisiones de CO_2 y de la función objetivo.

Los dos principales desafíos presentados en esta tesis se evaluaran en el sistema de pruebas del IEEE denominado RTS-79, considerando distintos niveles de penetración de la central eólica. Para determinar los aportes que realiza la central eólica deberá evaluarse un año completo.

Además se presentarán las siguientes sensibilidades:

- Sensibilidad 1: distintas capacidades instaladas de la central eólica, desde 100MW a 500MW en intervalos de 100MW, hasta altos niveles de penetración (1000MW y 2000MW).
- Sensibilidad 2: diversos puntos de conexión de la central eólica en el sistema eléctrico bajo estudio.
- Sensibilidad 3: determinación de la variación de la suficiencia del sistema respecto a cambios en las restricciones operacionales, tales como rampas de toma de carga, tiempos mínimos de encendido y apagado y variación en el precio de los combustibles.
- Sensibilidad 4: distintas cantidades de perfiles de generación renovable para llevar a cabo el predespacho estocástico.

Capítulo 3

Fundamentos teóricos

3.1. Operación de corto plazo de los SEP

La operación de corto plazo de los SEP hace referencia a la resolución del problema de cómo y cuánto generar para abastecer la demanda eléctrica y las pérdidas del sistema de transmisión. Por un lado se debe determinar que unidades deben estar encendidas y/o apagadas (predespacho). Una vez resuelto lo anterior, se deben determinar los niveles óptimos de generación que deben entregar los generadores que se encuentran encendidos (despacho). Cuando se tiene operación centralizada, como en el caso de Chile, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es el encargado de plantear el problema descrito anteriormente, procurando minimizar los costos de operación, sujeto a las restricciones del sistema. En general la operación de corto plazo trabaja sobre el supuesto que las variables eléctricas han alcanzado el estado estacionario, pudiendo modelar una gran cantidad de restricciones que involucran al SEP.

Sobre las restricciones que se pueden modelar, se tienen: rampas de toma de carga de los generadores, tiempos mínimos de encendido y apagado, costos de encendido y apagado, enlaces en continua y en alterna, mantenimiento de unidades, entre otros. Sin embargo, existen parámetros que traen consigo un grado de incertidumbre inherente, tales como las salidas forzadas de las unidades y de líneas, generación intermitente y demanda eléctrica. Para enfrentar lo anterior se puede resolver el problema de forma determinista o estocástica.

3.2. Programación estocástica

En una gran cantidad de problemas de diversas disciplinas existen variables con un cierto grado de incertidumbre, la cual se debe principalmente a carencia de datos fiables o de variables de las cuales se requiere estimar su valor en el futuro. Dentro del horizonte de tiempo considerado para realizar el análisis, existe una cantidad acotada de etapas. Cada una de ellas representa un punto en el tiempo donde deben tomarse decisiones o cuando la incertidumbre desaparece parcial o totalmente. Una forma de dar solución a lo anterior es utilizar programación estocástica, cuyo objetivo es tomar decisiones en un ambiente de incertidumbre.

Para este trabajo en particular se utilizará la técnica de descomposición de escena-

rios, la cual aproxima la distribución de probabilidad de los parámetros aleatorios en un conjunto finito de escenarios discretos, buscando de este modo una única solución que sea óptima para el total de escenarios considerados. Lo anterior no es lo mismo que resolver S escenarios de forma determinista para luego encontrar el valor esperado de la solución, pues aquello conllevará a S conjuntos distintos de decisiones.

Dependiendo de la estructura de la programación se puede distinguir optimización estocástica de dos etapas o multietapa. Para este trabajo en particular se considerará la de dos etapas, en la cual las decisiones de primera etapa son tomadas basadas en información parcial (distribución de probabilidad) de la segunda etapa. Las anteriores son únicas para todos los escenarios. Por otro lado las decisiones de segunda etapa no están sujetas a incertidumbre, por lo que son distintas según cada escenario [114]. La utilización de un esquema de dos etapas permite ajustar a la operación de corto plazo, pues se deben tomar decisiones sobre el encendido y apagado de las unidades de partida lenta considerando información parcial (en este trabajo en particular, se tiene información parcial de perfiles de generación de unidades renovables y de salidas forzadas de generadores. Una vez despejada la incertidumbre, es posible tomar decisiones de despacho económico para las centrales de partida lenta y resolver el predespacho y despacho de las unidades de partida rápida. Cabe señalar que el resolver predespacho de forma estocástica permite una solución única, desde el punto de vista de la asignación de unidades de partida lenta, para cada uno de los escenarios estudiados gracias a las restricciones de no anticipatividad.

Para forzar que las decisiones de primera etapa sean iguales para todos los escenarios debe incorporarse restricciones adicionales denominadas como "restricciones de no anticipatividad".

La formulación clásica de un problema de optimización estocástica, utilizando descomposición de S escenarios con pesos ω_s, queda representada a continuación:

$$Minimizar: \sum_{s=1}^{S} \omega_s \cdot F(\theta_s, x_s, y_s, z_s) \tag{3.1}$$

$$Sujeto\ a: \begin{bmatrix} A(\theta_1) & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & A(\theta_2) & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & A(\theta_{S-1}) & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & A(\theta_S) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ y_1 \\ z_1 \\ \vdots \\ x_S \\ y_S \\ z_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b(\theta_1) \\ b(\theta_2) \\ \vdots \\ b(\theta_{S-1}) \\ b(\theta_S) \end{bmatrix} \tag{3.2}$$

$$\tag{3.3}$$

$$x \geq 0, y \geq 0, z \geq 0 \qquad \forall\ s \in S \tag{3.4}$$

Donde:

- x: vector de variables de primera etapa.
- y: vector de variables de segunda etapa.

- z: vector de variables de holgura [3].
- *F(θ,x,y,z)*: Función objetivo la cual depende los parámetros x, y, z; cuyos coeficientes pueden depender de θ.
- $A(\theta)$: Matriz de coeficientes, la cual puede depender de θ.
- $b(\theta)$: Matriz de restricciones, la cual puede depender de θ.

Pese a lo descrito anteriormente, la ecuación (3.3) representa la resolución del problema determinista resuelto S veces. Para poder relacionar las variables de los distintos escenarios, se debe incorporar restricciones que fuercen que las variables de primera etapa sean iguales para todos los escenarios. Dichas restricciones son las conocidas como restricciones de no anticipatividad y su formulación matemática corresponde a la señalada en la ecuación (3.6).

$$\begin{bmatrix} I & \text{-}I & 0 & \cdots & 0 & C_{12}^{NA} \\ I & 0 & \text{-}I & \cdots & 0 & C_{13}^{NA} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ I & 0 & 0 & \cdots & \text{-}I & C_{1Z}^{NA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_S \\ z_{NA} \end{bmatrix} \tag{3.5}$$

(3.6)

$$z_{NA} \geqslant 0 \tag{3.7}$$

Donde:

- I: Matriz de identidad de dimensión igual a la cantidad de escenarios considerados.
- C^{NA}: matriz de coeficientes de holguras de no anticipatividad [4].
- z_{NA}: vector de holguras de no anticipatividad.

El sistema de ecuaciones (3.1) a (3.7) permiten resolver el problema estocástico descompuesto en S escenarios.

Una vez señalado lo anterior, a través del esquema de simulación de Monte Carlo se contará con una gran cantidad de escenarios, tanto de generación renovable como de salidas forzadas de los generadores. Una primera estrategia propuesta en este trabajo, a diferencia de lo planteado en [60], será plantear la incertidumbre del recurso eólico de forma explícita en el predespacho (primera etapa) a través de la programación estocástica de modo tal de obtener una solución robusta frente a la variabilidad presentada en el despacho económico (segunda etapa).

[3] Su aparición en la función objetivo se asocia a penalidades por violación de restricciones blandas.

[4] En el caso de que estas sean no nulas, debido a modelar restricciones de no anticipatividad como restricciones blandas, deben agregarse penalidades a la función objetivo.

3.3. Método de Monte Carlo

Una metodología distinta para representar variables aleatorias, además de la programación estocástica, es el método de Monte Carlo. Para llevar a cabo este método, se deben definir S escenarios de ocurrencia y posteriormente, estos deben evaluarse de forma independiente (de forma secuencial o paralela). Generalmente el resultado es el valor esperado de la variable que se desea cuantificar [115].

Ya que en algunos casos la variable aleatoria puede presentar varios posibles escenarios, en la práctica es imposible calcularlos todos. Debido a aquello, se utilizan métricas que permitan asegurar la convergencia del método. Una de las métricas utilizadas para asegurar la convergencia del método es la que se define en la ecuación (3.8) [68]:

$$\frac{\sigma(q)}{\sqrt{N} \cdot E(q)} \leq 0{,}05 \tag{3.8}$$

Con:

- $\sigma(q)$: desviación estándar de q.
- N: número de muestras a utilizar en el esquema de Monte Carlo.
- $E(q)$: esperanza de q.

La utilización del método de Monte Carlo en estudios de suficiencia de un SEP permite, a diferencia de los modelos analíticos, incorporar restricciones operacionales y del sistema de transmisión junto con la variabilidad del recurso renovable. Para aquello, es menester considerar la incertidumbre asociada a las componentes del sistema de generación y/o transmisión (*Forced Outage Rate, FOR* y *Mean Time To Repair, MTTR*), además de escenarios de generación eólica. Una vez preparados los escenarios anteriores, tanto de salidas forzadas de las unidades generadoras como de generación renovable y resuelto el predespacho de forma estocástica o determinística, es posible evaluar la suficiencia del sistema a través del esquema de Monte Carlo cuantificando el valor esperado de las variables de interés que resultan del despacho económico.

3.4. Series de tiempo

Una serie de tiempo se define como una secuencia de datos, medidos en una cantidad de tiempo espaciados entre sí de manera uniforme. El principal objetivo de una serie de tiempo y_t, con $t = 1, 2, 3...$, es el poder realizar diversos análisis para poder obtener un pronóstico de y_t, o para obtener escenarios representativos de la variabilidad de y_t.

Las series temporales se dividen en:

- Estacionarias: media y varianza constante en el tiempo. La serie es estable a lo largo del tiempo.
- No estacionarias: tendencia y/o variabilidad cambia a lo largo del tiempo.

En general, si y_t es estacionaria, cumple con las siguientes propiedades:

- Media E(y_t) = E(y_{t+k})=u
- Varianza V(y_t)=V(y_{t+k})=σ^2
- Covarianza γ_k(y_t)=E[(y_t - u)(y_{t+k} - u)]

Por tanto si y_t es estacionaria, implica que u, σ^2 y γ_k son constantes independientes del momento de medición.

3.4.1. Ruido blanco

El ruido blanco ε_t es un caso simple de un proceso estocástico (sucesión de variables aleatorias que evolucionan en función de otra, por ejemplo, el tiempo) en el cual se tiene que u=0 y σ^2 es constantes. Esto se puede expresar también en base a las ecuaciones (3.9) y (3.10).

$$\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2) \tag{3.9}$$

$$cov(\varepsilon_{ti}, \varepsilon_{tj}) = 0 \tag{3.10}$$

3.4.2. Componentes de una serie temporal

El análisis clásico de las series de tiempo asume que y_t se puede descomponer en tres componentes, cuya suma punto a punto componen a y_t. Estas componentes son:

- Componente estacional: asociado a la periodicidad de la serie, vale decir, tiene un comportamiento que se repite a lo largo del tiempo. Para el caso particular del viento, resulta intuitivo el efecto estacional diario dado por las diferencias de temperatura entre el día y la noche. Por otro lado, para el caso solar esta componente resulta obvia debido a la presencia del sol durante el día y su ausencia durante la noche.
- Componente de tendencia: se puede identificar como una variación en el tiempo del valor medio.
- Componente aleatoria: esta serie no corresponde a ninguno de los dos patrones de comportamiento, sino a factores aleatorios que inciden de forma aislada en la serie de tiempo.

3.4.3. Autocorrelación

En ocasiones puede suceder que los valores que toma la serie en el tiempo dependen de sus valores anteriores, lo anterior se denomina autocorrelación de la serie de tiempo. En particular se definen los siguientes tipos de función de autocorrelación en la serie de tiempo:

- Función de autocorrelación simple (ACF): esta función mide la correlación entre dos valores de la serie de tiempo separados por k periodos. La ACF queda descrita por la ecuación (3.11).

$$\rho_j = corr(y_j, y_{j-k}) = \frac{cov(y_j, y_{j-k})}{\sqrt{V(y_j)}\sqrt{V(y_{j-k})}} \tag{3.11}$$

La ACF cumple con las siguientes propiedades:

$$\rho_0 = 1$$
$$\text{-1} \leq \rho_j \leq 1$$
$$\rho_j = \rho_{-j}$$

- Función de autocorrelación parcial (PACF): esta función mide la correlación entre dos valores de la serie de tiempo separados por k periodos sin considerar los retardos intermedios. La PACF queda descrita por la ecuación (3.12).

$$\pi_j = corr(y_j, y_{j-k}/y_{j-1}y_{j-1}...y_{j-k+1}) = \frac{cov(y_j - \hat{Y}_j, y_{j-k} - \hat{Y}_{j-k})}{\sqrt{V(y_j)}\sqrt{V(y_{j-k})}} \tag{3.12}$$

3.5. Modelos de pronóstico

A continuación se procede a definir algunos modelos de pronóstico:

3.5.1. Modelos de persistencia

Un modelo de persistencia es el más básico para la estimación de alguna variable con componente estacional, dado que hace relación a que dicho valor es igual al medido en algún momento pasado. Lo anterior se explica en la ecuación 3.13.

$$y_t = y_{t-h} \tag{3.13}$$

Donde el parámetro h hace relación al retardo con que se relaciona el valor presente. Por ejemplo, si se requiere un modelo de persistencia para pronosticar un año, entonces h puede tomar el valor de 8760. Otro ejemplo es usar el valor de la misma hora del día anterior.

3.5.2. Modelos Autoregresivos AR(p)

Los modelos AR tienen sus bases en que el valor actual de la serie depende de p valores anteriores de esta misma. Donde p determina la cantidad de retardos necesarios para explicar la serie. El modelo AR de orden p se presenta en la ecuación (3.14).

$$y_t = c + \phi_1 y_{t-1} + ... + \phi_p y_{t-p} + \varepsilon_t \tag{3.14}$$

Donde ε_t es ruido blanco y ϕ_p es el coeficiente que acompaña al valor anterior y_{t-p}.

Si se define B como el operador retardo, vale decir $By_t = y_{t-1}$, la ecuación (3.14) queda definida por la expresión (3.15).

$$\phi_p(B)y_t = \varepsilon_t \tag{3.15}$$

3.5.3. Modelos Media Móvil MA(q)

En los modelos MA el valor actual de la serie depende no solo de la última innovación ε_t, sino también de las últimas q anteriores. El modelo MA de orden q se presenta en la ecuación (3.16).

$$y_t = \varepsilon_t - \theta_1\varepsilon_{t-1} - ... - \theta_q\varepsilon_{t-q} \tag{3.16}$$

Donde ε_{t-q} es el coeficiente que acompaña a la innovación ε_{t-q}.

Al introducir el operador B, la ecuación (3.16) queda reducida en la expresión (3.17).

$$y_t = \theta_q(B)\varepsilon_t \tag{3.17}$$

Un proceso MA es siempre estacionario, por ser la suma de procesos estacionarios.

3.5.4. Modelos Autoregresivos de Media Movil ARMA(p,q)

Estos modelos tienen sus bases en que son una superposición de los dos anteriores. El modelo ARMA de orden (p, q) se presenta en la ecuación (3.18).

$$y_t = c + \phi_1 y_{t-1} + ... + \phi_p y_{t-p} - \theta_1\varepsilon_{t-1} - ... - \theta_q\varepsilon_{t-q} + \varepsilon_t \tag{3.18}$$

Al introducir el operador B, la ecuación (3.18) queda reducida en la expresión (3.19).

$$\phi_p(B)y_t = \theta_q(B)\varepsilon_t \tag{3.19}$$

3.5.5. Modelo Autoregresivo Integrado de Media Móvil ARIMA (p,d,q)

Hasta el momento se ha supuesto que los modelos poseen tanto esperanza como varianza constantes y que la covarianza es invariante en el tiempo, sin embargo, existe la posibilidad de que las series no sean estacionarias, cambiando de nivel en el tiempo o con varianza no constante. Los modelos ARIMA suponen que la serie de tiempo no es estacionaria, por tanto, se debe diferencias la serie d veces para hacerla estacionaria. Una vez realizado lo anterior, se puede aplicar a la nueva serie resultante un modelo ARMA (p, q). El modelo ARIMA de orden (p, d, q) queda descrito en la ecuación (3.20).

$$y_t^d = c + \phi_1 y_{t-1}^d + ... + \phi_p y_{t-p}^d - \theta_1\varepsilon_{t-1}^d - ... - \theta_q\varepsilon_{t-q}^d + \varepsilon_t^d \tag{3.20}$$

Donde y_t^d es la serie de diferencia de orden d y ε_t^d es un proceso de ruido blanco.

Al introducir el operador B, la ecuación (3.20) queda reducida en la expresión (3.21).

$$\phi(B)(1-B)^d y_t = c + \theta(B)\varepsilon_t \tag{3.21}$$

3.5.6. Modelo Estacional Autoregresivo Integrado de Media Móvil SARIMA $(p,d,q)(P,D,Q)_s$

Este tipo de modelos asume que la serie de tiempo tiene patrones o variaciones sistemáticas durante un período determinado, vale decir, el valor esperado no es constante pero varía con una pauta cíclica. Este tipo de serie se divide en aditivas y multiplicativas, siendo está última la forma más sencilla de representar dado que las aditivas requieren polinomios bastante extensos. Los modelos SARIMA $(p,d,q)(P,D,Q)_s$ multiplicativos quedan descritos por la ecuación (3.22).

$$\begin{aligned} y_t = c + \phi_1 y_{t-1} + ... + \phi_p y_{t-p} + \Phi_1 y_{t-1} + ... + \Phi_P y_{t-P} - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - ... \\ - \theta_q \varepsilon_{t-q} - \Theta_1 \varepsilon_{t-1} - ... - \Theta_Q \varepsilon_{t-Q} + \varepsilon_t \end{aligned} \tag{3.22}$$

Con Φ_P es un coeficiente que acompaña a la entrada asociada a la estacionalidad de la serie y_{t-P} y Θ_{t-Q} es el coeficiente que acompaña a la innovación ε_{t-Q}.

Los valores de d y D representan la diferenciación que se debe realizar en la parte estacionaria y estacional respectivamente. Si la serie no es estacionaria, se debe aplicar d diferenciaciones como sea necesario para que la serie de tiempo sea estacionaria. Mientras que si la serie es estacional, se debe aplicar tantas diferenciaciones D para remover dicha componente.

Al introducir el operador B, la ecuación (3.22) queda reducida en la expresión (3.23).

$$\Phi(B^s)\phi(B)(1-B^s)^D(1-B)^d y_t = c + \Theta(B^m)\theta(B)\varepsilon_t \tag{3.23}$$

3.5.7. Criterio de Información de Akaike (AIC)

El Criterio de Información de Akaike es una medida estadística de la probabilidad de un modelo, penalizando según la complejidad (cantidad de parámetros ajustados) del mismo [116]. La expresión que permite obtener el AIC se presenta en la ecuación (3.24).

$$AIC \; = \; L^*([\widehat{\theta}, \widehat{x}_o]) \; + \; 2q \tag{3.24}$$

Con q como la cantidad de parámetros ajustados en θ más el número de estados libres en x_o. Mientras que $\widehat{\theta}$ y $\widehat{x}_o$ son los estados estimados de θ y x_o.

3.5.8. Protocolo de identificación de modelos a partir de los pasos de Box-Jenkins

En general se pueden distinguir los siguientes pasos:

- Identificación: representar la serie gráficamente. Construir la gráfica de la serie, lo cual nos indicará si existe una tendencia o no (estacionaridad). En caso de que la serie no sea estacionaria se puede diferenciar d veces hasta volverla estacionaria. Posteriormente para identificar la estacionalidad es posible obtener el *boxplot* de la serie, ya sea diario, mensual o anual. En caso de que la serie no presente varianza

constante, se puede aplicar transformaciones a la serie, por ejemplo, trabajar con el logaritmo de la serie.

Una vez hecho lo anterior, la ACF y PACF tiene comportamientos típicos, los cuales permiten la identificación de la serie según la Tabla 3.1.

Tabla 3.1
Comportamiento típico de ACF y PACF frente a modelos de Box-Jenkins.

Modelo	Comportamiento típico ACF	Comportamiento típico PACF
AR(p)	Cae de forma exponencial, sinusoidal o ambos	Peaks significativos hasta el retardo p
MA(q)	Peaks significativos hasta el retardo q	Cae exponencialmente
ARMA(p,q)	Cae exponencialmente	Cae exponencialmente

- Estimación y verificación: una vez identificada la estructura del modelo, es posible ajustar varios modelos. El criterio de selección del modelo óptimo es aquel que presenta residuos lo más semejantes posibles al ruido blanco y que cumple con el menor Criterio de Información de Akaike (AIC). Dicho criterio se basa en el estimador de máxima verosimilitud para encontrar los parámetros más adecuados del modelo.
- Predicción y revisión del modelo: luego de estimar y verificar el modelo es posible realizar las predicciones pertinentes. Una medida de rendimiento utilizada para revisar la eficiencia del modelo es calcular la desviación estándar normalizada (σ_{norm}) del error de pronóstico en por unidad. Para determinar la anterior, primero se debe definir el error de pronóstico ϕ (MW) mediante la ecuación (3.25).

$$\phi = P_{predicha} - P_{real} \tag{3.25}$$

Con:

- $P_{predicha}$: Predicción de potencia eólica obtenida indirectamente a través de la predicción de la velocidad del viento.
- P_{real}: Potencia eólica real.

Una vez obtenido el anterior, la desviación estándar normalizada del error de pronóstico en por unidad queda determinado por la ecuación (3.26).

$$\sigma_{norm} = \frac{1}{P_{instalada}} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(\phi_i - \mu)^2}{n}} \tag{3.26}$$

Donde n es igual a la cantidad de datos, μ representa al promedio del error de pronóstico en megawatts y $P_{instalada}$ la capacidad instalada de la central a analizar.

3.6. Característica potencia-velocidad de un parque eólico

La potencia que puede entregar una turbina eólica está determinada por la ecuación (3.27), donde se puede apreciar que el factor que incide de mayor forma en el valor de la

potencia es la velocidad del viento. Un factor asociado a la construcción es el del área de barrido del rotor, por lo que con el paso del tiempo se han ido construyendo rotores con diámetro cada vez más grande.

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho A v^3 \tag{3.27}$$

Donde:

- P: Potencia eólica generada.
- C_p: Coeficiente de potencia del generador eólico (depende de la velocidad de la punta del aspa y del ángulo de inclinación de esta).
- ρ: Densidad del aire en la altura a evaluar.
- A: Área del rotor.
- v: Velocidad de viento.

En la Figura 3.1 se presenta la característica potencia-velocidad de una turbina Vestas de 2MW [117], la cual por facilidad es presentada en p.u. (curva Turbine). Como se puede apreciar la curva de potencia-velocidad típica de una turbina posee un rango de velocidades en las cuales puede generar potencia eólica, sin embargo, el considerar dicha curva para cuantificar la potencia total de un parque eólico puede llevar a errores. Esto se debe a que en un parque, debido a diversos factores, las turbinas reciben distintas velocidades de viento, lo genera que la curva potencia-velocidad de un parque equivalente tienda a suavizar el perfil. A diferencia de lo realizado en [118], en donde se obtiene una función empírica para transformar la velocidad en potencia eólica de solo una turbina, en [119] y [120] se considera el efecto del parque equivalente tomando en cuenta la eficiencia del arreglo (efecto de reducción de velocidad debido a tener turbinas aguas arriba), velocidad de corte, efectos topográficos, promediado espacial, disponibilidad (de acuerdo a la ubicación de la turbina, costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3 %). La Figura 3.1 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que este se encuentre emplazado en un altura cercana al nivel del mar o para aquel que se encuentre emplazado en una altura considerable. Se puede apreciar que la velocidad de corte de potencia eólica no es la misma que para el caso del aerogenerador individual y que es mucho más suave el tránsito para llegar a esta. Cabe señalar que la curva de *Farm LowLand* se utiliza para centrales emplazadas cerca de la costa, mientras que las centrales ubicadas al interior deben utilizar la curva *Farm UpLand*.

3.7. Reservas en un Sistema Eléctrico de Potencia

La utilización de reservas en un SEP nace de la necesidad de acoger medidas precautivas frente a incertidumbres que no son modeladas directamente en la formulación del pre despacho. En general existen diversos tipos de reservas, asociadas a distintas escalas de tiempo de funcionamiento. Así también existen variadas definiciones de reservas, como también formas para su obtención. Algunas fuentes de incertidumbre son la previsión de

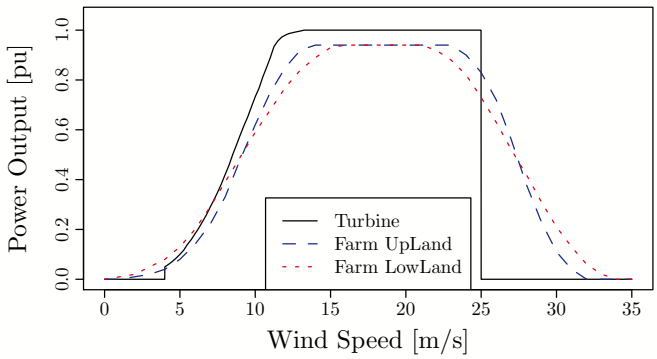


Figura 3.1. *Característica potencia-velocidad para aerogenerador y parque eólico.*

la demanda, indisponibilidad de unidades o fallas en alguna línea de transmisión, previsión del recurso eólico o solar, etc.

El *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) acoge el concepto de reservas operativas de acuerdo a la siguiente definición:

"La capacidad por sobre la demanda bruta del sistema requerida para proveer regulación, corrección del error de predicción de la carga, falla de equipos programadas e intempestivas, así como para protección local, consistente de recursos en giro y detenidos." [121]

La reserva operativa se divide en reserva en giro (*spinning reserve*) y reserva fuera de giro o no rodante (*replacemente reserve*), las cuales quedan definidas según:

- Reserva en giro: es aportada por los generadores que se encuentran encendidos en una escala de tiempo inferior a los treinta segundos.
- Reserva fuera de giro: es aportada por generadores que se encuentran apagados en una escala de tiempo superior a los quince minutos.

Cabe señalar que un desbalance entre generación y demanda genera desviaciones en la frecuencia, lo que da origen a la existencia del control de frecuencia. El control debe considerar los siguientes objetivos:

- Mantener el equilibrio entre generación y demanda.
- Mantener la frecuencia de referencia en el sistema.
- Cumplir los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Mantener la suficiente energía de reserva.

Para cumplir dichos objetivos, el control de frecuencia se divide en tres: primario, secundario y terciario. Los cuales operan en distintas escalas de tiempo. La definición de los anteriores, de forma resumida, se presentan a continuación [122]:

- Control primario de frecuencia (CPF): es el más rápido, y opera en un margen de tiempo de 2 a 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador sincrónico, atendiendo a la velocidad de giro del eje.

- Control secundario de frecuencia (CSF): opera en un margen de tiempo de 20 segundos a 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia de áreas vecinas.

  Pese a que el CPF es quién permite recuperar el balance entre generación y demanda, la frecuencia queda desviada respecto a la referencia y los generadores quedan en un punto de trabajo distinto. Lo anterior es reparado por el CSF devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados.

- Control terciario de frecuencia (CTF): opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

3.7.1. Uso de reservas en estudios de sistemas eléctricos con energía eólica

Debido a la incertidumbre de algunas variables al momento de realizar el predespacho, tales como: demanda energética, generación de recursos renovables, salidas forzadas de centrales generadoras, entre otros, se debe considerar una medida que permita amortiguar el efecto de la incertidumbre en la programación de la operación de corto plazo. Para llevar a cabo lo anterior, es posible utilizar requerimientos de reserva en giro en el predespacho, como una medida implícita que permita manejar la incertidumbre de algunas variables. En general es posible para el caso de la estimación de la demanda y de la generación renovable, ajustar modelos de pronóstico que permitan cuantificar el error esperado al momento de predecir cada una de las variables en cuestión. Una vez realizado lo anterior, es posible determinar montos de reserva en giro estáticos (valor único de reserva para el horizonte de tiempo bajo evaluación) o dinámicos (valor de reserva variable hora a hora). Por otro lado, para el caso en que se deseen atenuar los impactos de las salidas forzadas de los generadores, es posible considerar un criterio de reserva en giro $N-1$ en generación (estático) o que varíe en función de la demanda neta del sistema (dinámico).

Una medida distinta a considerar en el predespacho el requerimiento de reserva en giro para manejar la incertidumbre asociada a la demanda eléctrica y recursos renovables (medida implícita), es resolver el predespacho de forma estocástica (medida explícita). Para lo anterior se requiere contar con escenarios representativos de demanda eléctrica y/o generación renovable (dependiendo de la variable que se está modelando con incertidumbre). Lo anterior permite obtener una solución única de predespacho para las centrales de partida lenta, gracias a las restricciones de no anticipatividad, para todos los escenarios representativos evaluados.

Una vez señalado lo anterior, y a partir de la misma idea, es posible considerar un predespacho completo, desde el punto de vista de incorporar de forma explícita las incertidumbres de las variables modeladas. En este trabajo en particular, las incertidumbres modeladas están asociadas a salidas forzadas de los generadores y la variabilidad del recurso eólico. Debido a que es posible plantear un predespacho robusto frente a las incertidumbres que son mostradas en el despacho económico, esto permitiría que los requerimientos de reserva en giro para estos dos factores no sean incluidos en el modelo o tiendan a cero. El por qué no tienden a cero se debe a que en este trabajo en particular se utilizará una enorme cantidad de escenarios de variabilidad en el despacho económico, por lo que desde el punto de vista computacional plantear un predespacho estocástico, considerando todos los escenarios, está fuera del orden computacional actual. Debido a

lo anterior, se requiere utilizar técnicas de reducción de escenario, que permitan resolver el predespacho estocástico con una muestra pequeña, pero representativa, de escenarios que se modelan en el despacho económico. Esta reducción llevaría a aproximaciones que permitirían necesitar requerimientos de reserva en giro.

3.8. Emisiones de gases contaminantes

El efecto invernadero es el fenómeno por el cual determinados gases, que son componentes de la atmósfera terrestre, retienen parte de la energía que la superficie planetaria emite por haber sido calentada por la radiación solar. Este fenómeno evita que la energía recibida constantemente vuelva inmediatamente al espacio, produciendo a escala planetaria un efecto similar al observado en un invernadero. El principal gas invernadero es el vapor de agua (H_2O), responsable de dos terceras partes del efecto invernadero natural. En la atmósfera, las moléculas de agua atrapan el calor que irradia la Tierra y la irradian a su vez en todas las direcciones, calentando la superficie terrestre, antes de devolverlo de nuevo al espacio. Las actividades humanas no añaden vapor de agua a la atmósfera, pero el aire calentado puede retener mucha más humedad, por lo que el aumento de las temperaturas intensifica aún más el cambio climático [123].

Dentro de los principales gases invernadero se tienen los siguientes:

- Dióxido de carbono (CO_2): gas de efecto invernadero más significativo producido por el hombre. Es probablemente el más difícil de determinar, debido a que hay varios procesos que eliminan dióxido de carbono de la atmósfera. De hecho, entre el 65 % y el 80 % del CO_2 liberado a la atmósfera se disuelve en el océano durante un periodo de 20 a 200 años. El resto se elimina mediante lentos procesos que pueden tomar hasta cientos de miles de años, incluyendo la meteorización química y la formación de rocas. Para resumir, una vez que llega a la atmósfera, el CO_2 puede afectar el medio ambiente por miles de años [124].
- Metano (CH_4): el segundo gas que más contribuye al efecto invernadero acentuado es el metano. Desde el principio de la Revolución Industrial, las concentraciones de metano en la atmósfera se han duplicado y han contribuido un 20 % al incremento del efecto invernadero [123]. A diferencia del CO_2, se elimina de la atmósfera principalmente gracias a reacciones químicas, permaneciendo en el aire por alrededor de 12 años. Eso sí, a pesar de no durar tanto como el CO_2, el impacto de cada gramo de metano liberado es mucho más importante [124].
- Óxido nitroso (N_2O): en los países industrializados, el N_2O representa aproximadamente el 6 % de las emisiones de gases invernadero. Al igual que el CO_2 y el CH_4, el óxido nitroso es un gas invernadero cuyas moléculas absorben el calor al tratar de escapar al espacio. El N_2O es 310 veces más efectivo que el CO_2 absorbiendo el calor.

Para representar la emisión de gases invernadero en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, se utilizará una curva lineal en donde para cada nivel de potencia generada, por cada una de las tecnologías, se obtendrá una cantidad determinada de emisiones. Los Factores de Emisión (FE) son los entregados por el IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*)y se presentan en la Tabla 3.8.

Tabla 3.2
Factores de emisión por tecnología para distintos gases invernaderos [125].

Tecnología	F.E. CO2 [kg/TJ]	F.E.CH4 [kg/TJ]	F.E.N2O [kg/TJ]
Gas	56100	1	0.1
Carbón	94600	1	1.5
Diesel	74100	3	0.6

Los factores de emisión entregados en la tabla anterior deben ser multiplicados por los respectivos poderes caloríficas de cada generador para obtener las emisiones en kilogramo por megawatt.

3.9. Suficiencia en un Sistema Eléctrico de Potencia

El NERC acoge el concepto de suficiencia bajo el siguiente concepto:

"Habilidad del sistema eléctrico de abastecer la demanda energética y los requerimientos de todos los clientes en todo momento, tomando en cuenta el despacho y una razonable probabilidad de falla en los componentes de los sistemas eléctricos." [121]

Los índices que se utilizan comunmente para evaluar la suficiencia de un SEP, sin considerar restricciones operacionales, son:

- Probabilidad de pérdida de carga (*Loss of Load Probability*, LOLP): probabilidad de que en un intervalo de tiempo (usualmente una hora), la demanda sobrepase a la generación.
- Pérdida de carga esperada (*Loss of Load Expectation*, LOLE): número esperado de tiempo (usualmente en horas o días), que dentro de un periodo de tiempo (un año por ejemplo) la demanda sobrepasa a la generación.
- Energía no servida (*Unserved Energy*, USE): cantidad de energía no servida dentro de un intervalo de tiempo.
- Pérdida de energía esperada (*Loss of Energy Expectation*, LOEE): cantidad de energía esperada que el sistema de generación es incapaz de abastecer dentro de un periodo de tiempo (un año por ejemplo).

Análogamente, métricas similares se utilizan para estudios que incluyen restricciones operacionales y el nivel de jerarquía HL-2 [126] son:

- Probabilidad de pérdida de carga operacional (*Operational Loss of Load Probability*, $LOLP_{OP}$): probabilidad de tener energía no servida en un intervalo de tiempo en cualquier nodo del SEP.
- Pérdida de carga esperada operacional (*Operational Loss of Load Expectation*, $LOLE_{OP}$): esperanza del $LOLP_{OP}$ en un intervalo de tiempo.

- Energía no servida operacional (*Operational Unserved Energy*, USE_{OP}): cantidad de energía no servida media dentro de un intervalo de tiempo en cualquier nodo del SEP.
- Pérdida de energía esperada operacional (*Operational Loss of Energy Expectation*, $LOEE_{OP}$): esperanza del USE_{OP} en un intervalo de tiempo superior.
- Pérdida de viento esperada (*Loss of Wind Expectation*, $LOWE_{OP}$): esperanza de la energía no despachada proveniente de centrales eólicas en un intervalo de tiempo.

3.10. Cálculo del Effective Firm Capacity

Independiente de la metodología analítica utilizada para la determinación de la suficiencia, es posible obtener el *Effective Firm Capacity* (EFC) [72]. Esta metodología permite evaluar el aporte a la suficiencia de un recurso renovable sin considerar restricciones operacionales ni al sistema de transmisión.

A diferencia del *Effective Load Carrying Capacity* (ELCC), la cual permite cuantificar el valor de capacidad como un desplazamiento de la demanda, el EFC tiene sus bases en calcular el valor de una central de FOR igual a cero y de generación constante, que permite realizar el mismo aporte a la suficiencia que la central renovable bajo estudio.

En este trabajo se propone utilizar el EFC como métrica de contraste, debido a que para obtener el valor de capacidad de las centrales considerando restricciones operacionales presenta una metodología similar.

3.11. Aportes propuestos en esta tesis

Los aportes propuestos en esta tesis se pueden dividir en dos, uno desde el punto de vista de la formulación del problema y otro respecto a métricas que permitan cuantificar el aporte de las centrales renovables al sistema bajo evaluación, desde el punto de vista de la confiabilidad, costos y reducción de emisiones.

1) Referido a la formulación del problema

El método propuesto en esta tesis para determinar la suficiencia de los sistemas eléctricos de potencia considerando restricciones operacionales y del sistema de transmisión propone, respecto a lo señalado en [126], incluir de forma explícita la incertidumbre del recurso eólico en el predespacho (programación de corto plazo). Aquello se debe a que permitiría contar con una mejor toma de decisiones de las acciones preventivas respecto a la metodología determinista, lo que tendría al sistema preparado de mejor forma ante los escenarios de generación eólica evaluados en el despacho económico. Esta metodología busca obtener un sistema que, dadas las restricciones e incertidumbres a las que esta sujeto, funcione al mínimo costo.

Respecto a lo anterior, también es posible modelar la incertidumbre ligada a las salidas forzadas de los generadores de forma explícita en el predespacho, de forma de obtener una solución robusta en la toma de decisiones del encendido y apagado de unidades lentas que permita llevar a cabo una mejor evaluación del despacho económico de carga.

Para realizar programación estocástica es menester identificar dos variables, las de primera y de segunda etapa. Como variables de primera etapa se considera el predespacho de las unidades más lentas, grupo en el que se encuentra las unidades a carbón y a gas, estas últimas para capacidades mayor o igual a 100MW [60, 113]. Lo anterior hace referencia a que el predespacho de dichas unidades será común para todos los escenarios evaluados en el despacho económico. Cabe señalar que el predespacho de las unidades rápidas no es considerado como variable de primera etapa debido a los cortos tiempos mínimos de encendido y apagado que poseen, los cuales a la postre les da mayor flexibilidad. Como variable de segunda etapa se tiene el despacho de las unidades de partida lenta, el que es distinto de acuerdo a los escenarios de pronóstico estudiados y el predespacho y despacho de las unidades rápidas.

La función objetivo a minimizar, que representa a los costos de operación de las unidades, costos de encendido y apagado de los generadores y la energía no servida se presenta en la ecuación (3.28). La función objetivo queda ponderada por la cantidad de escenarios S de generación eólica considerados y sujeta a los horizontes de tiempo T estudiados.

$$\sum_{s \in S} \omega_s [\sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (C^{Op}_{s,t,g} + C^{On}_{s,t,g} + C^{Off}_{s,t,g}) + C^{ENS}_{s,t}] \tag{3.28}$$

Donde:

- ω_s: peso de cada escenario s.
- $C^{Op}_{s,t,g}$: costo de operación del generador g en la hora t para el escenario s.
- $C^{On}_{s,t,g}$: costo de encendido del generador g en la hora t para el escenario s.

- $C^{Off}_{s,t,g}$: costo de apagado del generador g en la hora t para el escenario s.
- $C^{ENS}_{s,t}$ costo de energía no servida en la hora t para el escenario s.

Las restricciones a las que está sujeta la función objetivo pueden ser analizadas con mayor detalle en el Anexo A.

2) Referido a las métricas que permiten cuantificar el aporte de las centrales renovables

A lo largo del estado del arte, independiente de la metodología utilizada para calcular el aporte a la suficiencia de las centrales renovables en los sistemas eléctricos de potencia, este aporte queda cuantificado indirectamente por la variable $LOLE$ o $LOLE_{OP}$. Sin embargo, debido a que al modelar las restricciones operacionales del sistema es posible calcular por ejemplo, el $LOEE_{OP}$, las emisiones de CO_2 o el valor de la función objetivo, en esta tesis se propone tomar en cuenta estos parámetros, de forma independiente, para obtener distintos valores de capacidad y discutir sobre la importancia de estas métricas. Por tanto, una vez obtenidos los aportes de las centrales eólicas en los distintos parámetros, es posible determinar el valor de una central de costo cero que obtenga igual desempeño que la central eólica en uno de los parámetros de interés.

A partir del análisis anterior nacen las siguientes métricas:

- $OEFC_{LOLE}$: permite obtener el valor de capacidad de la central eólica a partir del aporte que produce en la reducción del $LOLE_{OP}$. Esta métrica fue utilizada en [60].
- $OEFC_{LOEE}$: permite obtener el valor de capacidad de la central eólica a partir del aporte que produce en la reducción del $LOEE_{OP}$.
- $OEFC_{CO_2}$: permite obtener el valor de capacidad de la central eólica a partir del aporte que produce en la reducción de las emisiones de CO_2.
- $OEFC_{FO}$: permite obtener el valor de capacidad de la central eólica a partir del aporte que produce en la reducción de la función objetivo (FO).

Finalmente, se evaluará la cantidad de reserva óptima tanto para la resolución determinista como estocástica, necesaria para minimizar la función objetivo. Esta reserva podrá tener un régimen estático (reserva fija para todo el horizonte de evaluación) o un régimen dinámico (reserva variable hora a hora como porcentaje de la demanda neta del sistema). El nivel de reserva óptimo será fijado netamente de acuerdo a un criterio económico, sin embargo, se estudiará una vez fijo este nivel de reserva sus efectos en otras variables de interés, tales como $LOLE_{OP}$, $LOEE_{OP}$, entre otros.

Capítulo 4

Metodología

La propuesta metodológica para llevar a cabo los objetivos planteados en el desarrollo de esta tesis se puede dividir, a grandes rasgos, en dos etapas. La primera destinada a la obtención y procesamiento de datos de entrada que serán utilizados para llevar a cabo la simulación del sistema eléctrico de potencia. Por otro lado, la segunda etapa destinada a la simulación del SEP bajo distintos escenarios. Para esto último se requiere que el modelo a considerar permita tomar en cuenta restricciones operacionales, sistema de transmisión, programación estocástica y simulación de Monte Carlo.

Respecto al procesamiento de los datos de entrada, se requiere ajustar un modelo de Box-Jenkins al perfil de velocidad del viento. A partir del ajuste de Box-Jenkins es posible crear perfiles sintéticos de generación eólica para la evaluación del esquema de Monte Carlo, modelar la curva potencia-velocidad de un parque eólico y realizar técnicas de reducción de escenario. Por otro lado, respecto a la simulación del SEP, se requiere un modelo que permita considerar restricciones operacionales tales como: (i) rampas de toma de carga, (ii) costos variables de las unidades generadoras, (iii) costos de encendido y apagado, (iv) tiempos mínimos de encendido y apagado, (v) flujos máximos por las líneas de transmisión, (vi) resolución de predespacho estocástico, (vii) modelamiento de reservas en giro, entre otras restricciones.

El procesamiento de datos de entrada será llevado a cabo en el *software* R [127], mientras la simulación de corto plazo del sistema eléctrico será llevada a cabo en el *software* PLEXOS [128] (mayor detalle de este en Anexo B). A continuación se procede a entregar mayor detalle de la metodología empleada para procesar los datos de entrada y la simulación del sistema eléctrico.

4.1. Obtención y procesamiento de datos eólicos

Para los propósitos de esta tesis, el pronóstico de la potencia eólica se realizará indirectamente a través de la estimación de la velocidad del viento, debido a que la no linealidad de la curva potencia-velocidad tiende a aumentar aún más la variabilidad del recurso, generando de este modo mayores errores al estimar directamente la potencia eólica. Debido a que no existen datos eólicos adjuntados al sistema de pruebas del RTS-76 [10], se utilizarán datos históricos del norte de Chile, los cuales son obtenidos a través de "Terrenos de propiedad fiscal para proyectos de generación energética a partir de energías renovables",

impulsado por el Ministerio de Energía (MINENERGÍA) [129] y la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GIZ). En particular, en este trabajo se evaluará la serie histórica característica de un perfil ubicado al interior del norte de Chile (Región de Antofagasta, estación de Sierra Gorda). Para modelar la serie de tiempo se considerará el valor promedio de velocidad de viento dentro de una hora, a una altura de 80 metros[5], debido a que el predespacho se resolverá con resolución horaria. Una vez obtenidos los datos eólicos, se procede a realizar las siguientes tareas:

4.1.1. Ajuste a modelo de Box-Jenkins

Siguiendo lo detallado en la sección 4 del capítulo 3, se procederá a utilizar el protocolo de Box-Jenkins [103], para el perfil de velocidad representativo del interior del norte de Chile, de modo tal de obtener una función que permita describir a la serie histórica de velocidad de viento. Se escogerá aquel que presente menor AIC. Lo anterior es realizado gracias al paquete *forecast* [130] de R.

Cabe señalar que se realiza un pronóstico, con un modelo cuyos parámetros se ajustan a diario, lo que permite actualizar los parámetros que acompañan a la parte autoregresiva y de media móvil de la serie de tiempo.

4.1.2. Creación de perfiles sintéticos

Para modelar la variabilidad de la generación eólica en el despacho económico de carga, se requiere crear perfiles sintéticos de generación eólica, de modo tal de poder evaluar los distintos escenarios de generación que podrían ocurrir para un tipo de perfil dentro de un periodo de tiempo.

Cabe destacar que al realizar los pronósticos mediante un ajuste de Box-Jenkins, se omite el valor presente de la componente aleatoria debido a que se desconoce. Sin embargo, con los datos utilizados para realizar el ajuste de serie de tiempo, es posible atribuirle una distribución de probabilidad a esta componente (cuyo comportamiento tiende a ser una normal para este tipo de datos [106, 113]), y con ello poder realizar muestreos de esta variable.

4.1.3. Transformación potencia-velocidad

Tanto para el modelo de pronóstico, como para los escenarios de generación eólica, se procede a transformar los perfiles de velocidad en potencia eólica a partir de lo señalado en la sección 5 del capítulo 3. En particular, se utilizará la curva *UpLand* debido a que el perfil utilizado se encuentra ubicado en la zona interior del norte grande de Chile. Cabe destacar que esta curva permite modelar el efecto parque de la granja eólica.

4.1.4. Reducción de escenarios

Para formular el predespacho de forma estocástica, como una medida para incluir de forma explícita la incertidumbre del recurso eólico en el problema, se tomarán en cuenta

[5]Ubicación típica de los rotores [96]

los perfiles creados y transformados en potencia eólica del apartado anterior. Debido a que implica un costo computacional alto considerar todos los escenarios, se utiliza la técnica de reducción denominada *Partitioning Around Medoids* (PAM) [131], la cual utiliza la distancia euclidiana entre series de tiempo como medida de cercanía, permitiendo que un elemento del mismo grupo represente al grupo. Las probabilidades de ocurrencia de cada patrón eólico representativo, son obtenidas mediante la razón entre el número de muestras asignadas a cada grupo, dividido por el total de muestras. Dicha técnica es posible realizarla en el *software* R gracias al paquete *cluster* [132].

4.2. Resolución del predespacho y despacho económico de carga

A continuación se procederá a explicar la metodología que permitirá llevar a cabo las simulaciones del sistema eléctrico que permitirán dar cumplimientos a los objetivos planteados.

4.2.1. Resolución del predespacho considerando restricciones operacionales

La resolución del predespacho varía de acuerdo al tipo de planteamiento realizado, ya sea determinista o estocástico. Para el primer caso se utiliza un valor único de predicción (valor esperado), mientras que para el segundo se utiliza una cantidad S de escenarios representativos de la generación eólica. Cabe señalar que en ambos pueden existir requerimientos mínimos de reserva en giro (fijos o dinámicos), como una medida para considerar de forma implícita la incertidumbre eólica y de las salidas forzadas de unidades. Este estudio, como primera tarea respecto a lo desarrollado en [60], considera la programación estocástica para modelar la incertidumbre eólica de forma explícita a través de los escenarios representativos.

Cabe destacar que del predespacho se obtienen los estados de encendido y apagado de las unidades de partida lenta (centrales a carbón y centrales a gas con capacidad instalada mayor o igual a 100MW). El por qué las unidades de partida lenta se consideran variables de entrada para la resolución del despacho económico de carga, es debido a que estas corresponden a acciones preventivas frente a la incertidumbre del recurso eólico (no es posible dar una orden de encendido de estas unidades sin previa planificación). Por otro lado, las unidades rápidas se optimizan en el despacho económico como una forma de emular la realidad a través de acciones correctivas, ya que al presentar tiempos de encendido y apagado pequeños, es una forma de simular lo que puede realizar el operador del sistema frente a las variaciones del recurso eólico.

Además, una medida preventiva para enfrentar la incertidumbre del recurso eólico y de las salidas forzadas de los generadores, está asociada a los requerimientos de reserva en giro. En particular en esta tesis se analizará como caso inicial utilizar un criterio $N-1$ de reserva en giro asociado a la unidad de mayor tamaño del sistema, vale decir, el requerimiento mínimo de reserva en giro tendrá un valor igual a la máxima potencia que puede despachar la central de mayor tamaño del sistema.

4.2.2. Resolución del despacho económico de carga

Una vez resuelto el predespacho, es posible plantear y resolver el despacho económico de carga de las centrales asociadas al grupo de las decisiones de primera etapa, en conjunto al predespacho y despacho económico de las centrales asociadas a las variables de segunda etapa (o de partida rápida). Cabe destacar que en el despacho económico se modela la variabilidad asociada a la salida intempestiva de unidades generadoras y del recurso eólico a través de un esquema de Monte Carlo. Como resultado, tanto para el caso determinista como estocástico, se obtienen N [6] despachos económicos, de los cuales se reporta el valor esperado de las variables a analizar.

Debido a que la incertidumbre ya se encuentra despejada, la medida preventiva implícita para enfrentar los escenarios de variabilidad de las salidas forzadas de los generadores y de la generación eólica utilizada en el predespacho (reserva en giro), es igual a cero en esta etapa, existiendo solo medidas correctivas ligadas a las centrales de partida rápida (como una forma de modelar la operación real). Lo anterior es modelado de esta forma para que pueda ser utilizada la reserva en giro que mantenían las unidades en el predespacho.

Lo descrito previamente se puede apreciar de forma resumida en el esquema propuesto en la Figura 4.1.

La resolución del predespacho (determinista y estocástico) y despacho económico será llevada a cabo en el *software* PLEXOS [128]. Para minimizar los costos de operación del sistema, PLEXOS utiliza Programación Entera Mixta (MIP), el cual formula el problema matemático y lo resuelve, en este caso, a través del *solver* Gurobi [31].

Para ver una descripción detallada de PLEXOS y del problema MIP ver Anexos A y B.

4.3. Caso de estudio: RTS-79

El sistema de prueba de confiabilidad IEEE (*Reliability Test System*, 1979, RTS-79) nace con el objetivo de estandarizar una base de datos que permitiera comparar y/o validar diversos resultados de diferentes metodologías de evaluación. Este sistema, como puede ser apreciado en la Figura 4.2, cuenta con un parque generador de 32 unidades que suman una capacidad instalada de 3390MW, 24 barras (a 138kV y 230kV), 38 líneas de transmisión que interconectan a estas barras y una demanda máxima de 2850 MW (sin incluir pérdidas).

A partir de la Figura 4.2 se desprende que es un sistema que posee un enorme parque generador en la zona norte, y que en la zona sur mayoritariamente se debe importar energía desde la zona norte para poder satisfacer la demanda energética.

El parque generador del RTS-79, de acuerdo a las tecnologías de generación, es presentado en la Tabla 4.3.

Como se puede apreciar, la capacidad de las centrales térmicas en este sistema es del 88 %, solo contando con una pequeña cantidad de recursos hídricos (8 %). A partir de lo anterior se desprende la rigidez del sistema desde el punto de vista de los tiempos mínimos de encendido y apagado. Cabe destacar que la capacidad instalada de los recursos hídricos no se condice con la energía que pueden producir, los cuales poseen una distribución

[6] N asociado a la cantidad de muestras utilizadas.

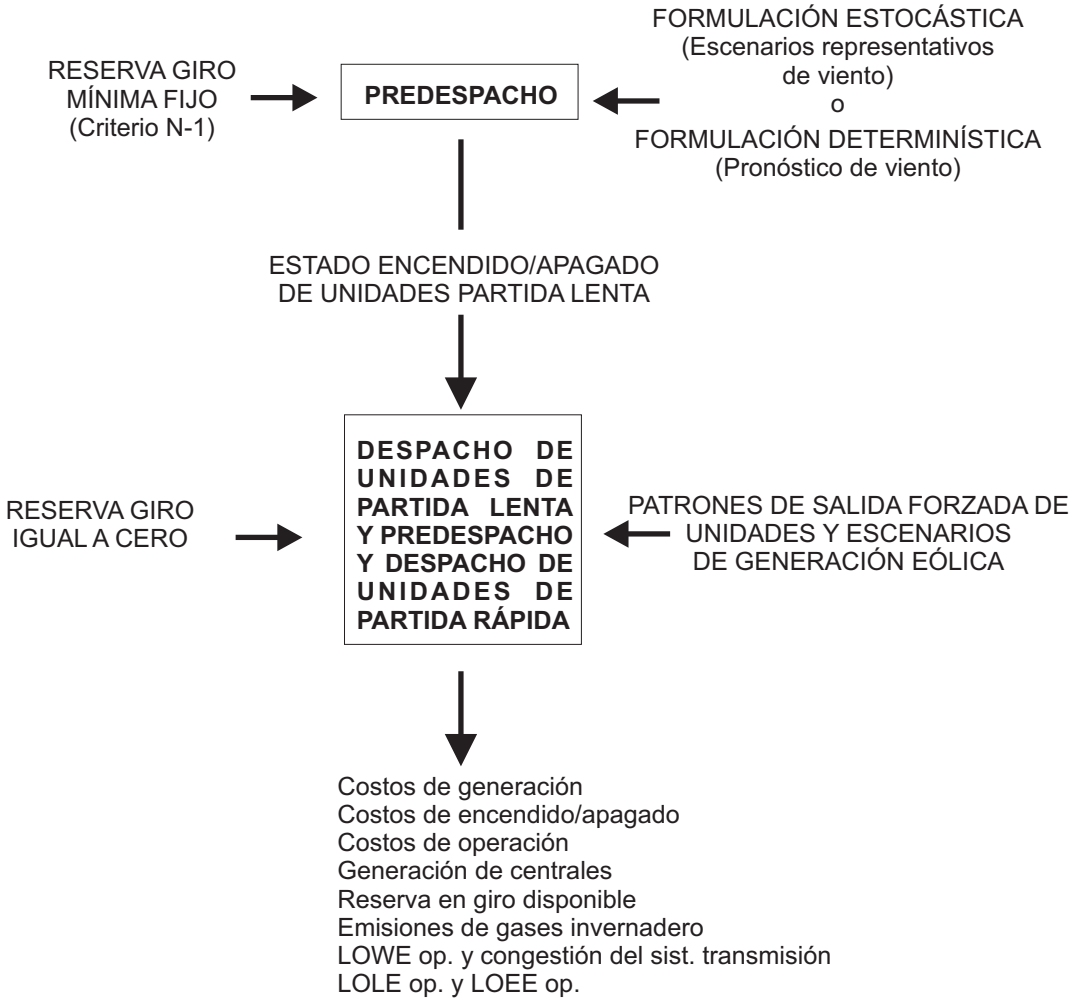


Figura 4.1. *Esquema de metodología de simulación.*

Tabla 4.1
Generación instalada RTS-79.

Tipo de generación	Capacidad Instalada [MW]	%
Carbón	1274	38 %
Diesel	80	2 %
Hidro	285	8 %
Gas	951	28 %
Nuclear	800	24 %
Total	3540	100 %

trimestral de energía de: 35 %, 35 %, 10 % y 20 %, donde 100 % es 200GWh. Lo anterior resulta en una producción promedio de 23MW durante el año.

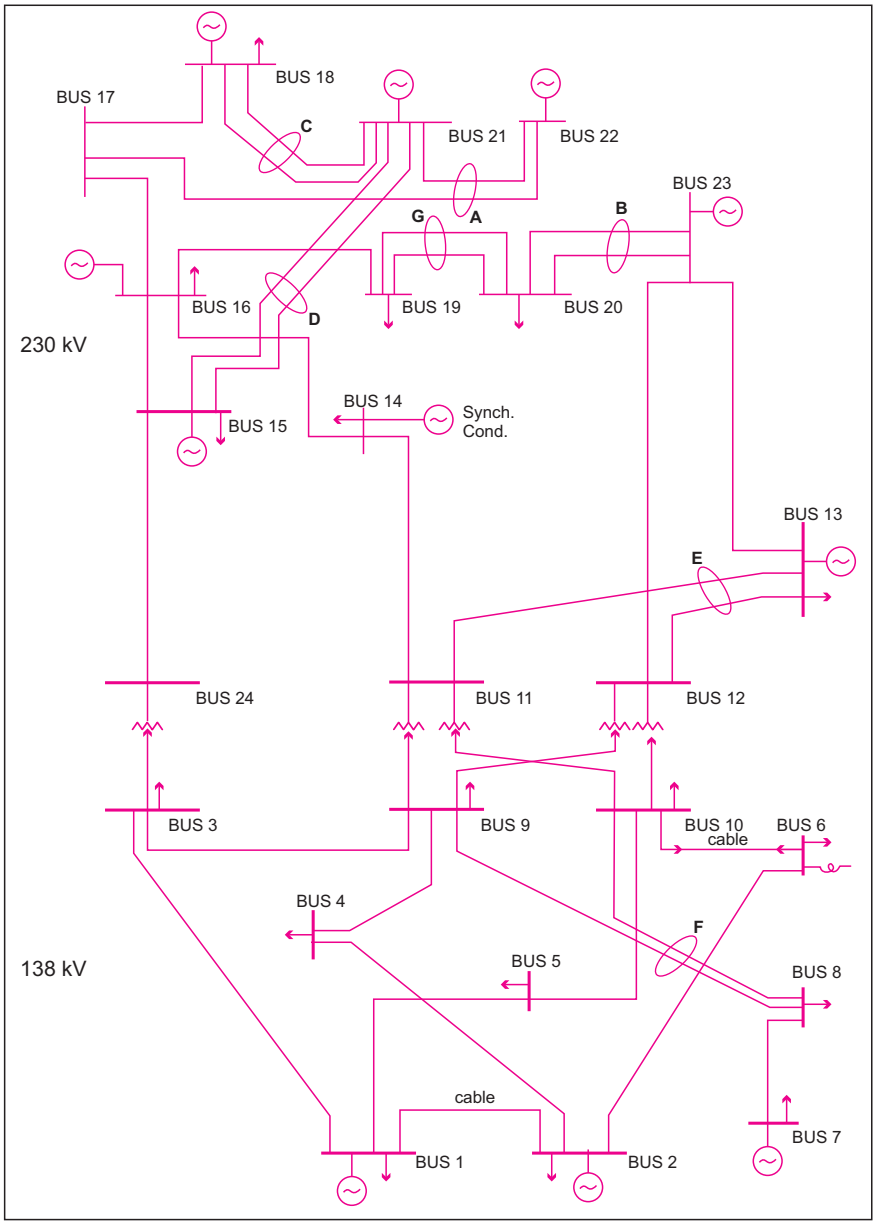


Figura 4.2. *Sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE (RTS-79).*

4.3.1. Resolución del problema, restricciones y supuestos generales

El predespacho será resuelto utilizando programación determinista y programación estocástica, bajo una resolución en base horaria, para obtener el mínimo costo de operación sujeto a restricciones de abastecimiento de la demanda, rampas y tiempos mínimos de encendido/apagado.

Supuestos sobre el modelo RTS-79

Para llevar a cabo las simulaciones se considerarán los siguientes supuestos:

1. Se utilizará un sistema completamente térmico, debido a que de este modo las restricciones operacionales son más estrictas, dejando de existir el poder de regulación que puede ejercer el recurso hídrico. Debido a aquello, se reemplazarán las centrales hidroeléctricas por centrales a gas de capacidad instalada igual a la producción promedio que podría aportar cada central hídrica. Para fijar el *heat rate*, rampas y costos mínimos de encendido y apagado, se utilizó como base los modelos de las centrales a gas de 12MW y 100MW que se encuentran presentes en el sistema de pruebas.

2. La curva de costos versus potencia se aproxima en un tramo, tomando como punto de referencia aquel a plena carga.

3. Para cada central, se asume que sus costos de encendido y apagado son iguales. Además estos son aproximados como el promedio de los costos que se incurren en encender la central.

4. Debido a que en el sistema de pruebas no se reportan costos de combustibles, se utilizan los reportados para Irlanda en 2011 [49].

5. El costo de falla (VoLL) se ajusta en 1000$/MWh. Este ajuste se llevó a cabo realizando iteraciones hasta considerar que el costo de falla fuera lo suficientemente alto respecto al precio en el nodo de referencia, de modo que existan fuertes estímulos a no propiciar energía no servida.

6. Como primera propuesta, la reserva en giro se fija en 400MW (criterio N-1). En el predespacho se utiliza una restricción dura frente a este requerimiento, mientras que en el despacho esta medida no es modelada, dado que la incertidumbre se encuentra despejada.

7. Los patrones de salidas forzadas de las unidades son originados utilizando el FOR y MTTR de dichas centrales.

8. Respecto a los escenarios representantivos que se utilizarán para incluir de forma explícita la incertidumbre ligada a la generación eólica en el predespacho estocástico, estos serán cuatro. Este número es escogido de acuerdo a que incluir mayor cantidad de escenarios, eleva los tiempos de simulación [113].

9. Respecto al nivel de penetración de la central eólica, se estudiaran siete niveles separados en dos grupos: (i) pequeña y media penetración y (ii) alta penetración. En el primer grupo se encuentran capacidades instaladas desde 100MW hasta 500MW en intervalos de 100MW, por otro lado, en el segundo grupo se encuentran dos niveles bajo estudio, 1000MW y 2000MW. El primer grupo representan desde un 2 % a un 10 % de la energía total de la demanda, mientras que el segundo desde un 20 % a un 40 % de la demanda (si es que el sistema de transmisión, debido a posibles congestiones, permite evacuar los recursos renovables).

10. No se considera salidas intempestivas, ni parciales, de las granjas eólicas.

11. Una vez fijado el estado de encendido/apagado de las unidades de partida lenta dado por la resolución del predespacho, el despacho económico es ejecutado mediante un esquema de Monte Carlo con cronología completa de la serie de tiempo de la demanda y de los escenarios de generación eólica, junto con patrones de salidas

forzadas de las unidades convencionales. Con esto se pretende demostrar el efecto de la incertidumbre ligada a la generación eólica y a las salidas forzadas de las unidades convencionales, de modo tal de poder realizar una evaluación sistémica del ingreso de centrales de generación intermitente.

12. Se considera que la incertidumbre en la demanda es mucho menor que la del recurso eólico por lo que no son tomadas en cuenta (conocimiento perfecto de la demanda).

13. Las pérdidas del sistema de transmisión se consideran lineales.

14. Se asume que los costos variables no combustibles de las centrales eólicas son cero.

15. No se consideran fallas en las líneas de transmisión.

4.4. Análisis conducidos

A continuación se procede a mostrar los estudios que se llevarán a cabo en este trabajo.

4.4.1. Convergencia del modelo basado en el esquema de Monte Carlo al modelo HL-1

El modelo HL-1 recomendado por el IEEE [82] para estimar el valor de capacidad de generación eólica, tiene sus bases en la realización de la convolución entre la potencia máxima de cada generador y la tasa de salidas forzadas que estos presentan. Como resultado es posible obtener el modelo analítico de confiabilidad (COPT), la cual es una tabla de probabilidad de interrupción de capacidad del sistema de generación en estudio. Cabe destacar que este modelo considera que todas las unidades están encendidas con una máxima potencia de despacho y no considera restricciones operacionales ni del sistema de transmisión.

Por lo tanto, para probar la convergencia del modelo propuesto se requiere considerar que todas las unidades están encendidas (lo cual se realiza a través del objeto *commit* en PLEXOS), que no existen restricciones operacionales del parque generador ni restricciones asociadas al sistema de transmisión. Finalmente, hay que considerar la potencia máxima de despacho de las unidades, la tasa de salidas forzadas y el tiempo promedio de reparación posfalla de cada unidad. Con la tasa de salida forzada de cada unidad y el tiempo promedio de reparación de las unidades, es posible crear patrones de salida forzada para cada generador cuya duración es igual al tiempo promedio de reparación. Una vez creados los patrones de disponibilidad de las centrales convencionales es posible realizar una simulación bajo el esquema de Monte Carlo del sistema eléctrico.

Una vez realizada la simulación bajo el esquema de Monte Carlo con una cantidad definida de simulaciones y respetando la métrica de convergencia en el Capítulo 3 es posible revisar la convergencia del método comparándolo con el modelo HL-1.

De forma secuencial, los pasos a seguir se muestran a continuación:

Paso 1: Generar patrones de salidas forzadas de los generadores mediante el FOR y el tiempo medio de reparación (MTTR) para todo el año.

Paso 2: Resolver el predespacho y despacho económico del sistema a través de un esquema de Monte Carlo tomando en cuenta los patrones obtenidos en el Paso 1, sin considerar en aspectos operacionales ni del sistema de transmisión.

Paso 3: Obtener $LOLE_{Base2}$, el cual es resultado del Paso 2, debe ser comparado con el $LOLE_{Base1}$, donde $LOLE_{Base1}$ es obtenido a través del modelo analítico basado en convolución.

Finalmente, una vez probada la convergencia del método, se evaluará el efecto de las restricciones operacionales y del sistema de transmisión en la suficiencia del sistema.

4.4.2. Evaluación sistémica de un SEP considerando incertidumbre en la generación eólica y en las salidas forzadas de las unidades generadoras

Este análisis tiene como objetivo determinar el efecto de la programación estocástica como una medida de formular explícitamente la incertidumbre del recurso eólico en el predespacho. Para cuantificar el aporte que puede generar esta formulación, este será comparado respecto con [60], en donde se utiliza un criterio de reserva en giro fija (para este trabajo esta reserva será fijada de acuerdo a un criterio $N-1$ en generación), sin considerar la incertidumbre del recurso eólico. Esto dado que utiliza programación determinista en el predespacho y no se considera un aumentoen reserva en giro por el ingreso de generación intermitente.

En definitiva, y considerando el modelo RTS, se utilizarán cuatro, ocho y doce escenarios representativos de generación eólica en el predespacho para realizar la programación estocástica con un nivel de reserva de 400MW (potencia máxima de despacho de la central más grande del RTS) para los dos grupos de penetración de energía eólica bajo estudio. A partir del predespacho (ya sea determinista o estocástico) se obtendrá el estado de encendido y apagado de las unidades de partida lenta, los que serán variables de entrada al esquema de simulación de Monte Carlo.

Una vez resuelto el despacho económico, se utilizará el valor esperado de las variables a analizar tales como el valor de la función objetivo (costos de generación + costos de encendido/apagado + costo de falla), $LOLE_{OP}$, $LOEE_{OP}$, emisiones, entre otros.

Como análisis de sensibilidad, y para efectos de cuantificar las limitaciones de transmisión, se considerará un nodo adicional de conexión de la central eólica, el cual estará definido por aquel nodo que represente un mayor $LOEE_{OP}$, respecto al caso en que no exista generación intermitente.

Como segundo análisis de sensibilidad se variarán algunas restricciones operacionales para determinar los efectos de la programación determinista y estocástica bajo distintos casos. En primera instancia se considerará una mayor restricción en las rampas de toma de carga, aumentando su exigencia en cinco veces. Procedimiento similar se utilizará respecto a una sensibilidad adicional con los tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades de partida lenta, los cuales serán aumentados tres veces. Finalmente, se realizará un análisis de sensibilidad respecto a los costos de combustibles de las unidades de carbón y gas, los cuales serán modificados de modo tal que las centrales a base sean principalmente centrales a gas.

Un resumen de los casos a evaluar en este análisis es presentado en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2

Resumen de casos a evaluar en análisis 1.

Penetración eólica	Nodo de conexión	Predespacho	Reserva	Nivel de Reserva	Restricciones	Simulaciones
100MW - 2000MW	Nodo A	Determinista	Fija	400 MW	Todas	7
100MW - 2000MW	Nodo A	Estocástico	Fija	400 MW	Todas	$7 * 3^7$
100MW - 2000MW	Nodo B	Determinista	Fija	400 MW	Todas	7
100MW - 2000MW	Nodo B	Estocástico	Fija	400 MW	Todas	7
100MW - 2000MW	Nodo A	Determinista	Fija	400 MW	Rampas modificados	7
100MW - 2000MW	Nodo A	Estocástico	Fija	400 MW	Rampas modificados	7
100MW - 2000MW	Nodo A	Determinista	Fija	400 MW	Tiempos on/off modificados	7
100MW - 2000MW	Nodo A	Estocástico	Fija	400 MW	Tiempos on/off modificados	7
100MW - 2000MW	Nodo A	Determinista	Fija	400 MW	Centrales a gas como base	7
100MW - 2000MW	Nodo A	Estocástico	Fija	400 MW	Centrales a gas como base	7

Cabe destacar que las capacidades instaladas de la central eólica bajo estudio será separada en dos intervalos: de 100MW a 500MW en intervalos de 100MW y un análisis de alta penetración con 1000MW y 2000MW.

De forma secuencial, se agregan los siguientes pasos para el caso estocástico, en este análisis:

Paso 4: Crear escenarios eólicos de la(s) central(es) a evaluar a través del ajuste mediante serie de tiempo. Conectar la central eólica en el nodo a evaluar.

Paso 5: Reducir dichos escenarios a través de la técnica PAM y simular el predespacho estocástico.

Paso 6: Del predespacho estocástico se obtienen las variables de primera etapa. Estas serán usadas como variable de entrada en el despacho económico. (Para este trabajo se considerarán de partida lenta, o de primera etapa, todas las centrales a carbón, junto con aquellas a gas y diesel que superen los 100MW).

Paso 7: Resolver el despacho económico mediante esquema de Monte Carlo considerando las muestras aleatorias de las salidas forzadas de los generadores y de los escenarios eólicos de la(s) central(es) a evaluar. Analizar los resultados.

Respecto al caso determinista, el Paso 4 está asociado a realizar el pronóstico de velocidad, el cual entrega una serie de tiempo única (no existen perfiles o escenarios de generación). Por otro lado, debido a que es una serie única, el Paso 5 no se realiza.

4.4.3. Determinación del EFC

Los pasos para determinar el EFC, el cual permite obtener el valor de capacidad de una central renovable sin considerar restricciones operacionales, se describen a continuación.

Paso 1: Crear matriz de generadores convencionales con sus capacidades instaladas y sus FOR.

Paso 2: Convolucionar ambos parámetros para obtener el COPT.

Paso 3: Crear matriz horaria de demanda neta a través de la resta entre la demanda energética y la potencia del recurso renovable bajo estudio (ambas variables horarias), para el periodo de evaluación.

Paso 4: Obtener el LOLP horario y a través de este el LOLE del periodo ($LOLE_{wind}$).

Paso 5: Calcular demanda neta, pero esta vez se desconecta la central eólica y se conecta una central de capacidad instalada P_{Geq} constante y FOR igual a cero. P_{Geq} quedará determinado en el momento en que el LOLE del sistema ($LOLE_{P_{Geq}}$) se iguale a $LOLE_{wind}$ (proceso iterativo).

4.4.4. Determinación del Operative Effective Firm Capacity

Como se señaló en la sección 1 del capítulo 1, en esta tesis se propone el cálculo del *Operative Effective Firm Capacity* (OEFC), el cual puede ser determinado a través de las métricas de suficiencia mencionadas en el apartado anterior. Cabe señalar que en esta tesis se propone determinar el valor de las siguientes métricas: (i) $OEFC_{LOLE}$, (ii) $OEFC_{LOEE}$, (iii) $OEFC_{CO_2}$ y (iv) $OEFC_{FO}$. En cada una de las cuatro se tiene como objetivo determinar el valor de capacidad de una central de costo variable igual a cero que permita aportar al sistema del mismo modo que lo realiza la central intermitente, desde el punto de vista de los siguientes casos: (i) horas de energía no servida, (ii) energía no servida, (iii) emisiones de CO_2 y (iv) valor de la función objetivo, respectivamente.

Para realizar el cálculo de los distintos $OEFC$ deben llevarse a cabo los siguientes pasos:

Paso 7*: De las salidas obtenidas del Paso 7, obtener los valores de $LOLE_{OP}$, $LOEE_{OP}$, $F.O.$ y emisiones de CO_2.

Paso 8: Conectar en reemplazo de la central eólica una central de capacidad instalada P_{Geq-OP} con costo variable y FOR igual a cero. Sugerencia: un valor de partida para P_{Geq-OP} puede ser el EFC.

Paso 9: Realizar predespacho determinístico. Obtener variables de primera etapa para usarla de entrada en el despacho económico.

Paso 10: Resolver el despacho económico mediante el esquema de Monte Carlo considerando las muestras aleatorias de las salidas forzadas de los generadores. Obtener $LOLE_{OP-Comp}$, $LOEE_{OP-Comp}$, $FO_{OP-Comp}$ y $CO2_{OP-Comp}$.

Paso 11: Realizar de forma iterativa los pasos 7∗, 8, 9 y 10 incrementos o decrementos de P_{Geq-OP} de modo de obtener cotas lo más cercanas posibles de $LOLE_{OP}$, $LOEE_{OP}$, $F.O.$ y emisiones de CO_2. Aquello que queda expresado en las ecuaciones (4.1), (4.2), (4.3), (4.4).

$$\check{LOLE_{OP-Comp}} \leq LOLE_{OP-Wind} \leq \hat{LOLE_{OP-Comp}} \tag{4.1}$$

$$\check{LOEE_{OP-Comp}} \leq LOEE_{OP-Wind} \leq \hat{LOEE_{OP-Comp}} \tag{4.2}$$

$$\check{FO_{OP-Comp}} \leq F.O._{\cdot wind} \leq \hat{FO_{OP-Comp}} \tag{4.3}$$

$$\check{CO2_{OP-Comp}} \leq CO_{2-wind} \leq \hat{CO2_{OP-Comp}} \tag{4.4}$$

Paso 12: Hacer regresión lineal de las cotas para interpolar el valor de capacidad.

4.4.5. Evaluación de requerimientos de reserva en giro fijos y dinámicos para estudios que modelen incertidumbre de generación intermitente y de salida forzada de generadores

Una vez realizado lo anterior, queda la duda de si el criterio de reserva en giro fija $N-1$ resulta el más adecuado. Debido a aquello se procede a realizar un análisis bastante similar pero considerando requerimientos de reserva en giro fija o dinámicos como medida para atenuar los efectos de la incertidumbre eólica (programación determinista), reducción de escenarios (programación estocástica) y de las salidas forzadas de los generadores.

Para el caso de requerimientos de reserva en giro fijo, se evaluarán cuatro niveles de reserva en giro fija (desde 400MW a 550MW) para cada nivel de penetración. Por otro lado, respecto a los requerimientos de reserva en giro dinámicos, se considerará distintos porcentajes de reserva asociados a la demanda neta del sistema. Lo anterior nace debido a que, sin centrales renovables, las horas de mayor exigencia para el sistema son aquellas de demanda máxima, sin embargo, al incorporar centrales renovables, las horas de mayor exigencia debiesen estar asociadas a las de demanda neta (siempre y cuando exista capacidad de transmisión para poder evacuar la generación intermitente), sin embargo, aquel supuesto no considera el efecto en el predespacho de las restricciones operacionales.

La obtención de los niveles de reserva óptima para cada nivel de penetración tendrá un carácter netamente económico, sin embargo, deberán ser estudiados los efectos que estos producen de acuerdo al tipo de resolución (determinística o estocástica). Por ejemplo, efectos en la suficiencia, en el despacho de la generación eólica, etc.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Datos eólicos

5.1.1. Comportamiento datos eólicos

1) Perfiles de velocidad

Para realizar la evaluación del desempeño del sistema eléctrico considerando el ingreso de una central eólica con distintos niveles de penetración, se requiere de los datos históricos del perfil de viento para poder ajustar un modelo de pronóstico. El modelo de pronóstico utilizado para estimar el perfil de velocidad será en base a un modelo lineal de Box-Jenkins. Cabe destacar que resulta intuitiva la estacionalidad diaria del viento, debido a las diferencias de temperatura que ocurren durante la mañana y la noche. En la Figura 5.1 se muestra un *boxplot*, o diagrama de caja y bigotes, de las serie de tiempo del perfil de viento del interior del norte de Chile.

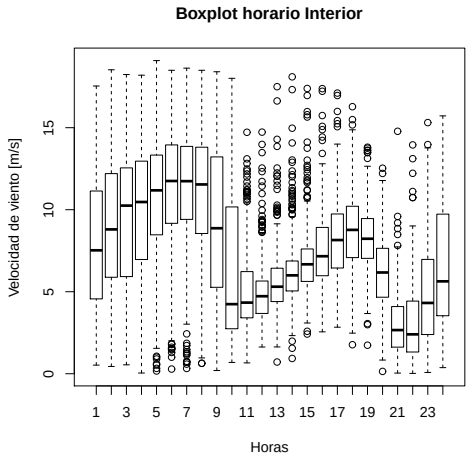


Figura 5.1. *Boxplot horario velocidad de viento central ubicada en el Interior.*

De la figura anterior se puede apreciar que la velocidad del viento presenta una enorme variabilidad de datos a lo largo del día, con una alta velocidad concentrada en las horas

de la madrugada.

2) Ajuste de modelos de pronóstico

El perfil escogido fue utilizado y analizado en [113]. El *boxplot* mostrado en la Figura 5.1, dada la estacionalidad diaria, sugiere el uso de un modelo SARIMA. Para realizar el ajuste del modelo, analíticamente se escoge un modelo que tenga residuales similares al ruido blanco junto con que presente el AIC de menor valor. Dado lo descrito anteriormente, se procede a utilizar la librería *forecast* del software R que realice un barrido considerando un modelo SARIMA $(p,d,q)(P,D,Q)_{24}$. Cabe destacar, que debido al esfuerzo computacional requerido, solo se consideraron para esta tesis como máximo, modelos de orden 1 en todas sus componentes, vale decir, p puede tomar valores 0 o 1, lo mismo para d, q, P, D y Q. Los resultados de lo anterior se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1
Tabla de AIC para perfil de viento del Interior.

Modelo	p	d	q	P	D	Q	AIC
1	1	0	1	1	1	1	25817.67
2	1	1	1	1	1	1	25824.81
3	1	1	1	1	0	1	25997.93
4	1	0	1	0	1	1	25918.92
5	1	0	1	1	0	0	27112.51
6	1	0	0	0	0	0	28291.12

Por tanto, es escogido el modelo SARIMA multiplicativo $(1,0,1),(1,1,1)_{24}$. Esto implica matemáticamente que la expresión que describe al viento $(y(t))$ es la señalada en (5.1).

$$y_t = \Phi\phi y_{t-49} - \phi y_{t-48} - (\Phi\phi+\phi)y_{t-25} + (\Phi+1)y_{t-24} + \phi y_{t-1} + \Theta\theta\epsilon_{t-25} + \Theta\epsilon_{t-24} + \theta\epsilon_{t-1} + \epsilon_t \tag{5.1}$$

Con:

- y_t: valor presente de la serie de tiempo, en este caso de velocidad de viento para recurso del interior.
- ϵ_t: valor presente de la componente aleatoria de la serie de tiempo.
- Φ y Θ: parámetros asociados a la componente periodica de la serie de tiempo, asociados a la componente de los valores anteriores de la serie y a la componente aleatoria de esta respectivamente.
- ϕ y θ: parámetros asociados a la componente de la hora anterior de la serie de tiempo, asociados a la componente de los valores anteriores de la serie y a la componente aleatoria de esta respectivamente.

El análisis de los residuos del modelo ya fue estudiado en [113], en donde se determinó que se comporta como una normal de esperanza -0.01260 y desviación estándar 0.19177.

3) Pronóstico de velocidad

El pronóstico de velocidad se realiza de acuerdo al modelo SARIMA, tomando en cuenta un horizonte de 24 horas en los cuales para cada día se reajusta cada uno de los parámetros de la función que describe a la serie temporal. Este pronóstico se utilizará, una vez transformado en potencia eólica, como dato de entrada para la resolución determinista del predespacho.

4) Creación de perfiles de velocidad

La predicción del recurso eólico para los modelos deterministas se realizó considerando que e_t=0, sin embargo, para considerar la incertidumbre del recurso eólico en la programación estocástica es necesario contar con varios perfiles de generación eólica, tal cual fue señalado en el capítulo 4, sección 1. En particular para este trabajo, se considera que e_t es una normal cuya esperanza y varianza es obtenida del ajuste SARIMA. Por lo tanto, considerando que los residuos se asemejan al ruido blanco es posible señalar que e_t será determinado a través de un muestreo de la distribución normal.

En definitiva, el procedimiento anterior permitirá realizar la creación de perfiles de velocidad de viento que conserven la correlación propia de la serie de tiempo. En particular para este trabajo se creará una cantidad determinada perfiles sintéticos de velocidad de viento, los que serán definidos de acuerdo a la convergencia del método de Monte Carlo al modelo HL-1.

5) Transformación potencia-velocidad

Por último, se procede a transformar el pronóstico de velocidad de viento y los perfiles sintéticos en potencia de acuerdo a lo visto en el capítulo 3, sección 5. En la Figura 5.2 se presenta un *boxplot* horario de la potencia eólica obtenido a partir de los datos reales de velocidad de viento.

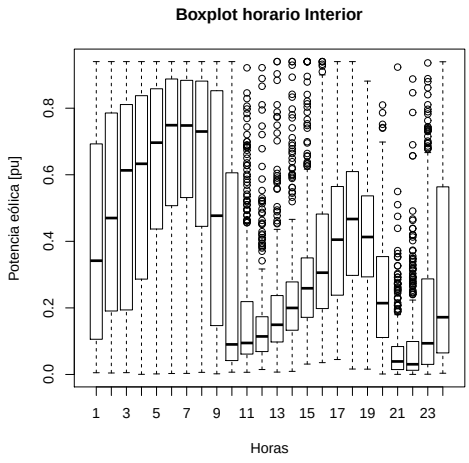


Figura 5.2. *Boxplot horario potencia eólica Interior.*

Como se puede apreciar, la transformación a potencia eólica tiende a igualar los datos extremos debido a que existe un límite en el cual para un rango de velocidades, la potencia eólica es máxima. Aquello sumado a la variabilidad propia del recurso eólico trae como consecuencia que la variabilidad presentada en el perfil de velocidad se acentúe aún más al momento de transformarse a potencia eólica.

6) Reducción de escenarios eólicos

Una vez hecho lo anterior, para efectos de este trabajo, las muestras se reducen a cuatro, ocho y doce escenarios [8] utilizando la técnica de *clustering* denominada *Partitioning Around Medoids* (PAM), tal cual fue señalado en el capítulo 3. La probabilidad de ocurrencia para el perfil del Interior considerando cuatro escenarios representativos se muestra en la Tabla 5.2. Además en la Figura 5.3 se presenta el valor real de la velocidad de viento y los escenarios representantivos para el día 01 de enero.

Tabla 5.2

Probabilidad de ocurrencia de escenarios para perfil interior.

Escenario	Peso
1	0.470
2	0.165
3	0.185
4	0.180

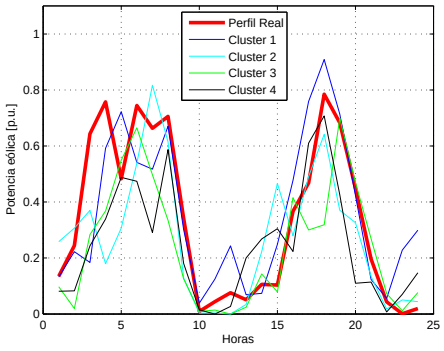


Figura 5.3. *Perfil eólico real y escenarios, Día 01/01.*

Además se realiza una reducción de ocho y doce escenarios, los cuales serán utilizados como análisis de sensibilidad.

A continuación se procederá a determinar la convergencia del esquema de simulación presentado respecto al caso HL-1.

[8] Debido a tiempos de simulación no se consideran grupos de muestras mayores [113].

5.2. Convergencia de modelo basado en la simulación de Monte Carlo al modelo HL-1

En primera instancia se procede a evaluar la convergencia del método propuesto respecto al modelo HL-1. Para aquello, tal cual se menciona en la sección 2 del capítulo 4 se requiere ajustar la cantidad de escenarios de salidas forzadas del esquema de Monte Carlo utilizado en PLEXOS, de modo de converger a la evaluación de la suficiencia mediante la convolución de la capacidad máxima de cada generador con su FOR. Para realizar lo anterior, se deben llevar a cabo las siguientes consideraciones:

- Crear el sistema de pruebas en PLEXOS[9].
- Generar un escenario en el que la propiedad *commit* (estado de encendido o apagado de las unidades) de las unidades sea igual a uno.
- Crear modelos que no consideren las restricciones operacionales.
- No considerar al sistema de transmisión (evaluación uninodal).

Una vez hechas las consideraciones anteriores, se procede a simular con 1000 escenarios como punto de partida. Los resultados de la suficiencia del sistema, expresados a través del $LOLE$, se presentan en la Tabla 5.2.

Tabla 5.3
Resultados ajuste

Método	LOLE [hrs/año]
COPT	29.49
Propuesto	29.91

Como se puede apreciar, existen diferencias mínimas respecto al método del COPT, debido a aquello se considera que el número de muestras es el apropiado para continuar la evaluación. En la Figura 5.4 se procede a mostrar la convergencia de Monte Carlo a medida que aumentan el número de muestras.

De la Figura 5.4 es posible apreciar que para pequeñas cantidades de muestras la convergencia se encuentra muy lejana, empero a medida que estas aumenta la cantidad de muestras, se converge al modelo basado en convolución. Lo anterior se debe a que un grupo reducido de muestras puede llevar a patrones de salida de unidades bastante desfavorables o favorables, por tanto, con un grupo pequeño de muestras no es posible modelar la variabilidad asociada a los patrones de salidas forzadas.

Además, es posible destacar que 200 muestras es un número candidato para disminuir la cantidad de simulaciones a llevar a cabo en un futuro. Para concluir aquello es menester observar la Figura 5.5.

En la Figura 5.5 es posible destacar una conclusión que se desprendía de la Figura 5.4. A medida que aumenta el número de muestras, disminuye la dispersión de los resultados. Junto con aquello, si bien existe variabilidad al utilizar 200 muestras, para efectos de este

[9]Agradecimientos a Ignacio Aravena y Rodrigo Wetzel quienes lo crearon en la asignatura de Temas Avanzados en Sistemas de Potencia.

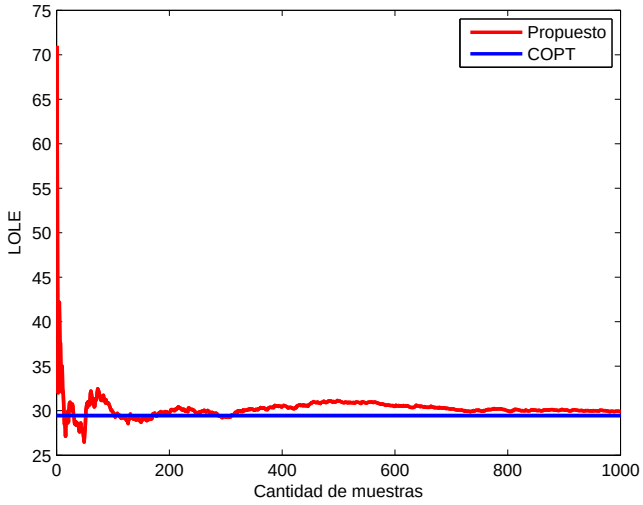


Figura 5.4. *Convergencia Monte Carlo a medida que aumentan la cantidad de muestras.*

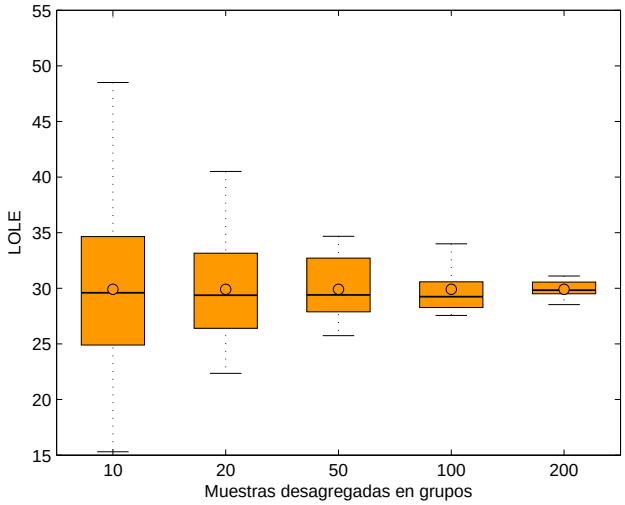


Figura 5.5. *Boxplot convergencia Monte Carlo.*

trabajo en pos de disminuir los tiempos de simulación será este el número considerado. El grupo de 200 muestras utilizado, presenta un LOLE de 29.51 [hrs/año].

Una vez definido lo anterior se procede a llevar a cabo la evaluación del sistema RTS-79 considerando restricciones operacionales y del sistema de transmisión, modelando salidas intempestivas del parque generador, además de una reserva en giro de 400MW en el predespacho (criterio N-1 en generación). Los resultados asociados a la suficiencia del sistema y al costo de operación son mostrados en la Tabla 5.4.

Como es posible apreciar, con las muestras utilizadas es posible cumplir con el estándar de convergencia señalado en la sección 3 del capítulo 3. Desde el punto de vista de la

Tabla 5.4
Suficiencia y costos de operación sistema RTS-79.

$LOLE_{OP}$ [hrs]	190.5
$LOEE_{OP}$ [GWh]	24.4
Convergencia	0.0265
Costo USE [MMUSD]	24.4
Costo gen total [MMUSD]	276.4
Costo operación [MMUSD]	300.8

cantidad de horas esperadas en las que existe energía no servida ($LOLE_{OP}$), es posible señalar que asociado a las pérdidas del sistema de transmisión, restricciones operacionales del parque generador y del sistema de transmisión, estas aumentan en aproximadamente 6.4 veces. Lo anterior es un indicador del efecto que tiene en el sistema el minimizar los costos de operación del sistema, dado que esto conlleva a que no se encuentren encendidas las unidades en todo momento, como sí lo hace el modelo HL-1. Una restricción que aumenta más este efecto es el tiempo mínimo de apagado que deben cumplir las unidades, dado que por más que se requiera encender, no puede realizarlo. Además, hay que destacar que el sistema de transmisión, a través de la congestión de este, puede implicar en que las centrales no puedan despachar su potencia máxima, lo que no es reportado en el modelo HL-1. Una medida para aumentar la suficiencia del sistema está asociada al estudio de reservas óptimas, lo cual se realiza al final de este trabajo.

Resultados adicionales de la operación son mostrados en la Tabla 5.5. Cabe destacar que las variables asociadas a la primera etapa son las centrales que presentan una misma asignación de encendido y apagado para todos los escenarios de la simulación de Monte Carlo. Mientras que las variables de segunda etapa son acciones correctivas y están asociadas a las centrales que presentan distinta asignación de encendido y apagado para todos los escenarios de la simulación de Monte Carlo.

Tabla 5.5
Resultados adicionales de la operación del RTS-79 considerando salidas forzadas de las unidades generadoras.

Generación [GWh]	Primera etapa	15992.5
	Segunda etapa	119.4
Reserva giro disponible [GWh]	Primera etapa	3741.5
	Segunda etapa	77.8
Costo generación [MMUSD]	Primera etapa	260.3
	Segunda etapa	8.8
Costo encendido/apagado [MMUSD]	Primera etapa	7
	Segunda etapa	0.4
$LOEE_{OP}$ por barra [GWh]	103	6.2
	106	5.9
	109	1.9
	118	2.5
Congestión sistema transmisión [hrs]	Total	381.54
Emisiones [ton]	CO_2	9296801.4

Los resultados anteriores servirán de parámetro para determinar como impacta el ingreso de generación intermitente al sistema. Cabe mencionar que debido a que la barra 103 es la que presenta mayor cantidad de $LOEE_{OP}$, será en donde se conecte la central eólica. Como análisis de sensibilidad, la central eólica será conectada en la barra 106.

Se debe destacar que la solución determinística del predespacho tarda cerca de 30 minutos, la estocástica con cuatro perfiles tarda cerca de cuatro horas, con ocho perfiles tarda cerca de 12 horas y con doce perfiles tarda cerca de 28 horas. Por otro lado, la simulación del esquema de Monte Carlo tarda cerca de cinco horas.

5.3. Evaluación sistémica del ingreso de energía eólica para distintos niveles de penetración eólica.

Generación eólica, $LOWE_{OP}$ y congestión del sistema de transmisión

En las Figuras 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9 se presenta la generación de las centrales eólicas, el $LOWE_{OP}$, la congestión del sistema de transmisión y la generación promedio horaria de las centrales eólicas respectivamente, para distintos niveles de penetración eólica y tipos de resolución del predespacho.

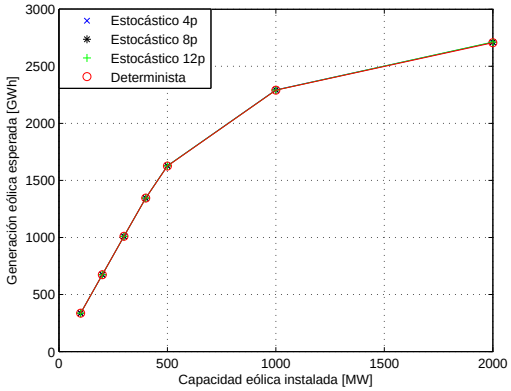


Figura 5.6. *Generación de centrales eólicas para distintos niveles de penetración eólica.*

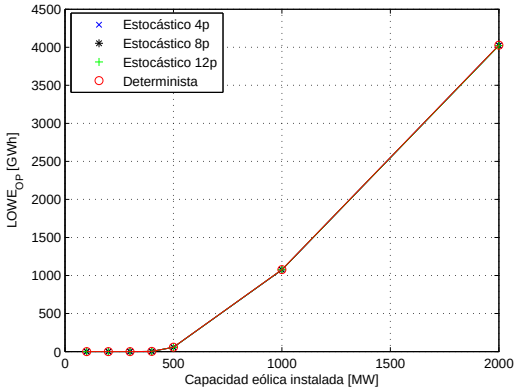


Figura 5.7. *$LOWE_{OP}$ para distintos niveles de penetración eólica.*

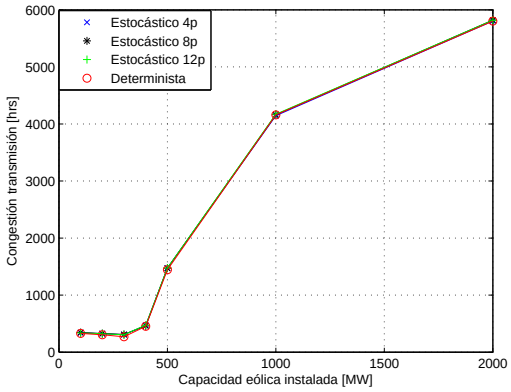


Figura 5.8. *Congestión del sistema de transmisión para distintos niveles de penetración eólica.*

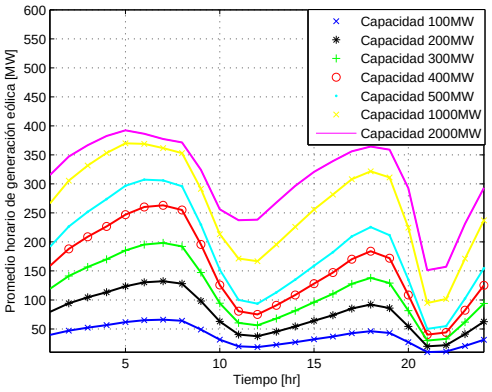


Figura 5.9. *Promedio horario de generación eólica para distintos niveles de penetración eólica.*

En las Figuras 5.6 y 5.7 es posible apreciar que, independiente de la resolución del predespacho, a partir de los 400MW comienza a existir un menor nivel de generación del parque eólico, cuyo efecto va aumentando a medida que lo hace la penetración eólica (mayor detalle se puede apreciar en las Tablas 5.6 y 5.7, en donde se muestran los resultados para el caso determinista y el caso estocástico para cuatro, ocho y doce escenarios representativos). Lo anterior debido principalmente al sistema de transmisión, el cual co-

mo puede ser apreciado en la Figura 5.8 se encuentra altamente saturado para 500MW, 1000MW y 2000MW. Esto aún queda más claro al apreciar la Figura 5.9, en donde es posible destacar que para los niveles más altos de penetración eólica estudiados (1000MW y 2000MW), la generación tiende a aplanarse, debido a que no es posible despachar toda la energía disponible, sin embargo, las horas en que la penetración es menor tienden a presentar una mayor necesidad de rampa de toma de carga. El efecto anterior sin lugar a duda trae repercusiones, ya que en periodos de alta generación eólica, quedan a mínimo técnico o con una generación menor dado que en los períodos de baja generación eólica, este tipo de unidades aportan en gran medida la generación necesaria para abastecer la demanda. De este modo, la variabilidad propia del recurso eólico actúa indirectamente como una medida para contar con reserva en giro adicional, que puede ser utilizada frente a salida intempestiva de unidades.

Cabe destacar que el sistema de transmisión se encuentra congestionado, inclusive sin considerar la central eólica. Aún más, la central eólica permite disminuir levemente los niveles de congestión para potencias desde 100MW a 400MW.

Tabla 5.6

Generación eólica (en GWh) para distintos niveles de penetración y resolución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	337	337	337	337
200	673	673	673	673
300	1010	1010	1010	1010
400	1345	1345	1345	1345
500	1625	1627	1628	1627
1000	2290	3367	2293	2292
2000	2707	2710	2711	2712

Tabla 5.7

$LOWE_{OP}$ (en GWh) para distintos niveles de penetración y resolución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	0	0	0	0
200	0	0	0	0
300	0	0	0	0
400	2	2	2	2
500	58	57	56	56
1000	1077	1074	1074	1075
2000	4027	4024	4023	4022

Lo descrito previamente permite visualizar el efecto del sistema de transmisión en la generación eólica despachada respecto a la generación eólica disponible. Finalmente, de la Tabla 5.7 es posible apreciar que los vertimientos de energía eólica no dependen en gran medida de la solución del predespacho.

Generación por tecnología

En las Figuras 5.10 y 5.11 se presenta la generación anual de las centrales de primera y segunda etapa para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.

Al apreciar las figuras 5.10 y 5.11, es posible destacar en primera instancia el desplazamiento que se produce en la generación convencional al ingresar una mayor cantidad de

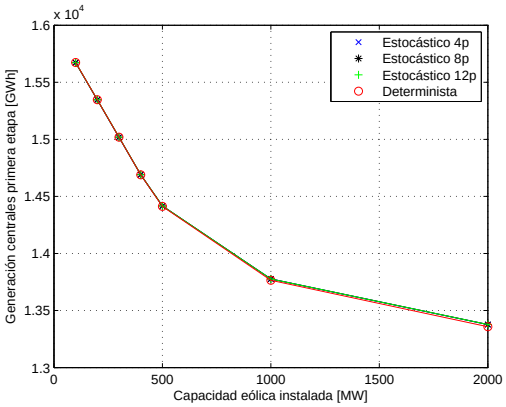


Figura 5.10. *Generación de centrales de primera etapa.*

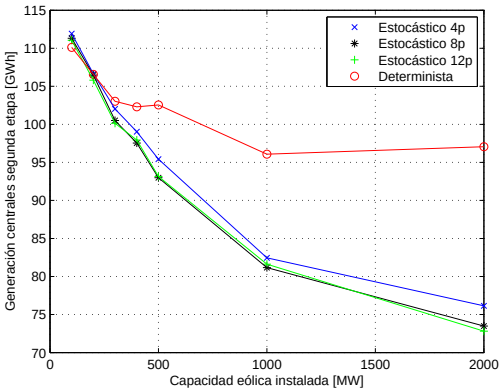


Figura 5.11. *Generación de centrales de segunda etapa.*

penetración eólica. A partir de los 500MW de penetración eólica disminuye la pendiente, la necesidad de generar con este tipo de tecnología es menor respecto a los menores niveles de penetración, lo cual se explica debido a la existencia de una gran componente del $LOWE_{OP}$, lo que desencadena en que estas tecnologías deban asumir dichas variaciones. Por otro lado al apreciar la Figura 5.11 existen variaciones en la generación de las centrales de segunda etapa, las cuales dependen de la capacidad eólica instalada y de la solución del predespacho. En particular, es posible destacar que para el caso estocástico (cualquiera sea), existe una tendencia a disminuir el uso de las centrales de segunda etapa, debido a que la solución del predespacho al ser más robusta que la determinista, cuenta con una mayor cantidad de unidades de primera etapa encendidas, por lo que es posible contar con una mayor cantidad de generación por parte de estas (mayor detalle en Tabla 5.8). Lo anterior es un indicador que probablemente a partir de los 500MW comiencen a notarse diferencias notables entre el predespacho estocástico y deterministico, dado que este último implica generar con una mayor cantidad de centrales de segunda etapa, que están asociadas a costos variables mayores que los de primera etapa.

Tabla 5.8
Generación centrales de primera etapa (GWh) para distintos niveles de penetración eólica y distintos tipos de solución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	15673.5	15671.0	15671.4	15672.1
200	15346.7	15345.9	15345.8	15346.9
300	15018.8	15018.1	15019.3	15019.8
400	14689.0	14689.2	14690.6	14689.7
500	14412.7	14414.8	14416.5	14416.3
1000	13765.2	13776.2	13776.3	13776.9
2000	13357.8	13376.8	13377.6	13377.2

Reserva en giro disponible

En las Figuras 5.12 y 5.13 se presenta la reserva en giro anual disponible de las centrales de primera y segunda etapa para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.

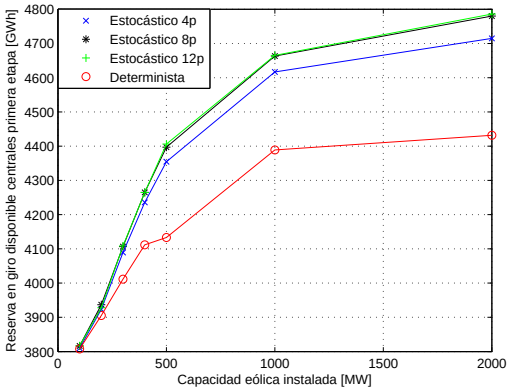


Figura 5.12. *Reserva en giro de centrales de primera etapa.*

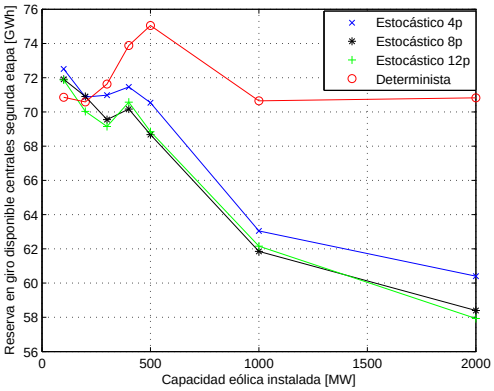


Figura 5.13. *Reserva en giro de centrales de segunda etapa.*

Asociado a la reserva en giro de las centrales de primera etapa, es posible destacar que independiente del tipo de solución del predespacho, la reserva tiende a aumentar a medida que aumenta la penetración eólica. Esto es lógico debido que al existir un mayor grado de penetración, aumenta la cantidad de generación variable, por tanto al modelar las restricciones de mínimos técnicos y tiempos mínimos de encendido y apagado, resulta imposible que ante un gran aumento de la generación eólica para una hora en particular, exista el apagado completo de una unidad. Más bien lo que ocurre es una disminución conjunta de las unidades que presenten un costo variable mayor, por tanto queda disponible una mayor cantidad de reserva en giro. Respecto a las diferencias que se pueden apreciar respecto de la solución determinista con la estocástica, esta última al presentar un predespacho más robusto, redunda en un mayor encendido de unidades de primera etapa, por tanto es propenso a obtener una mayor cantidad de reserva en giro respecto al caso determinista.

Por otro lado, respecto a la reserva en giro de las unidades de segunda etapa, estas tienden una tendencia a disminuir en la solución estocástica, esto se debe principalmente a que esta solución aumenta el uso de las centrales de primera etapa, por tanto, tiende a presentar menores acciones correctivas respecto al caso determinista, el cual presenta una mayor cantidad de recursos ociosos en las unidades de segunda etapa, dado que la utiliza de forma más recurrente.

Costos de encendido y apagado

En las Figuras 5.14 y 5.15 se presentan los costos anuales de encendido y apagado de las centrales de primera y segunda etapa, respectivamente, para distintos niveles de penetración eólica.

Respecto a los costos de encendido y apagado de las centrales de primera etapa, hasta los 500MW de penetración eólica existe una tendencia clara al aumento de estos para cada uno de los tipos de solución del predespacho, sin embargo, para la solución determinista existe un decaimiento notable, lo que se debe principalmente a que este tipo de solución no es capaz de enfrentar de manera adecuada la incertidumbre de la generación eólica, por lo que tiende a tener apagadas una mayor cantidad de unidades de este tipo. Por otro lado, el caso estocástico presenta una disminución de los costos de encendido y apagado

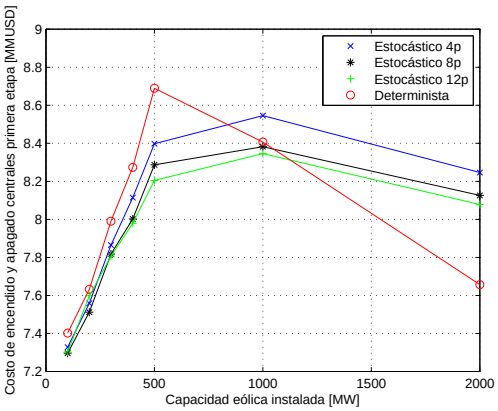


Figura 5.14. *Costos anuales de encendido/apagado centrales primera etapa.*

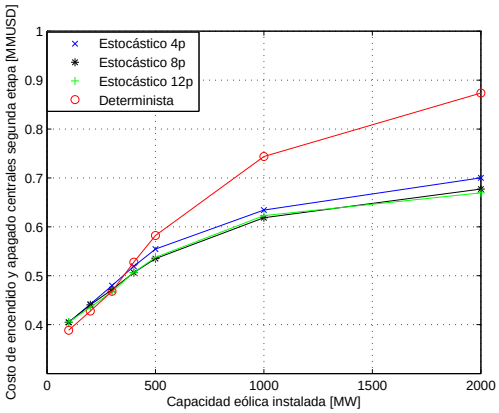


Figura 5.15. *Costos anuales de encendido/apagado centrales de segunda etapa.*

para 1000MW y 2000MW, lo cual puede deberse a que existe una mayor cantidad de penetración de energía a costo cero, lo que permite que no se apaguen tantas unidades y estas presentan un funcionamiento más homogéneo (no es necesario encender y apagar tantas unidades). Además es posible destacar que la solución estocástica, al igual que en los resultados anteriores, al utilizar ocho y doce perfiles presenta comportamiento levemente distintos a la utilización de cuatro. En particular para este caso se explica que la solución es más robusta al incluir una mayor cantidad de escenarios eólicos, por tanto los costos de encendido y apagado también son menores.

Los costos de encendido y apagado de las centrales de segunda etapa (acciones correctivas) si presentan una tendencia clara, la cual va al alza a medida que aumenta la penetración eólica. Dicho efecto también es discutido en [113] y se encuentra asociado a la necesidad de regulación como respuesta a la incertidumbre y variabilidad del recurso eólico, debido que al aumentar la penetración eólica también lo hace la variabilidad y la incertidumbre del recurso. Por tanto, existe una mayor necesidad de regulación o de acciones correctivas a causa de aquello. Esto queda aún más claro al ver las pendientes de este gráfico, ya que como se ha destacado anteriormente la variabilidad tiende a disminuir al aumentar la penetración eólica por congestión del sistema de transmisión. Lo anterior genera como consecuencia en una disminución de la pendiente de estos costos. Además la solución determinista presenta una mayor necesidad de centrales de segunda etapa, ya que debe enfrentar con mayores acciones correctivas el aumento de penetración intermitente, dado el menor aporte presentado por centrales de primera etapa.

Emisiones de gases de efecto invernadero

En la Figura 5.16, se procede a entregar las emisiones de CO_2 para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.

De la Figura 5.16 es posible observar, a grandes rasgos, que existe una tendencia al aumentar la cantidad de penetración eólica de un producto marginal decreciente, lo cual tiene su explicación en la imposibilidad de poder despachar toda la energía renovable y no contaminante. Por otro lado, es posible apreciar con más detalle en la Tabla 5.9, para

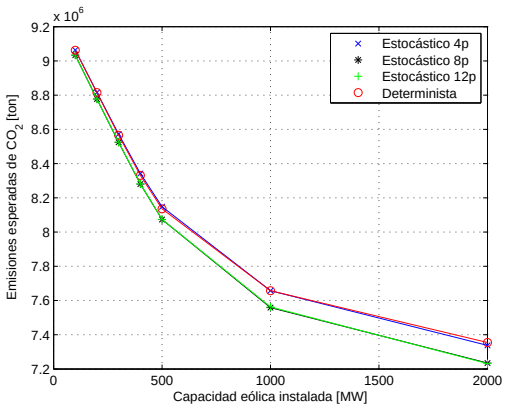


Figura 5.16. *Emisiones de CO_2 para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.*

Tabla 5.9
Emisiones de CO_2 (en *ton*) para distintos niveles de penetración eólica y distintos tipos de solución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	9030804	9033886	9033644	9033923
200	8775859	8776474	8777107	8776709
300	8516559	8525465	8524400	8525323
400	8269058	8280147	8280236	8281901
500	8058049	8070865	8073573	8074283
1000	7559023	7554382	7558723	7562404
2000	7253550	7231055	7234503	7231653

pequeños niveles de penetración eólica el comportamiento es bastante similar para los casos evaluados, sin embargo, a medida que la penetración eólica aumenta los distintos tipos de solución del predespacho comienzan a diferenciarse. Lo anterior tiene su explicación en que dentro de las centrales de primera etapa se encuentran centrales a gas, las que poseen mayores costos variables que las centrales a carbón, por tanto, el predespacho estocástico al ser más robusto, trae como consecuencia el mayor encendido de estas unidades, las que coincidentemente presentan una menor cantidad de emisiones por MW producido.

Costos de generación y de operación

En las Figuras 5.17 y 5.18 se presentan los costos de generación y operación, respectivamente, para distintos niveles de penetración eólica. Cabe destacar que los costos de operación están compuestos por la suma de los costos de: generación, encendido y apagado y energía no servida.

De la Figura 5.17 es posible desprender que a medida que la penetración eólica aumenta disminuyen los costos de generación, lo cual resulta coherente debido a que se desplaza la generación convencional por renovable que no presenta costo. Como es posible observar con más detalle en la Tabla 5.10, de modo general los costos de operación de este tipo de unidades son mayores para las resoluciones estocásticas, lo cual tiene su origen en que al presentar una mayor cantidad de encendidos de unidades de primera etapa respecto a

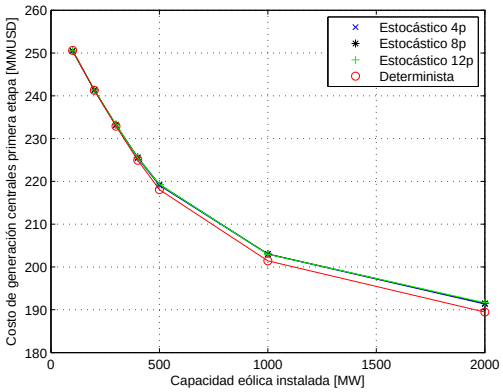


Figura 5.17. *Costos de generación de centrales de primera etapa.*

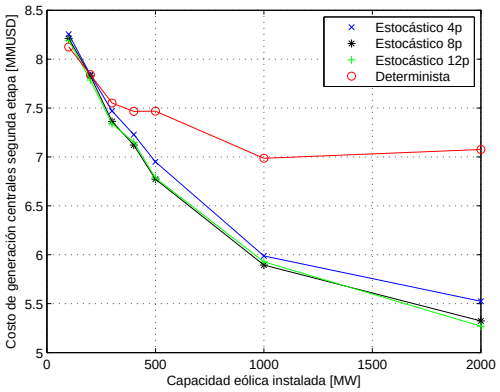


Figura 5.18. *Costos de generación de centrales de segunda etapa.*

la solución determinista, es posible generar una mayor cantidad de energía con este tipo de unidades, evitando de este modo generar con las centrales de segunda etapa o energía no servida. Lo anterior es comprobado en la Figura 5.17 y observado con mayor detalle en la Tabla 5.11, debido a que las centrales de segunda etapa, de forma general, presentan mayores costos de generación en los casos deterministas que los estocásticos, lo que está asociado principalmente a que no es posible incluir de forma explícita la incertidumbre del recurso eólico. Debido a lo anterior no es posible contar con una medida preventiva frente a este efecto, contando solamente con la reserva en giro fijada en el predespacho (bajo el criterio $N-1$), la que es igual para ambas resoluciones. Por tanto, debido a que la intermitencia del recurso eólico es mayor a medida que aumenta la penetración, la incertidumbre es mucho mayor también, por que los efectos que genera el contar con el predespacho estocástico son más notorios.

Tabla 5.10

Costos de generación de las centrales de primera etapa (en $MMUSD$) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	250.6	250.4	250.5	250.5
200	241.3	241.3	241.4	241.4
300	232.9	233.1	233.2	233.2
400	224.9	225.4	225.6	225.5
500	218.1	219.1	219.3	219.3
1000	201.4	203.0	203.1	203.0
2000	189.5	191.3	191.5	191.6

Finalmente en la Figura 5.19 (detalle en la Tabla 5.12), se entregan los costos de operación del sistema para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.

Los resultados sugieren que, para pequeños niveles de penetración (100MW y 200MW), el resultado determinista presenta mejoras desde el punto de vista económico respecto a los casos estocásticos, lo cual ya había sido discutido en [113]. Sin embargo, estas diferencias son tan pequeñas que pueden ser atribuibles al *gap* del MIP. A la luz de los resultados obtenidos, utilizar un modelo determinista para pequeños niveles de penetración eólica puede resultar beneficioso desde el punto de vista del esfuerzo computacional. Por otro lado, las diferencias entre cuatro perfiles y ocho perfiles recién son notables a partir desde

Tabla 5.11

Costos de generación de las centrales de segunda etapa (en $MMUSD$) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	8.1	8.3	8.2	8.2
200	7.8	7.8	7.8	7.8
300	7.6	7.5	7.4	7.3
400	7.5	7.2	7.1	7.1
500	7.5	7.0	6.8	6.8
1000	7.0	6.0	5.9	5.9
2000	7.1	5.5	5.3	5.3

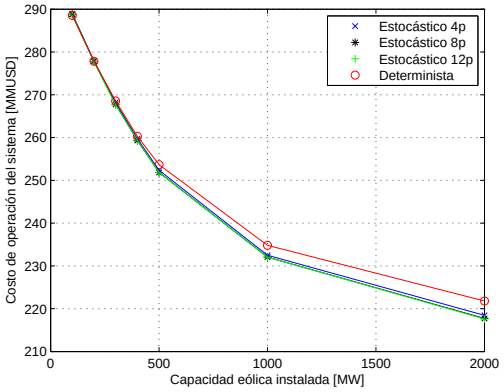


Figura 5.19. *Costo de operación del sistema.*

los 400MW, mientras que las diferencias entre ocho y doce perfiles no son muy apreciables, lo que es un indicador de que se requiere explorar una mayor cantidad de escenarios representativos para poder apreciar diferencias significantes.

Evaluación de índices de suficiencia: $LOLE$, $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$

En las Figuras 5.20 y 5.21 se presentan los índices de suficiencia del sistema $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$, respectivamente, para distintos niveles de penetración eólica y de solución del predespacho.

En la Figura 5.20 (mayor detalle en la Tabla 5.13) es posible apreciar que para el nivel más bajo de generación modelado (100MW) el caso determinista presenta mejores resultados respecto a los modelos estocásticos, los que pueden ser atribuibles al *gap* del MIP. Por otro lado, a medida que aumenta la penetración, los modelos estocásticos comienzan a diferenciarse demostrando que el contar con un sistema más robusto disminuye por un lado los costos de operación del sistema, y por otro lado, mejora los índices de suficiencia de este. Respecto a los modelos estocásticos en sí, no se necesita un gran número de escenarios para representar la variabilidad eólica.

En la Figura 5.21 (mayor detalle en la Tabla 5.14), es posible destacar un comportamiento similar a lo observado previamente.

A continuación, en las Figura 5.22 se procede a entregar el $LOLE$ y $LOLE_{OP}$, en

Tabla 5.12

Costos de operación (en $MMUSD$) para distintos niveles de penetración eólica y distintos tipos de solución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	288.5	288.9	288.8	288.7
200	277.8	277.9	277.8	277.7
300	268.6	268.2	267.8	267.7
400	260.3	259.7	259.3	259.4
500	253.7	252.4	251.8	251.8
1000	234.8	232.5	232.1	232.1
2000	221.8	218.4	217.7	217.6

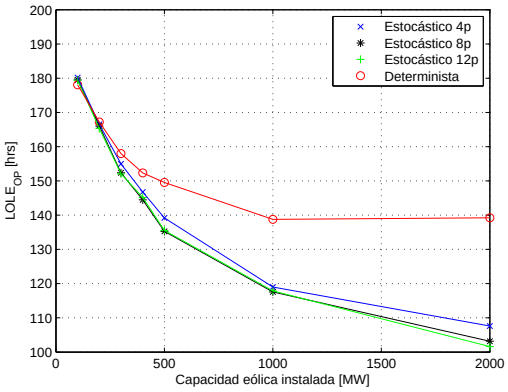


Figura 5.20. *$LOLE_{OP}$ del sistema para distintos niveles de penetración eólica.*

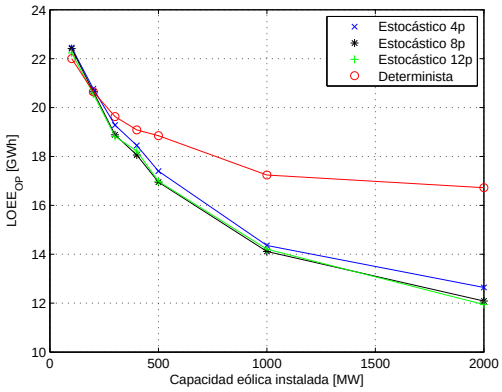


Figura 5.21. *$LOEE_{OP}$ del sistema para distintos niveles de penetración eólica.*

bases propias respecto de los resultados que presentan sin generación eólica, para distintos niveles de penetración eólica y de solución del predespacho.

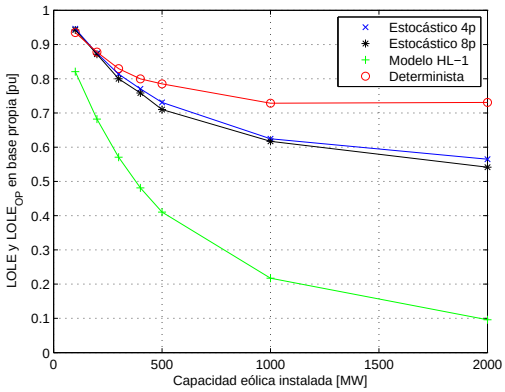


Figura 5.22. *$LOLE$ y $LOLE_{OP}$ (base propia) obtenido a través de modelo HL-1 y propuesto para distintos niveles de penetración eólica.*

En primera instancia, asociado al $LOLE$ obtenido mediante el modelo HL-1, es posible destacar que disminuye drásticamente para cada nivel de penetración respecto al

Tabla 5.13

$LOLE_{OP}$ (en hrs) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	178	180	180	179
200	167	167	166	165
300	158	155	152	152
400	152	147	144	145
500	150	139	135	136
1000	139	119	118	118
2000	139	108	103	102

Tabla 5.14

$LOEE_{OP}$ (en GWh) para distintos niveles de penetración y solución del predespacho.

Capacidad instalada [MW]	Determinista	Estocástico-4p	Estocástico-8p	Estocástico-12p
100	22.0	22.4	22.4	22.2
200	20.6	20.8	20.6	20.6
300	19.6	19.3	18.9	18.8
400	19.1	18.4	18.1	18.2
500	18.8	17.4	17.0	17.0
1000	17.2	14.4	14.1	14.2
2000	16.7	12.6	12.1	11.9

modelo determinista y el modelo propuesto. Aquello se debe a que el modelo HL-1, al no considerar principalmente las limitaciones del sistema de transmisión, asume que toda la energía eólica se puede despachar, por tanto, es posible obtener resultados mucho mejores de suficiencia. Sin embargo, al modelar las restricciones operacionales y del sistema de transmisión (principalmente), no es posible mejorar de esa forma este índice de suficiencia, dado que no es posible despachar gran parte de la energía eólica para altos niveles de penetración. Por otro lado, es posible apreciar que los modelos deterministas y estocásticos tienden a estacionarse para altos niveles de penetración, lo cual se debe al efecto de las restricciones.

En la Figura 5.23 se procede a entregar la variación marginal del $LOLE$ y del $LOLE_{OP}$ para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho [10].

De la figura anterior, es posible apreciar que para el modelo HL-1 se presenta un fuerte producto marginal decreciente. El motivo se debe a que para este modelo se asume como supuesto que todo el parque generador se encuentra encendido, por lo que a medida que ingresa la central eólica con mayor penetración, el efecto que genera en el sistema, desde el punto de vista de la suficiencia es menor. Algo similar ocurre con el modelo determinista, pero su origen se explica debido a que no posee medidas adicionales para tratar con la incertidumbre eólica. Mientras que los modelos estocásticos tienden a no presentar de forma tan clara el producto marginal decreciente. Pese a que presentan una tendencia a la baja, esta no queda clara de forma inmediata, ya que el predespacho estocástico tiende a encender más unidades y entregar mayor robustez.

[10] Se realiza la evaluación hasta 500MW debido a que ser una variación marginal, para obtener la variación marginal del caso de 1000MW y 2000MW se requiere simular el sistema considerando una central de 900MW y 1900MW respectivamente.

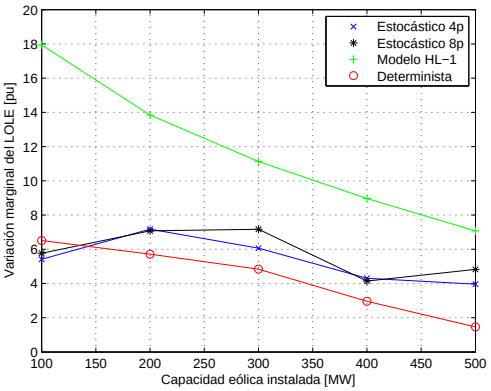


Figura 5.23. *Variación marginal LOLE y $LOLE_{OP}$ (base propia) para distintos niveles de penetración eólica.*

Robustez de la solución estocástica

A continuación, mediante *boxplot*, se procede a entregar en las Figuras 5.24, 5.25 y 5.26 los resultados del $LOLE_{OP}$, $LOEE_{OP}$ y costos de operación, para cada una de las 200 muestras evaluadas bajo el esquema de Monte Carlo. Lo anterior, para niveles de penetración eólica de 500MW, 1000MW y 2000MW (debido a que se presentan las mayores diferencias), y solución de predespacho.

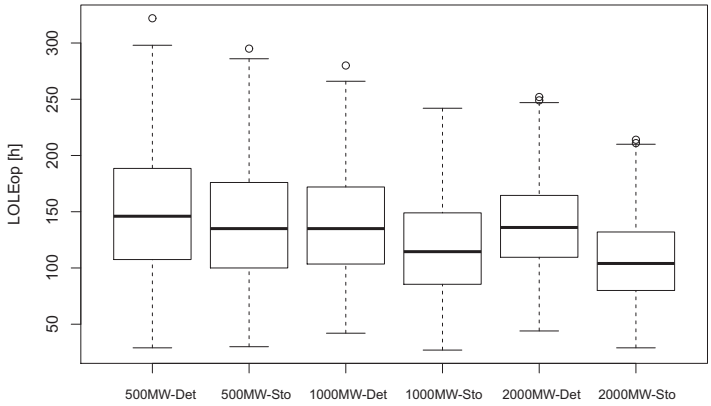


Figura 5.24. *Boxplot de $LOLE_{OP}$ para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.*

Los resultados anteriores permiten demostrar la robustez obtenida mediante un predespacho estocástico respecto al caso determinista, por cuanto los *boxplot* tienden a ser más compactos que los casos deterministas. Además los valores extremos tienden a ser más favorables para los casos estocásticos. Por tanto, los resultados permiten demostrar que la solución estocástica ante la variabilidad de los escenarios de Monte Carlo es más robusta que la solución determinística.

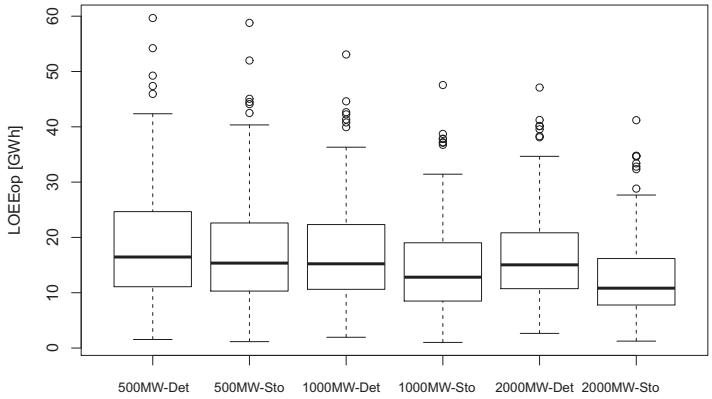


Figura 5.25. *Boxplot de $LOEE_{OP}$ para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.*

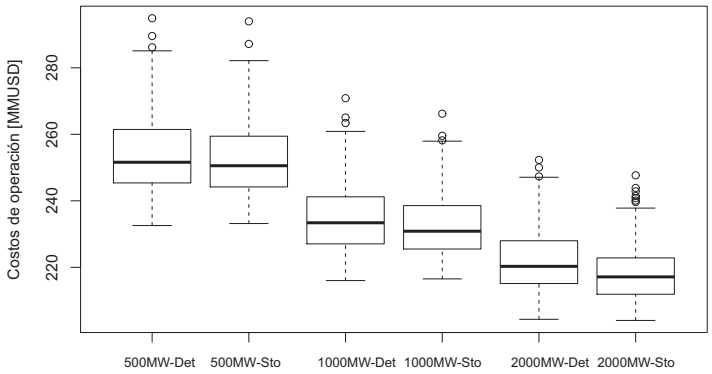


Figura 5.26. *Boxplot de costos de operación para distintos niveles de penetración eólica y solución del predespacho.*

Resumen de los principales resultados

En definitiva, en la Tabla 5.3 se resumen las variaciones porcentuales, para cada nivel de penetración eólico estudiado, entre la solución estocástica y determinista para las variables operacionales: $LOLE_{OP}$, $LOEE_{OP}$ y costos de operación.

Tabla 5.15
Variación porcentual de variables operacionales de interés de solución estocástica respecto a solución determinista.

Métrica	100	200	300	400	500	1000	2000
$LOLE_{OP}$ 4p	-1.18 %	0.41 %	1.91 %	3.66 %	6.91 %	14.25 %	22.70 %
$LOLE_{OP}$ 8p	-0.80 %	0.71 %	3.55 %	5.16 %	9.54 %	15.28 %	25.89 %
$LOLE_{OP}$ 12p	-0.76 %	1.10 %	3.74 %	4.70 %	9.37 %	15.07 %	27.01 %
$LOEE_{OP}$ 4p	-2.04 %	-0.60 %	1.79 %	3.34 %	7.70 %	16.70 %	24.39 %
$LOEE_{OP}$ 8p	-1.87 %	0.01 %	3.80 %	5.39 %	10.07 %	18.13 %	27.71 %
$LOEE_{OP}$ 12p	-1.05 %	0.45 %	4.15 %	4.52 %	9.91 %	17.58 %	28.59 %
FO 4p	-0.12 %	-0.04 %	0.13 %	0.22 %	0.51 %	0.98 %	1.52 %
FO 8p	-0.10 %	0.01 %	0.29 %	0.37 %	0.71 %	1.17 %	1.84 %
FO 12p	-0.04 %	0.04 %	0.33 %	0.35 %	0.72 %	1.17 %	1.89 %

Como es posible apreciar en la Tabla 5.3, los modelos estocásticos en niveles de penetración sobre los 200MW presentan mejoras en todas las dimensiones respecto a los modelos deterministas. En particular es posible apreciar que pese a que las mejoras en la función objetivo son pequeñas, las mejoras en los índices de suficiencia son notables. Esto tiene sus bases en que al incluir la incertidumbre del recurso eólico de forma explícita, es posible contar con un mayor número de unidades encendidas, lo que al momento de un cambio intempestivo de la generación intermitente y/o una salida forzada, permita contar con mayor capacidad de reserva para atender estos cambios.

5.4. Análisis de sensibilidad: variación en el nodo de conexión de la central eólica, variación de tiempos mínimos de encendido y apagado, variación de rampas de toma de carga de generadores y variación en precios de combustibles.

A continuación se procede a estudiar el efecto de las restricciones operacionales en el despacho económico considerando la incertidumbre en el recurso eólico y en las salidas forzadas de las unidades. En primera instancia se analizará considerando solo caso estocástico (con cuatro escenarios representativos), para poder apreciar los distintos comportamientos del sistema, posteriormente en una segunda etapa se analizará los efectos de la resolución estocástica versus la determinista.

Cabe destacar que se realizarán los siguientes análisis de sensibilidad:

- Tiempos mínimos de encendido y apagado: se realizará una variación en los tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades de primera etapa, multiplicando por tres los valores iniciales.
- Rampas de toma de carga: se realizará una variación de las rampas, las que serán cinco veces más estrictas respecto al caso inicial.
- Variación nodo: se conectará la central eólica en la barra 106.
- Variación precios de combustibles: se aumentará el precio del carbón a tal punto que las centrales a gas se vuelvan unidades de base. Debido a que este presenta resultados bastante distintos, respecto a los otros análisis de sensibilidad, desde el punto de vista de la generación, congestión del sistema, etc. Este análisis de sensibilidad será analizado de manera separada.

Además al análisis se agregará como punto de comparación el caso base, el cual es el sistema sin ninguna variación en sus parámetros. Es decir, presenta los resultados obtenidos en el análisis anterior. Cabe destacar que para este caso, solo se utilizan los resultados con cuatro escenarios representativos.

Generación eólica, $LOWE_{OP}$ y congestión del sistema de transmisión

En las Figuras 5.27, 5.28 y 5.29 se presenta la generación de las centrales eólicas, el $LOWE_{OP}$ y la congestión del sistema de transmisión, respectivamente, para distintos niveles de penetración eólica y variación de las restricciones operacionales, considerando una resolución estocástica del predespacho.

En la Figura 5.27 es posible apreciar un comportamiento similar para la mayoría de las sensibilidades, las cuales de acuerdo a los resultados del caso base, probablemente están asociadas a un problema de disponibilidad de la capacidad de transporte del sistema de transmisión. Lo anterior se ve amplificado al variar la barra de conexión de la central eólica, dado que esta presenta mayor congestión que la barra 103. Algo similar es posible apreciar en la Figura 5.28, en la cual es posible observar que existe una mayor cantidad de $LOWE_{OP}$ para el caso en que se varía el punto de conexión de la central renovable.

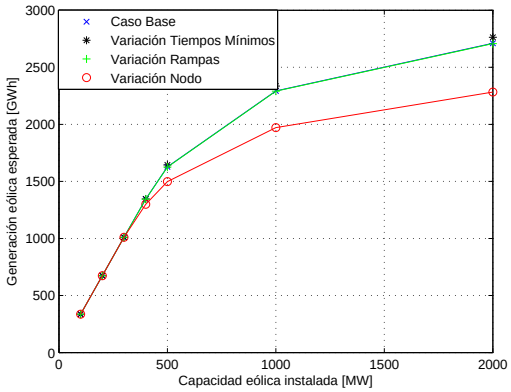


Figura 5.27. *Generación de centrales eólicas para distintos tipos de restricciones operacionales.*

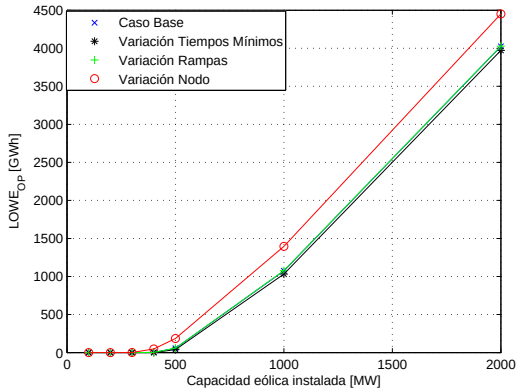


Figura 5.28. *Loss of wind expectation para distintos tipos de restricciones operacionales.*

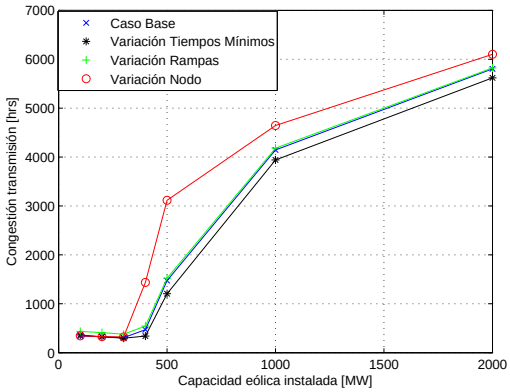


Figura 5.29. *Congestión del sistema de transmisión para distintos tipos de restricciones operacionales.*

Destacando además que el contar con tiempos mínimos de encendido y apagado más exigentes, genera a la postre que exista *levemente* un menor vertimiento de energía eólica. La razón de esto puede deberse a que al contar con variaciones del recurso eólico, y las unidades de primera al tener que estar encendidas por restricción mucho más tiempo que el caso base, no logran apagarse. Por lo que existe, de forma bastante leve, un menor uso de las redes de transporte, debido que es posible abastecer la demanda por otros puntos del sistema. Prueba de esto puede ser apreciado en la Figura 5.29, ya que justamente el caso de variación de mínimos técnicos es el que presenta menor congestión para los casos estudiados.

Generación por tecnología

En las Figuras 5.30 y 5.31 se presenta la generación anual de las centrales de primera y segunda etapa, respectivamente, para distintos casos de sensibilidad y de penetración eólica.

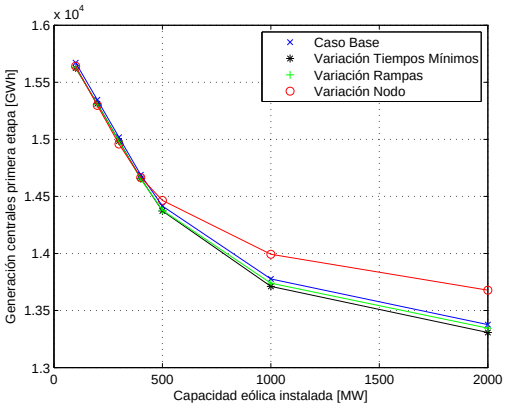


Figura 5.30. *Generación de centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

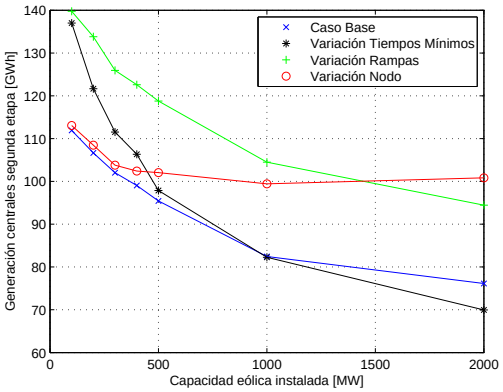


Figura 5.31. *Generación de centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

Como es posible apreciar en la Figura 5.30, la generación de las centrales de primera etapa es mayor para el caso de la variación del nodo de conexión, debido a que como no puede generar cantidades similares de energía eólica respecto a los otros casos, debe suplir este deficit de generación. Por otro lado, es posible observar que al tener rampas de toma de carga más restrictivas, las centrales de primera etapa no se pueden despachar de forma correcta respecto a los otros casos. Debido que ante la variación de la demanda neta, no pueden regular correctamente, y probablemente se presente una mayor cantidad de generación por otras tecnologías y/o presente mayor energía no servida.

Por otro lado en la Figura 5.31, se puede destacar que a modo general al contar con rampas más restrictivas se requiere de un mayor poder de regulación por parte de las centrales de segunda etapa. Los requerimientos del poder de regulación va decayendo debido a que hay una mayor generación, que pese a ser intermitente, permite desplazar este tipo de tecnologías. Por otra parte, para el caso de la variación de los mínimos técnicos, estos requieren de un gran poder de regulación para pequeños niveles de penetración, esto permitiría deducir que dado que cuando una máquina apagada en un tiempo breve requiere volver a ser encendida, no es posible realizarlo por esta restricción fuerte. Sin embargo, a medida que aumenta la penetración eólica, la variabilidad de la generación eólica es principalmente mayor sólo por unas horas, por tanto no alcanza a apagarse la unidad, generando probablemente una mayor cantidad de reserva en giro. Lo anterior se traduce en una mayor cantidad de respuesta del sistema ante salidas intempestivas.

Respecto al caso de la variación de nodos, se presenta un fenómeno bastante similar a los mencionados anteriormente, debido a que aumenta la suficiencia del sistema al ingresar energía eólica, disminuye el uso de unidades de segunda etapa a medida que aumenta la penetración.

Finalmente, es posible apreciar en la generación de las centrales de segunda etapa, que existe un cruce entre la sensibilidad de variación de rampas y la variación del nodo de conexión. Lo cual puede deberse a que el nodo de conexión requiere un mayor uso de unidades de segunda etapa debido a que presenta menor generación eólica, por tanto, requiere abastecer de alguna forma la demanda de energía.

Reserva en giro disponible

En las Figuras 5.32 y 5.33, se presenta la reserva en giro anual disponible de las centrales de primera y segunda etapa, respectivamente, para distintos casos de sensibilidad y de penetración eólica.

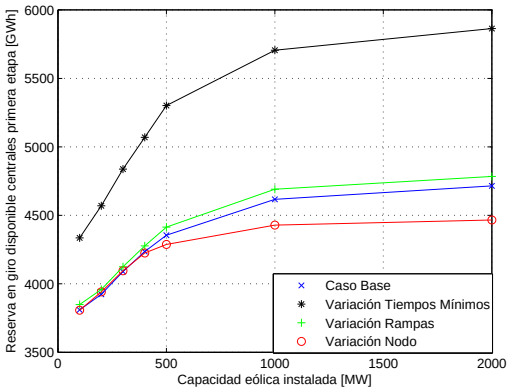


Figura 5.32. *Reserva en giro de centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

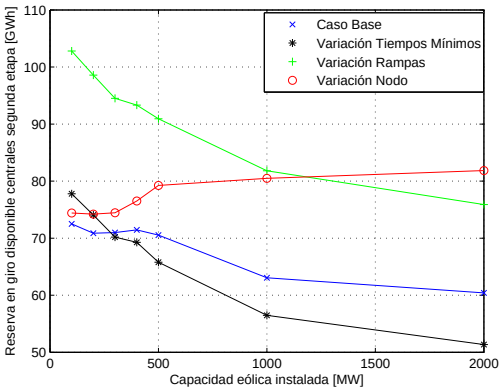


Figura 5.33. *Reserva en giro de centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

Ligado a la reserva en giro de las centrales de primera etapa, los resultados respaldan los comentarios descritos en análisis anteriores, en donde se señaló que el análisis de sensibilidad al considerar un mayor tiempo de encendido y apagado de unidades de primera etapa, probablemente implicaría una mayor cantidad de reserva en giro disponible por parte de este tipo de unidades, dada la mayor complejidad de poder apagarse. Por otro lado, es posible apreciar, respecto a la cantidad de reserva en giro, el análisis de sensibilidad rampas de toma de carga presenta elevados niveles, lo que puede deberse a que dada la imposibilidad de aumentar rápidamente la generación, se ven obligadas a contar con una mayor cantidad de recursos en giro disponibles, ya que no alcanzan a despachar toda su energía ante desviaciones de la demanda neta. Finalmente, la variación del nodo de conexión presenta una menor cantidad de reserva en giro disponible para las unidades de primera etapa ya que utiliza estos recursos para subsanar el efecto de no contar con una capacidad de transporte más adecuada para la exportación de la energía eólica.

Por otro lado, respecto a la reserva en giro disponible de las centrales de segunda etapa, es posible apreciar que en la mayoría de los casos estos disminuye, debido a que es posible contar con un sistema con mayor suficiencia dado el ingreso de la central eólica. Caso contrario ocurre para la variación del nodo de conexión, ya que la cantidad de reserva en giro de las centrales de segunda etapa comienza a aumentar a partir de los 500MW, lo que se puede deber a que presenta una capacidad de transporte más limitada que los otros casos.

El cruce que existe entre la sensibilidad de nodo y rampas, para la reserva en giro aportada por centrales de segunda etapa, puede deberse a que como se requiere una mayor cantidad de generación de las centrales de segunda etapa, esto implica que su uso es más prolongado, por tanto la capacidad ociosa también lo sea.

Costos de encendido y apagado

En las Figuras 5.34 y 5.35 se presentan los costos anuales de encendido y apagado de las centrales de primera y segunda etapa, respectivamente, para distintos casos de sensibilidad y de penetración eólica.

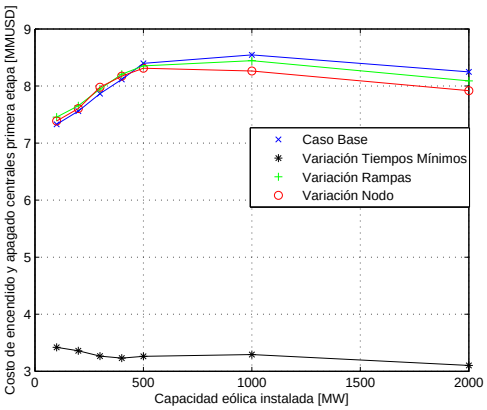


Figura 5.34. *Costos anuales de encendido/apagado centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

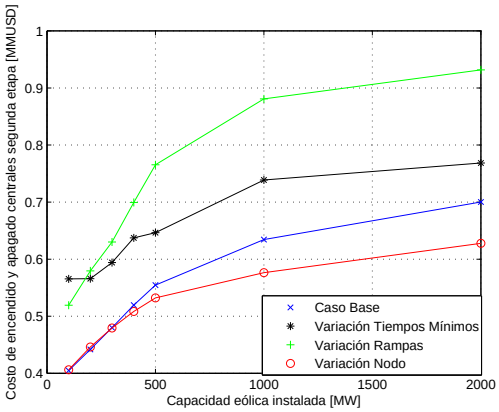


Figura 5.35. *Costos anuales de encendido/apagado centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

Respecto a los costos de encendido y apagado de las unidades de primera etapa, es posible destacar el bajo costo al considerar restricciones más fuertes en los costos de encendido y apagado. Aquello se debe principalmente a que frente a variaciones breves de la demanda neta, los generadores deben quedarse a mínimo técnico en vez de apagarse, o en caso contrario, una vez están apagados hay que esperar un tiempo mayor para poder encenderlos. Respecto a los otros casos, presentan comportamiento bastante similares.

Por otro lado, asociado a los costos de encendido y apagado de las unidades de segunda etapa, es posible apreciar que las rampas son la peor condición desde este punto de vista, dado que se requiere utilizar una mayor cantidad de acciones correctivas dado por la imposibilidad de las unidades de primera etapa de absorber las variaciones de la demanda neta y de la salida forzada de las unidades. Por otro lado, el caso de mínimos técnicos requiere también una mayor cantidad de encendidos y apagados debido a que pese a que presentan una mayor cantidad de reserva en giro disponible de primera etapa, puede que no sea en los momentos adecuados, por lo que de igual modo deben encenderse este tipo de unidades rápidamente y apagarse dado el aporte de las centrales de primera etapa. Mientras que el caso base y la variación del nodo de conexión presentan restricciones más relajadas, por tanto no requieren mayor encendido y apagado de este tipo de unidades.

Emisiones de gases de efecto invernadero

En la Figura 5.36 se procede a entregar las emisiones de CO_2 para distintos tipos de sensibilidad y niveles de penetración eólica.

De la Figura 5.16 se puede apreciar que para pequeños niveles de penetración eólica el comportamiento es bastante similar para los casos evaluados, sin embargo, a medida que

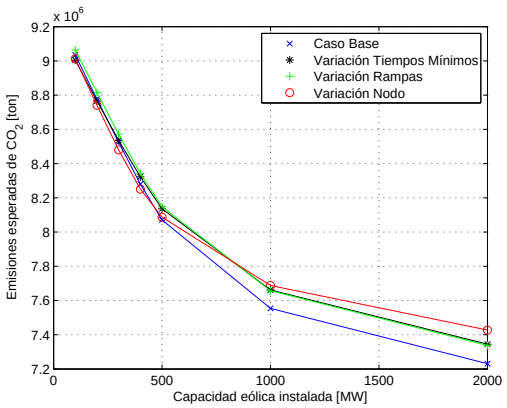


Figura 5.36. *Emisiones de CO_2 para distintos tipos de restricciones operacionales.*

la penetración eólica aumenta los casos comienzan a diferenciarse. En particular respecto al caso de variación del nodo de conexión, este presenta una mayor cantidad de emisiones debido a que se ve obligada a generar en mayor medida con centrales convencionales dada la menor capacidad de transporte del sistema de transmisión. Por otro lado, los análisis de sensibilidad de los mínimos técnicos y de las rampas de toma de carga, estas poseen una mayor cantidad de generación de unidades correctivas, entre las cuales existen centrales a diesel que tienden a contaminar más que las centrales a gas.

Costos de generación y operación

En las Figuras 5.37 y 5.38 se presentan los costos de generación de las centrales de primera y segunda etapa, respectivamente, para distintos tipos de sensibilidad y niveles de penetración eólica.

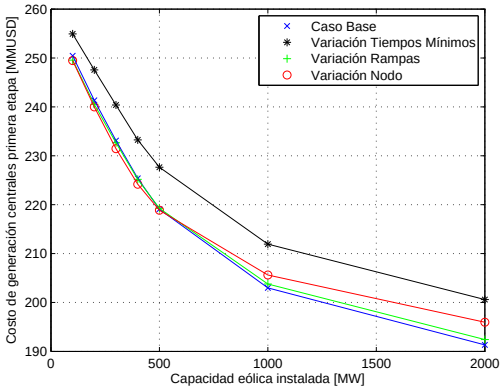


Figura 5.37. *Costos de generación de centrales de primera etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

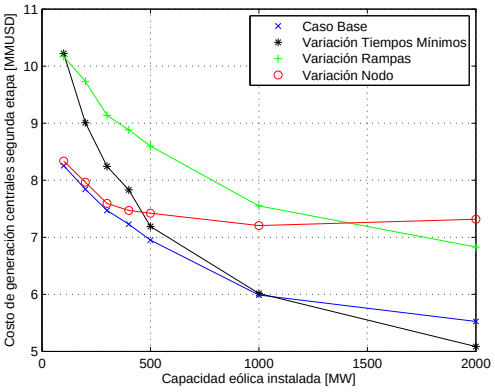


Figura 5.38. *Costos de operación de centrales de segunda etapa para distintos tipos de restricciones operacionales.*

De la Figura 5.37 es posible apreciar que la restricción de tiempos mínimos presenta

mayores costos. Los resultados sugieren que lo anterior puede deberse a que al contar con una mayor cantidad de unidades encendidas, y dada la imposibilidad de apagarlas por tiempos breves, existen unidades que presentan costos variables más altos dentro de las unidades de primera etapa. Estas unidades deben quedarse a mínimo técnico (probablemente, o muy cercano a este) por algunas horas, generando a la postre que no se pueda despachar a plena carga la generación más eficiente desde el punto de vista económico. Por otro lado, las otras restricciones presentan un comportamiento bastante similar, salvo el caso de la variación del nodo de conexión a partir de los 1000MW, lo que se debe a la imposibilidad de despachar la misma cantidad de energía eólica respecto al resto de las restricciones.

En la Figura 5.38 se puede notar que los costos de las unidades de segunda etapa son mayoritariamente altos para el caso de la variación de las rampas, debido a que se requiere un mayor uso por parte de estas unidades para poder absorber la carga que usualmente lo hacen las unidades de primera etapa en las otras sensibilidades. Lo anterior se cumple salvo para el caso de 2000MW (variación del nodo de conexión), cuyo argumento ya fue explicado en el párrafo anterior. Luego, la restricción de mínimos técnicos presenta costos importantes para pequeños niveles de penetración, debido a que la variabilidad de la generación eólica es más notable, por lo que es posible que en algunos casos al apagar unidades ante esto, sea imposible volver a encenderlas de igual modo que el caso base. Sin embargo, desde los 1000MW en adelante, es comparable con el caso base, debido a que la variabilidad de la generación eólica disminuye.

Finalmente se presentan en la Figura 5.39 los costos de operación resultantes. Cabe destacar que los costos de operación están compuestos por la suma de los costos de: generación, encendido y apagado y energía no servida.

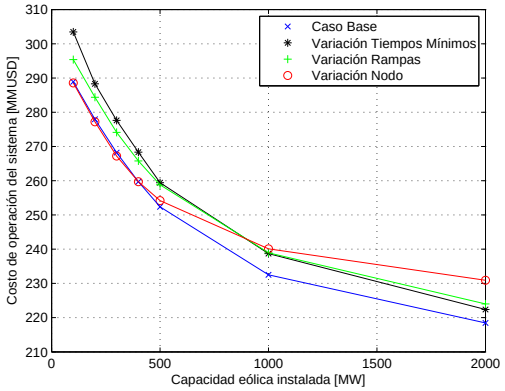


Figura 5.39. *Costo de operación del sistema para distintos tipos de restricciones operacionales.*

De la figura anterior es posible señalar que tanto el caso base como la variación del nodo de conexión presentan valores similares para pequeños niveles de penetración, sin embargo, a medida que aumenta la penetración estos comienzan a diferenciarse debido a la generación eólica (lo que permite entender el cruce entre esta sensibilidad y las otras). Mientras que los otros dos casos, al considerar todos los elementos de la función objetivo, presentan valores similares para todos los niveles de penetración eólica, sin embargo,

presentan valores más altos respecto al caso base. Esto sugiere que un sistema con mayor restricciones podría presentar costos de operación más altos.

Evaluación de índices de suficiencia: $LOLE$, $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$

En las Figuras 5.40 y 5.41 se presentan los índices de suficiencia del sistema $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$, respectivamente, para distintos niveles de penetración eólica.

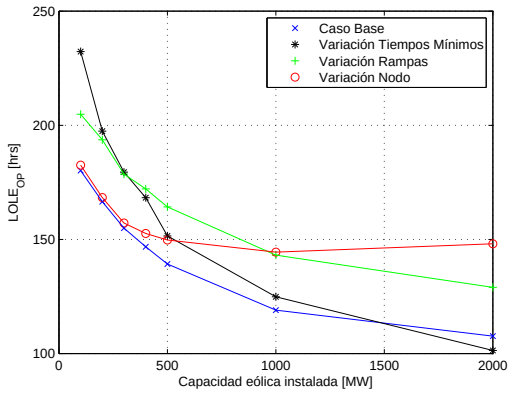


Figura 5.40. *$LOLE_{OP}$ para distintos tipos de restricciones operacionales.*

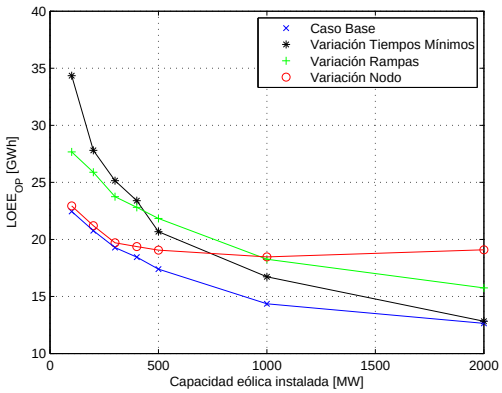


Figura 5.41. *$LOEE_{OP}$ para distintos tipos de restricciones operacionales.*

Independiente del índice de suficiencia es posible apreciar que dependiendo del caso de sensibilidad analizado, estos índices pueden cambiar drásticamente. Lo anterior es un llamado de atención respecto a los modelos que no consideran este tipo de restricciones operacionales, dado que dependiendo del sistema, pueden existir distintas diferencias tales como: niveles de flexibilidad en el parque generador y/o sistema de transmisión, en la curva de la demanda (casos SIC y SING, el primero presenta con gran variabilidad horaria, mientras que el segundo presenta una curva plana) y/o en los perfiles de centrales renovables. Por tanto, es de importancia el poder modelar dichas restricciones para contar con un panorama más realista del sistema.

Respecto a los índices en sí, es posible apreciar que el contar con un sistema de transmisión más limitado, puede llevar a que empeore la condición del sistema. Por otro lado, los resultados sugieren que un sistema menos restrictivo puede llegar a tener mejores resultados, lo cual puede ser asociado a la comparación realizada en apartados anteriores en donde se comparó los resultados del $LOLE$ y $LOLE_{OP}$, aumentando este último seis veces a causa de las restricciones operacionales (punto 5.2). Sin embargo, el caso de sensibilidad de tiempos mínimos puede llegar a igualarlo para altos niveles de penetración eólica, dado que puede acumular mayor cantidad de reserva en giro en las unidades de primera etapa. Esta última afirmación podría darse para niveles entre 500MW a 1000MW si es que el sistema de transmisión tuviese la capacidad de transporte adecuado. Por otro lado, el caso de variación del nodo de conexión de la central eólica solo puede asemejarse al caso base para pequeños niveles de penetración, dado que al presentar mayor $LOWE_{OP}$ no es posible mantener el aporte a los índices de suficiencia para altos niveles de penetración eólica.

Variación de los resultados versus su simil determinista

A continuación se procede a entregar la comparación entre la solución estocástica (cuatro escenarios representativos) versus la determinista, incluyendo esta vez la sensibilidad de precios de combustibles.

$LOWE_{OP}$ y emisiones de CO_2

En las Figuras 5.42 y 5.43 se procede a entregar la comparación respecto al $LOWE_{OP}$ y emisiones de CO_2 para los distintos niveles de penetración y casos de sensibilidad.

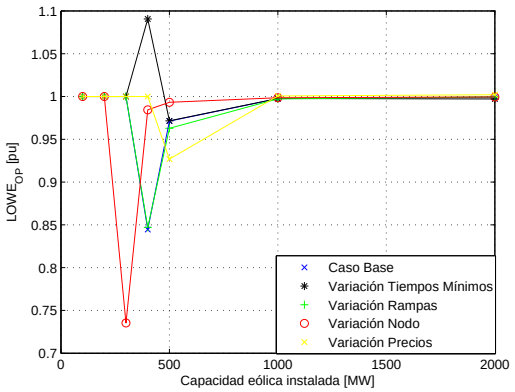


Figura 5.42. *$LOWE_{OP}$ (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista.*

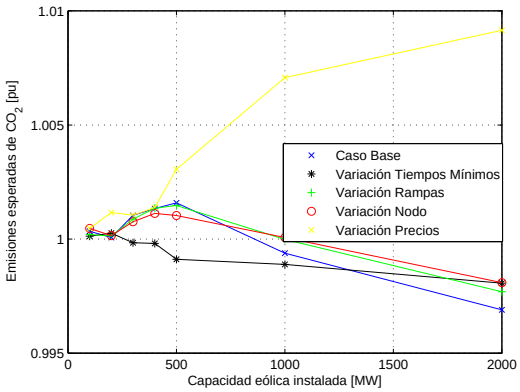


Figura 5.43. *Emisiones de CO_2 (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista.*

Como es posible apreciar en la Figura 5.42 (más detallado en la Tabla 5.16), desde el punto de vista de los vertimientos de energía eólica, los modelos estocásticos y deterministas presentan valores similares. Las oscilaciones mostradas en la Figura obedecen a variaciones pequeñas. Como puede ser apreciado en la Tabla 5.16), el valor en p.u. es grande para algunos valores porque el $LOWE_{OP}$ es pequeño, por lo que pequeñas diferencias en GWh pueden llevar a grandes valores en p.u.

Una idea similar ocurre respecto a las emisiones de CO_2 (más detalle en la Tabla 5.17), en donde los modelos que presentan mayor $LOWE_{OP}$, presentan también una mayor cantidad de emisiones de CO_2. Cumpliéndose también, para el caso de la variación de precios, que el modelo determinista presenta menor cantidad de emisiones, ya que para este análisis de sensibilidad en particular, el caso estocástico al ser más robusto tenderá a encender una mayor cantidad de unidades a carbón.

$LOEE_{OP}$ y $LOLE_{OP}$

En las Figuras 5.44 y 5.45 se procede a entregar la comparación respecto al $LOEE_{OP}$ y $LOLE_{OP}$ para los distintos niveles de penetración y casos de sensibilidad.

Respecto a los índices de suficiencia (más detallados en las Tablas 5.18 y 5.19), la mejora de los modelos estocásticos versus los determinísticos dependerá de la restricción bajo

Tabla 5.16

$LOWE_{OP}$ de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad.

MW Eólicos	Base-sto	Base-det	Nodo-sto	Nodo-det	Tmin-sto	Tmin-det	Rampas-sto	Rampas-det	Precios-sto	Precios-det
100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
400	2	2	48	48	1	1	2	3	0	0
500	57	58	185	186	39	40	58	60	6	7
1000	1074	1077	1396	1398	1032	1034	1077	1080	757	756
2000	4024	4027	4451	4454	3971	3983	4027	4030	3502	3495

Tabla 5.17

Emisiones de CO_2 de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad.

MW Eólicos	Base-sto	Base-det	Nodo-sto	Nodo-det	Tmin-sto	Tmin-det	Rampas-sto	Rampas-det	Precios-sto	Precios-det
100	9033886	9030804	9012044	9007802	9004077	9002909	9063652	9061834	6688482	6685354
200	8776474	8775859	8740516	8739180	8765897	8763601	8815603	8814428	6430158	6422659
300	8525465	8516559	8479862	8473400	8535775	8537140	8572908	8565413	6191250	6184753
400	8280147	8269058	8250954	8241668	8322383	8323952	8342090	8330815	5971819	5963567
500	8070865	8058049	8086750	8078407	8136046	8143257	8147987	8135988	5773958	5756350
1000	7554382	7559023	7687934	7687387	7661746	7670229	7657243	7657321	5172746	5136395
2000	7231055	7253550	7427244	7441420	7345385	7359575	7338093	7355060	4742803	4699802

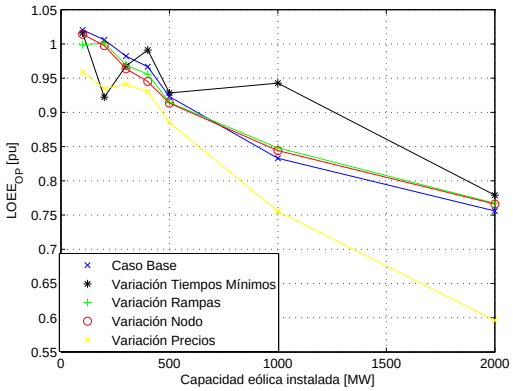


Figura 5.44. *$LOEE_{OP}$ (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista.*

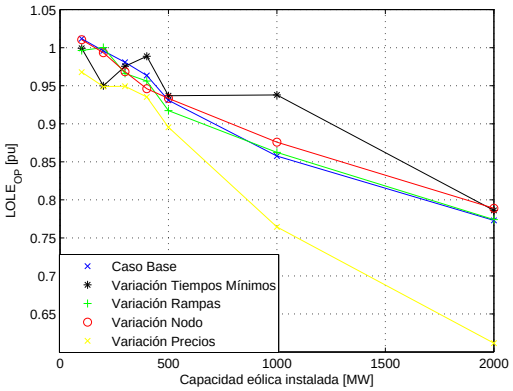


Figura 5.45. *$LOLE_{OP}$ (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista.*

estudio. Por ejemplo, para el caso de los mínimos técnicos, debido a que de por sí presentan una mayor cantidad de unidades encendidas, el efecto de la programación estocástica de tomar medidas preventivas ante la incertidumbre del recurso eólico no presenta grandes cambios dado que las unidades tienden a estar encendidas durante muchas horas. Lo anterior debido la imposibilidad de poder apagarse por un tiempo breve. Por tanto, las grandes diferencias se presentan recién en el mayor nivel de penetración eólica, donde la variabilidad del recurso eólico se ve atenuada por efectos del sistema de transmisión.

La variación del nodo de conexión presenta valores similares a los obtenidos por el Caso Base, sin embargo, las diferencias pueden ser atribuibles a que presenta un mayor $LOWE_{OP}$. Lo anterior repercute en que la variabilidad del recurso eólico esté más atenuada que el Caso Base.

Por otra parte, la restricción que presenta una mayor mejora es la de la variación de precios. Lo cual puede deberse a que al contar con centrales a gas como base, estas al ser pocas pero de gran tamaño, respecto a las de carbón en que son más pero de menor tamaño, presentan una menor confiabilidad. Por lo que el poder encender unidades adicionales, mediante la programación estocástica, claramente mejorará los índices de suficiencia de forma más significativa.

De la variación de rampas llama la atención que pese a ser más restrictivas que el Caso Base, desde el punto de las mejoras presentadas por la solución estocástica en los indices de suficiencia, mantiene valores similares en p.u. al Caso Base.

Tabla 5.18

$LOEE_{OP}$ de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad.

MW Eólicos	Base-sto	Base-det	Nodo-sto	Nodo-det	Tmin-sto	Tmin-det	Rampas-sto	Rampas-det	Precios-sto	Precios-det
100	22.4	22.0	22.9	22.6	34.3	33.8	27.7	27.7	40.6	42.3
200	20.8	20.6	21.2	21.3	27.8	30.2	25.9	25.8	38.6	41.2
300	19.3	19.6	19.7	20.4	25.1	26.0	23.7	24.5	35.9	38.2
400	18.4	19.1	19.4	20.5	23.4	23.6	22.8	23.9	34.2	36.7
500	17.4	18.8	19.1	20.9	20.7	22.3	21.8	23.9	32.4	36.6
1000	14.4	17.2	18.5	21.9	16.7	17.7	18.3	21.5	26.9	35.6
2000	12.6	16.7	19.1	24.9	12.8	16.5	15.8	20.5	22.1	37.1

Tabla 5.19

$LOLE_{OP}$ de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad.

MW Eólicos	Base-sto	Base-det	Nodo-sto	Nodo-det	Tmin-sto	Tmin-det	Rampas-sto	Rampas-det	Precios-sto	Precios-det
100	180.2	178.1	182.6	180.7	232.3	232.5	204.9	205.6	281.6	290.9
200	166.5	167.2	168.3	169.5	197.5	207.9	193.6	193.6	271.8	286.4
300	155.0	158.0	157.2	162.3	179.5	184.0	178.6	184.8	256.6	270.4
400	146.8	152.3	152.6	161.3	168.3	170.2	172.1	180.0	245.9	263.0
500	139.2	149.5	149.7	160.4	151.5	161.7	164.3	179.1	234.8	262.2
1000	119.0	138.8	144.4	164.9	124.8	133.1	143.1	166.0	196.6	257.2
2000	107.6	139.2	148.1	187.7	101.4	128.9	129.0	166.7	165.3	270.3

Costos de operación del sistema

En la Figura 5.46 se procede a entregar la comparación respecto a la función objetivo para los distintos niveles de penetración y casos de sensibilidad.

Como es posible apreciar en la figura (más detalle en la Tabla 5.20) la resolución estocástica comienza a tener mejores resultados a partir de los 200MW para todos los análisis de sensibilidad bajo estudio, salvo para el caso de mínimos técnicos. Lo anterior implica que desde el punto del esfuerzo computacional, para pequeños niveles resulta conveniente utilizar programación determinística [113]. Por otro lado, es posible apreciar para el nivel de penetración más alto bajo estudio, que el menor beneficio es obtenido por aquel caso que aumenta los tiempos mínimos, debido a que esta restricción genera que el predespacho presente mayor robustez para el caso determinista, respecto a los otros casos de sensibilidad.

Además, la solución que presenta un mejor beneficio es aquella con las centrales a gas como base (cuyo caso coincide con lo estudiado en [113]). Esto se debe, de acuerdo a lo explicado en apartados anteriores, a que la suficiencia presentada al tener este tipo de centrales como base (gran tamaño pero pocas, respecto a las de carbón) es menor, por lo

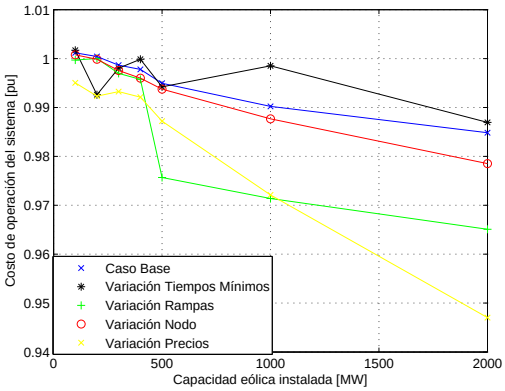


Figura 5.46. *Costos de operación del sistema (estocástico/determinista) para distintos tipos de restricciones operacionales respecto a caso determinista.*

que el poder contar con predespachos robustos genera un mayor encendido de unidades de carbón, mejorando considerablemente los índices de suficiencia y el valor de la función objetivo.

Cabe destacar que la variación de rampas presenta una gran tendencia a aumentar los beneficios de la programación estocástica para pequeños niveles de penetración, la cual se ve atenuado para los niveles más altos. Lo anterior sugiere, que cuando la variabilidad del recurso eólico es mayor, los beneficios de la programación estocástica son mayores (en p.u.). Sin embargo, al disminuir la variabilidad producto de las restricciones del sistema de transmisión, los beneficios de la programación estocástica se atenúan para altos niveles de penetración.

Tabla 5.20

FO de modelos deterministas y estocásticos para distintos niveles de penetración y análisis de sensibilidad.

MW Eólicos	Base-sto	Base-det	Nodo-sto	Nodo-det	Tmin-sto	Tmin-det	Rampas-sto	Rampas-det	Precios-sto	Precios-det
100	288.9	288.5	288.6	288.3	303.5	302.9	295.4	295.5	357.5	359.3
200	277.9	277.8	277.2	277.3	288.3	290.4	284.4	284.4	345.6	348.2
300	268.2	268.6	267.2	267.9	277.6	278.2	274.1	274.9	333.5	335.7
400	259.7	260.3	259.7	260.8	268.3	268.4	265.8	266.9	322.8	325.4
500	252.4	253.7	254.2	255.8	259.4	260.9	258.8	265.2	312.7	316.8
1000	232.5	234.8	240.1	243.1	238.7	239.1	238.9	246.0	282.0	290.1
2000	218.4	221.8	230.9	236.0	222.4	225.3	224.0	232.1	259.1	273.5

Robustez de la solución estocástica

A continuación, mediante *boxplot*, se procede a entregar en las Figuras 5.47, 5.48 y 5.49 los resultados del $LOLE_{OP}$, $LOEE_{OP}$ y costos de operación, para cada una de las 200 muestras evaluadas bajo el esquema de Monte Carlo. Lo anterior, para nivel de penetración eólica de 2000MW y los tipos de resolución de predespacho.

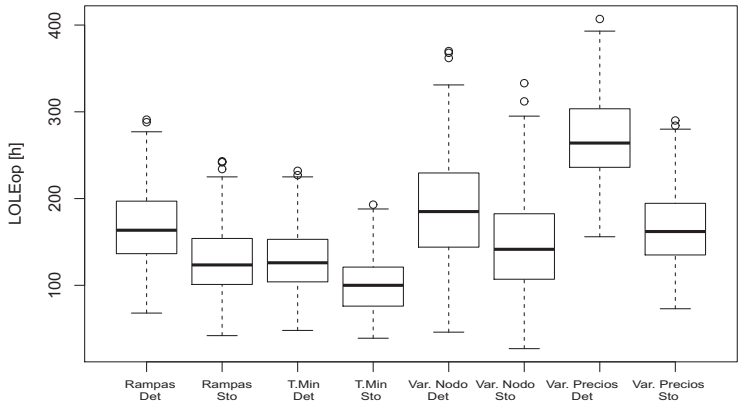


Figura 5.47. *Boxplot de $LOLE_{OP}$ para 2000MW de penetración eólica y tipos de resolución del predespacho.*

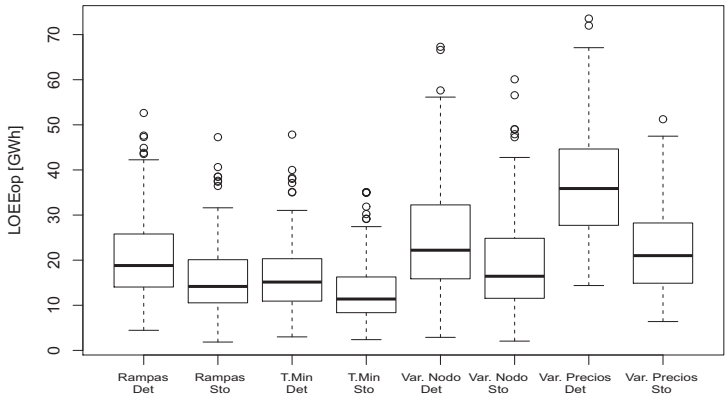


Figura 5.48. *Boxplot de $LOEE_{OP}$ para 2000MW de penetración eólica y tipos de resolución del predespacho.*

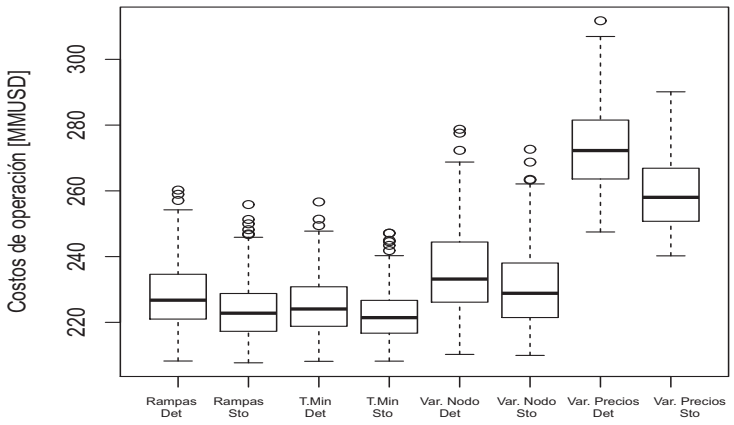


Figura 5.49. *Boxplot de costos de operación para 2000MW de penetración eólica y tipos de resolución del predespacho.*

Los resultados anteriores permiten demostrar la mayor robustez obtenida mediante un predespacho estocástico respecto al caso determinista, por cuanto los *boxplot* tienden a ser más compactos que los casos deterministas. Además es posible apreciar que dependiendo de las restricciones de la red, la robustez presentada por la solución estocástica es distinta.

5.5. Determinación y comparación del valor de capacidad de las centrales eólicas.

En esta sección se procede a entregar los valores del $OEFC_{LOLE}$, $OEFC_{LOEE}$, EFC y *Capacity factor*, para la solución estocástica y determinista bajo distintos niveles de penetración. Cabe destacar que los parámetros $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ son obtenidos de acuerdo a lo descrito a metodología planteada en la sección 4 del capítulo 4, bajo los resultados obtenidos en la sección 3 del capítulo 5 (considerando cuatro escenarios representativos para el caso estocástico). Por otro lado, el valor del EFC (modelo HL-1) es obtenido de acuerdo a la metodología planteada en la sección 4 del capítulo 4.

5.5.1. Cálculo del Operative Equivalent Firm Capacity basado en $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$.

En la Figuras 5.50 y 5.51 (en las Tablas 5.21 y 5.22 con mayor detalle) se procede a entregar el $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho.

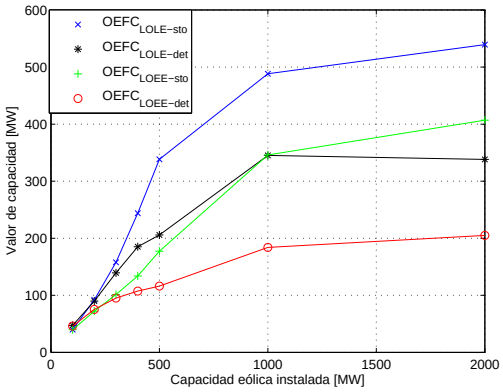


Figura 5.50. *$OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ en MW.*

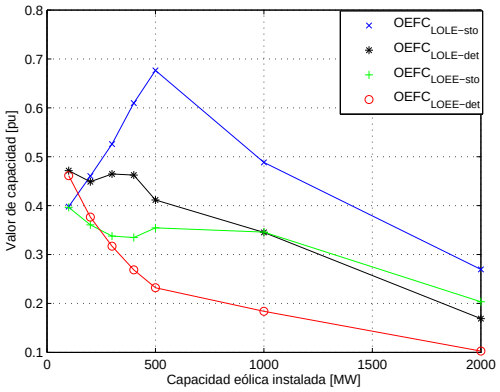


Figura 5.51. *$OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ en pu.*

Tabla 5.21

$OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ (en MW) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho.

MW Eólicos	$OEFC_{LOLE-sto}$	$OEFC_{LOLE-det}$	$OEFC_{LOEE-sto}$	$OEFC_{LOEE-det}$
100	39.8	47.2	39.7	46.1
200	92.1	89.8	72.1	75.3
300	157.8	139.4	101.3	95.1
400	243.9	185.0	134.0	107.5
500	338.3	205.8	177.3	116.1
1000	488.3	345.2	346.0	183.9
2000	539.4	338.1	406.9	205.0

Como es posible apreciar, para pequeños niveles de penetración eólica, 100MW hasta 200MW en algunos casos, los modelos deterministas presentan un mejor desempeño que los estocásticos. Esto puede atribuirse principalmente, como ha sido explicado a lo largo del documento, al *gap* del MIP. Sin embargo, a medida que la variabilidad del recurso

Tabla 5.22

$OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ (en pu) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho.

MW Eólicos	$OEFC_{LOLE-sto}$	$OEFC_{LOLE-det}$	$OEFC_{LOEE-sto}$	$OEFC_{LOEE-det}$
100	0.398	0.472	0.397	0.461
200	0.461	0.449	0.361	0.377
300	0.526	0.465	0.338	0.317
400	0.610	0.463	0.335	0.269
500	0.677	0.412	0.355	0.232
1000	0.488	0.345	0.346	0.184
2000	0.270	0.169	0.203	0.103

eólico aumenta, las métricas obtenidas mediante la solución estocástica presentan mejores resultados.

Por otra parte, respecto a los valores que presentan el $OEFC$ basado en el $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$, comparando los resultados estocásticos o determinísticos entre si mismos. Estos muestran que los basados en el $LOLE_{OP}$ presentan valores muy por encima de los basados en el $LOEE_{OP}$. Esto puede deberse a que la metodología empleada para obtener estas métricas, la cual está basada en conectar una central de costo cero y generación constante, no permite obtener una métrica adecuada que se base en el tiempo que dura la falla. Más bien, se basa en la profundidad de esta, por lo que dependiendo de la demanda neta, basarse en el $LOLE_{OP}$ puede llevar a resultados muy erróneos.

Un ejemplo de lo que se quiere señalar en esta última apreciación se puede observar en la Figura 5.52.



Figura 5.52. *Perfil de potencia no servida.*

En la figura anterior se tiene un perfil de potencia no servida, el cual resulta en una $LOLE_{OP}$ de 24 horas y un $LOEE_{OP}$ de 455 GWh. Ahora considérese que se conecta una central de costo cero y de potencia constante de capacidad instalada de 5MW. Como es un cambio pequeño en el parque generador, se puede aproximar que el predespacho y despacho de las unidades convencionales es bastante similar, existiendo un leve desplazamiento en la generación de la unidad marginal, debido al ingreso de esta pequeña unidad, por tanto, es posible asumir que el perfil de energía no servida sigue siendo el mismo. El resultado de lo anterior es apreciado en la Figura 5.53.

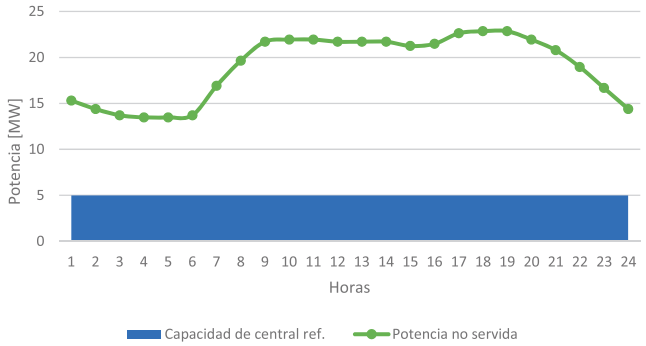


Figura 5.53. *Perfil de energía no servida con el aporte de la central de costo cero.*

Al tener en cuenta la figura anterior, es posible destacar que el $LOLE_{OP}$ sigue teniendo un valor de 24 horas, sin embargo, el $LOEE_{OP}$ se redujo a 322 MWh. Si es que se sigue aumentando en pequeños diferenciales la capacidad instalada de la central renovable, el $LOEE_{OP}$ seguirá disminuyendo su valor, sin embargo, el $LOLE_{OP}$ será constante hasta que aumente la capacidad instalada de modo tal de abastecer los niveles mínimos del perfil de potencia no servida, cuyo caso es mostrado en la Figura 5.54.

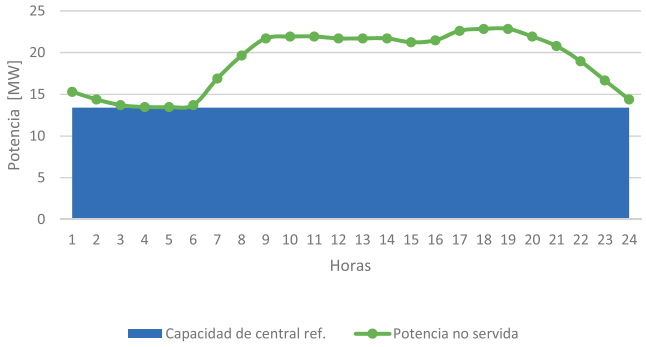


Figura 5.54. *Perfil de energía no servida con aporte de la central de costo cero hasta disminuir por vez primera el $LOLE_{OP}$.*

La Figura 5.55 permite resumir lo anterior y demostrar por un lado, la enorme discontinuidad que puede presentar el $LOLE_{OP}$, no así el $LOEE_{OP}$.

Por otro lado, un caso opuesto al anterior es que exista un perfil de potencia no servida de valor pequeño pero que presente un *peak* en alguna hora del día. Lo descrito previamente es mostrado en la Figura 5.56.

Luego, al agregar pequeños valores de capacidad instalada de una central de costo cero, se tiene que el $LOLE_{OP}$ disminuye drásticamente, sin embargo, la capacidad instalada debe ser de 20MW para que disminuya de 1 a 0. Por otro lado, $LOEE_{OP}$ siempre disminuye, pese a que luego de los 4MW de capacidad instalada, su disminución presenta una pendiente bastante pequeña. Lo anterior se explica de mejor manera en la Figura 5.57, en donde bastaría con un pequeño aumento en el valor de capacidad de la central para igualar el área que abastecería la central eólica, mientras que para el caso del $LOLE_{OP}$ dicho valor dista totalmente.

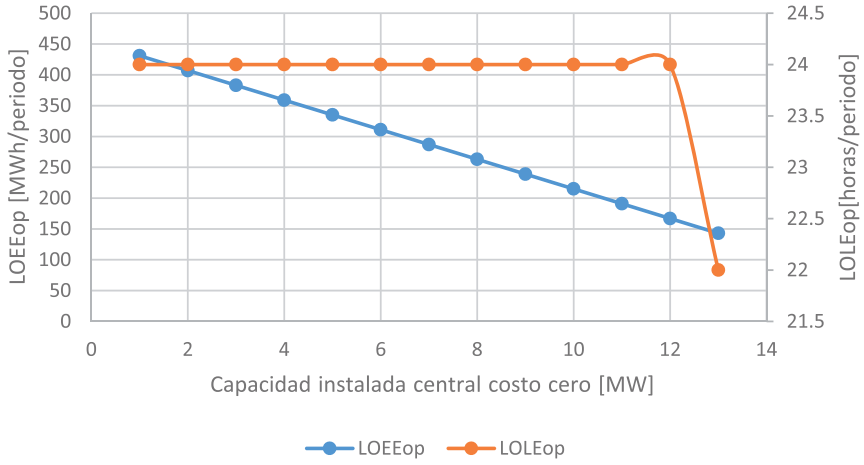


Figura 5.55. *$LOEE_{OP}$ y $LOLE_{OP}$ para distintos niveles de capacidad instalada de central de costo cero.*

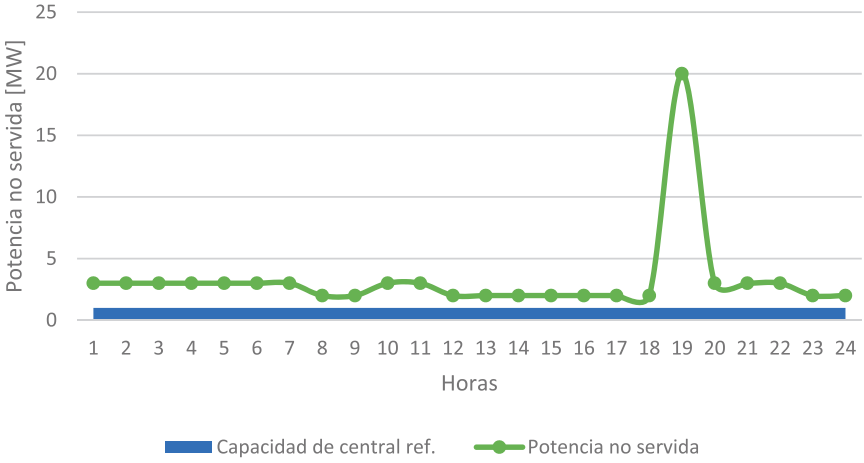


Figura 5.56. *Perfil de potencia no servida.*

En la Figura 5.58 es posible apreciar un resumen del aporte que presenta la central de costo cero al $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$ de la Figura 5.56.

Por tanto, se puede concluir que la métrica cuyo origen se basa en el $LOEE_{OP}$ proviene de una función continua, mientras que los saltos propios observados por la métrica basada en el $LOLE_{OP}$ se debe a lo explicado previamente. Por tanto, independiente del perfil de demanda neta (que a la postre define el perfil de potencia no servida), y tomando en cuenta la metodología empleada en esta tesis, la métrica del $LOEE_{OP}$ permite obtener valores consistentes. Desde el punto de vista del una igualdad de desplazamientos de energía entre la central renovable y la central de costo cero. No así la métrica basada en el $LOLE_{OP}$ en donde sus resultados serán más dependientes del perfil de demanda neta. Una manera de obtener valores consistentes para la métrica del $LOLE_{OP}$ sería cambiar la metodología en la que se obtiene el valor de capacidad, por ejemplo, considerando en el predespacho la central de costo cero, pero en el despacho económico considerar la central eólica conectada, de modo tal de que se pueda respetar el perfil de potencia no servida.

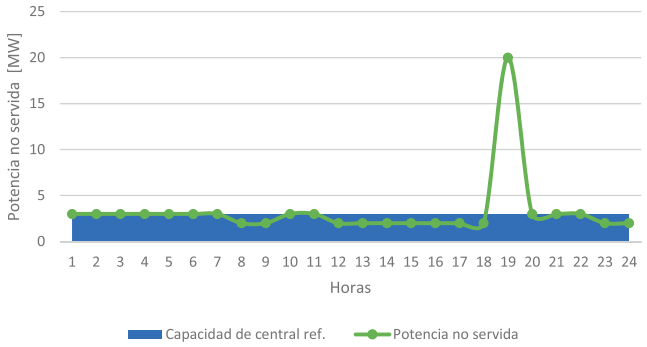


Figura 5.57. *Perfil de potencia no servida y de central de costo cero de 3MW.*

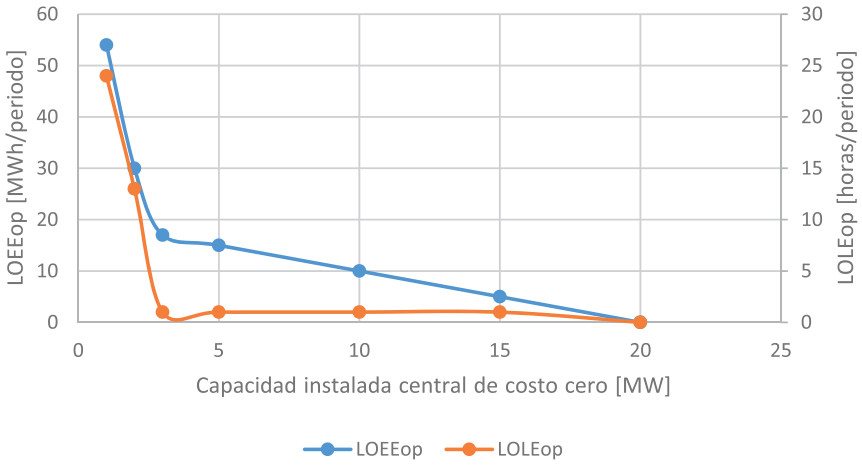


Figura 5.58. *Variación del $LOEE_{OP}$ y $LOLE_{OP}$ a medida que aumenta la capacidad instalada de la central de costo cero.*

Finalmente, se debe destacar que la metodología empleada busca comparar la disminución de energías no servidas, dado que el conectar una central de costo cero implica que esta probablemente se encuentre despachada a plena carga y no pueda seguir los perfiles de potencia no servida que permite disminuir los perfiles de potencia eólica. Lo que se busca con esta metodología es una igualación de áreas entre lo que abastece la central eólica y lo que realiza la central renovable de costo cero.

5.5.2. Comparación de valor de capacidad entre modelo HL-1 y HL2

A continuación, en la Figura 5.59 se procede a entregar el $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$, basados en modelos HL-2, y el EFC y factor de capacidad (*Capacity Factor*) basados en modelos HL-1. Los valores de $OEFC$ obedecen a los obtenidos mediante el predespacho estocástico, dado que presentan mejores resultados que los obtenidos a través del predespacho determinístico.

En primera instancia se puede destacar que el EFC presenta un producto marginal decreciente para todos sus niveles de capacidad, lo que se debe principalmente a que para obtener este parámetro se asume que todas las unidades están encendidas, sin embargo,

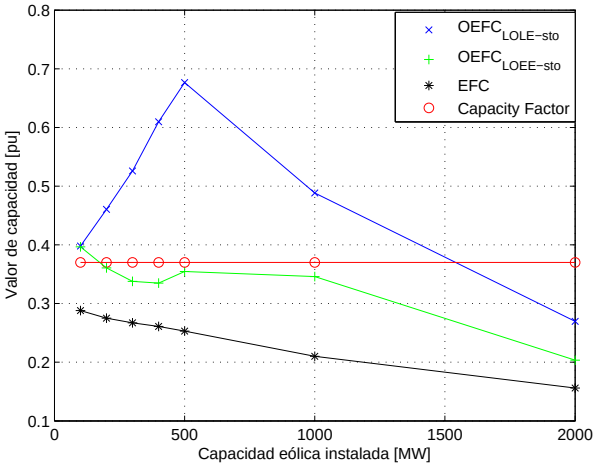


Figura 5.59. *Comparación de métricas basadas en modelos HL-1 y HL-2.*

para la obtención de los parámetros $OEFC_{LOLE}$ y $OEFC_{LOEE}$ aquello no es así debido a que cada caso presenta un predespacho de unidades distinto.

A partir de lo anterior, es posible apreciar que la métrica basada en el $LOEE_{OP}$ tiende a la baja a medida que aumenta la penetración eólica, sin embargo, existen variaciones en donde aumenta su valor, lo que se debe principalmente al efecto de incluir la incertidumbre eólica en el predespacho de forma explícita. Lo anterior, debido a que es posible contar con un prdespacho más robusto que la solución determinística. Por otro lado, la métrica basada en $LOLE_{OP}$ se presenta al alza hasta los 500MW, lo que puede deberse a que existe una enorme cantidad de energía no servida en las horas de punta (el sistema eléctrico es débil en generación respecto a la demanda). Por tanto, estos tienden a aumentar hasta que existe una mayor penetración eólica, y a causa de esto, los perfiles de potencia no servida para las horas de demanda máxima tienden a atenuarse.

Finalmente, es posible destacar que el factor de capacidad puede resultar útil para pequeños niveles de penetración (100MW), respecto a los modelos HL-2. Indudablemente para niveles de penetración altos, el efecto de las restricciones operacionales y del parque generador, repercute en el aporte que puede entregar la central eólica al sistema. Además, a través de este factor no es posible considerar la correlación que existe entre generación eólica y demanda eléctrica. Por lo tanto, guiarse por este parámetro puede resultar erróneo en todas las dimensiones sistémicas analizadas previamente.

5.5.3. $OEFC_{FO}$ y $OEFC_{CO_2}$

En la Figura 5.60 y 5.61 (con mayor detalle en las Tablas 5.23 y 5.24) se presentan los $OEFC$ basados en la cantidad de emisiones de CO_2 que emiten los generadores del sistema y en el valor de la función objetivo para el caso estocástico y determinista.

Los resultados muestran mejores resultados para la métrica basada en las emisiones, respecto a la basada en la función objetivo. Esto permite señalar que el ingreso de la central renovable influye de manera más notable en las emisiones de CO_2, respecto a los efectos que genera en la función objetivo. Lo anterior podría explicarse debido que

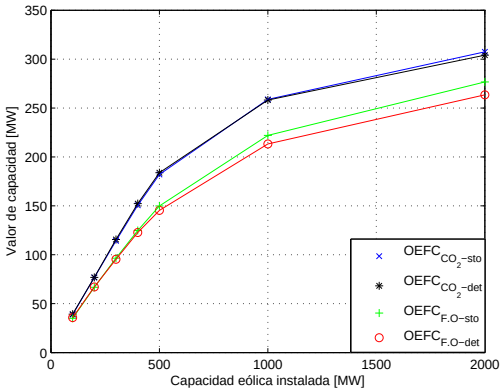


Figura 5.60. *$OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho en MW.*

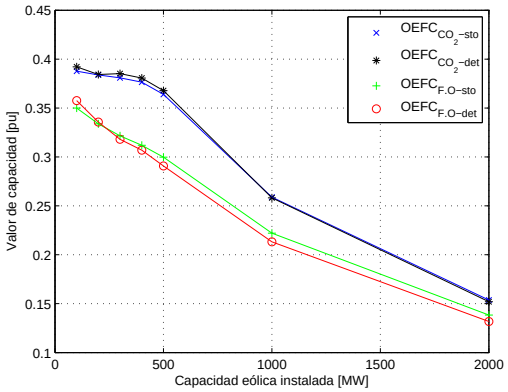


Figura 5.61. *$OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho en pu.*

el ingreso de centrales renovables permite disminuir el aporte de las centrales de carbón, que son a la postre las que generan en mayor medida. Sin embargo, debido al ingreso de la central eólica, su repercusión en los costos no es directa, dado que por la variabilidad podría requerir usos de unidades de segunda etapa (encendido y apagado de estas) y/o no aportar de igual modo en las horas de energía no servida.

Respecto a la comparación entre la solución estocástica y determinista, para la métrica basada en emisiones, no existen grandes diferencias y va en línea con los resultados mostrados en el caso base.

Por otra parte, respecto a la métrica basa en la función objetivo, es posible detectar que la basada en el predespacho estocástico presenta mayores diferencias a partir de los 1000MW. Lo anterior se debe a que al existir una mayor incertidumbre del recurso eólico, es posible presentar mejores beneficios con la programación estocástica. Sin embargo, similares diferencias podrían presentarse para menores niveles de capacidad instalada de la central eólica en caso de que el sistema de transmisión permitiera despachar todo el recurso renovable.

Respecto a los valores en por unidad, es posible apreciar que para pequeños niveles de generación la función objetivo presenta un decaimiento natural, debido a que pese a que ingresa una mayor cantidad de generación a costo cero, se deben tener unidades encendidas de primera etapa frente a la variabilidad de este recurso, y además se deben encender y apagar más unidades de segunda etapa. Para altos niveles la pendiente va siendo mayor, debido principalmente a los efectos del sistema de transmisión, sin embargo, también debe considerarse los costos de encendido y apagado, y la generación de las centrales de segunda etapa.

La métrica basada en emisiones mantiene valores similares para pequeños niveles de penetración, dado que el ingreso de generación eólica permite desplazar unidades a carbón. Sin embargo, al aumentar la penetración eólica, este desplazamiento no es lineal dado que existe una mayor cantidad de saturación del sistema de transmisión, y además puede que exista una mayor cantidad de unidades de carbón a mínimo técnico.

Tabla 5.23

$OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ (en MW) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho.

MW Eólicos	$OEFC_{CO_2-sto}$	$OEFC_{CO_2-det}$	$OEFC_{FO-sto}$	$OEFC_{FO-det}$
100	38.8	39.2	35.0	35.8
200	76.8	76.9	66.8	67.1
300	114.3	115.6	96.5	95.4
400	150.6	152.3	124.8	122.8
500	182.0	183.9	149.9	145.4
1000	258.9	258.2	222.0	213.2
2000	307.4	304.0	276.7	263.5

Tabla 5.24

$OEFC_{CO_2}$ y $OEFC_{FO}$ (en pu) para distintos niveles de penetración eólica y resolución del predespacho.

MW Eólicos	$OEFC_{CO_2-sto}$	$OEFC_{CO_2-det}$	$OEFC_{FO-sto}$	$OEFC_{FO-det}$
100	0.388	0.392	0.350	0.358
200	0.384	0.384	0.334	0.336
300	0.381	0.385	0.322	0.318
400	0.376	0.381	0.312	0.307
500	0.364	0.368	0.300	0.291
1000	0.259	0.258	0.222	0.213
2000	0.154	0.152	0.138	0.132

5.5.4. Comparación de métricas basadas en modelo HL-2

A continuación, en las Figuras 5.62 y 5.63, se procede a entregar el resultado de las métricas $OEFC$ para distintos niveles de penetración, considerando la resolución estocástica del predespacho.

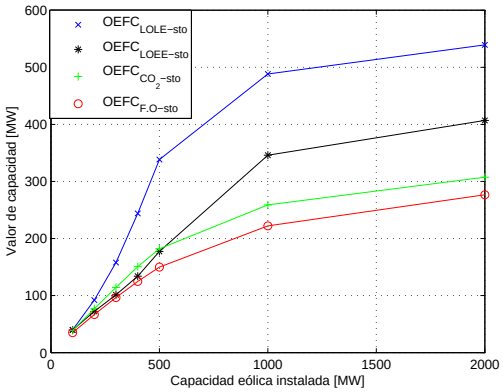


Figura 5.62. *Métricas OEFC para distintos niveles de penetración eólica en MW.*

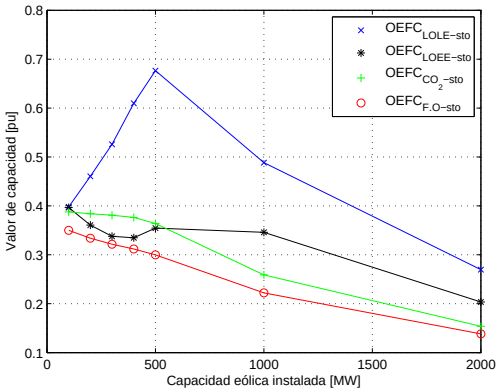


Figura 5.63. *Métricas OEFC para distintos niveles de penetración eólica en pu.*

Los resultados sugieren medidas alternativas para cuantificar el aporte de las centrales renovables al sistema, pueden basarse en los índices de suficiencia (pese a que se señaló en esta tesis que el basado en $LOLE_{OP}$, dada la metodología no pareciera ser la forma más correcta), en la cantidad de emisiones de CO_2 o de acuerdo al aporte que generan a la función objetivo. Independiente de las métricas utilizadas, estas están afectas al tipo de resolución del predespacho y a las restricciones operacionales y del sistema de transmisión.

Por ejemplo, la métrica basada en CO_2 podría permitir realizar pagos a las centrales renovables, desde el punto de vista del aporte que generan respecto a temas ambientales (reducción de emisiones).

Por otro lado, la métrica basada en la función objetivo, en caso de tener una regulación estatal, permitiría definir los tipos de proyectos que generan un mayor aporte al sistema, en términos de reducción de costos. Contando con una herramienta que permitiría evaluar de mejor forma los aportes que generaría el proyecto a nivel sistema.

Finalmente, se debe señalar que podría única una métrica única a partir de las definidas anteriormente. Esta métrica permitiría considerar los aportes que entrega la central renovable desde el punto de vista de los costos, las emisiones y la suficiencia del sistema. Dados los resultados, se recomendaría en el caso de la suficiencia utilizar la basada en $LOEE_{OP}$.

Capítulo 6

Conclusiones

Con respecto a los aportes al estado del arte que se desprenden de este trabajo, se presentan las siguientes conclusiones:

- Esta tesis también la convergencia de un modelo HL-1 respecto a la modelación bajo esquema de Monte Carlo. Esto resulta fundamental debido a que permite demostrar que ambos modelos pueden ser comparables, junto con demostrar los efectos que puede generar las restricciones operacionales del parque generador y del sistema de transmisión en la suficiencia de los SEP. Como así también se discute la cantidad de muestras a utilizar, demostrando la importancia de definirlas para poder realizar una correcta comparación respecto al modelo HL-1.

- Pese a que en estudios de corto plazo se ha utilizado ampliamente la programación estocástica para modelar de forma explícita la incertidumbre asociada al recurso eólico, y que por otro lado, en estudios de suficiencia se ha modelado las restricciones operacionales del parque generador y del sistema de transmisión, en este trabajo se presenta una metodología que permite unificar ambos enfoques. El poder modelar correctamente la incertidumbre del recurso eólico permite obtener mejores resultados desde el punto de vista del corto plazo, como también en temas de suficiencia del sistema. Lo anterior, debido a que el enfoque determinístico requiere un ajuste adicional de reserva en giro para modelar correctamente la incertidumbre eólica.

- A partir de lo anterior, es posible realizar análisis de sensibilidad modificando las restricciones operacionales del parque generador sin la necesidad de ajustar la reserva. Esto permite poder realizar comparaciones equitativas entre las distintas sensibilidades y el caso base bajo estudio.

- Respecto a las métricas que permiten indicar el aporte de una central al SEP, es posible aportar un nuevo enfoque basado en la energía. Se demuestra que la metodología planteada en el estado del arte para obtener el valor de capacidad de las centrales, considerando restricciones operacionales, no es la correcta. Dado que se basa en un índice que tiende a sobrestimar el aporte de la central bajo estudio. Además se plantean métricas adicionales basadas en el aporte que realiza la central a la función objetivo y a la reducción de emisiones de CO_2. Lo anterior podría permitir una evaluación bajo distintos tipos de aportes que conlleva el ingreso de

la central bajo estudio, permitiendo quizás en el futuro una remuneración por estos conceptos de forma acoplada bajo una sola métrica.

Respecto a los resultados, es posible señalar las siguientes conclusiones:

- A través de un esquema de Monte Carlo, considerando que todos los generadores se encuentran encendidos, junto con sus tasas de salidas forzadas y tiempos medios de reparación, es posible converger al modelo HL-1 sin restricciones operacionales de *COPT*. Esto permite la evaluación de suficiencia de los sistemas de potencia considerando diversas restricciones operacionales.
- El predespacho estocástico permite obtener una solución más robusta, la cual permite no considerar reserva en giro para manejar la incertidumbre del recurso eólico en el predespacho. Lo anterior permite evaluar granjas de distintos tamaños, sin considerar requerimientos adicionales de reserva en giro para tratar la incertidumbre eólica.
- A partir de lo anterior, las ventajas de la resolución estocástica no son posible de percibir para pequeños niveles de penetración eólica. Por tanto, dados los supuestos y las herramientas utilizadas, para niveles iguales o menores a 200MW se recomienda resolver el problema de forma determinística. Sin embargo, para niveles superiores, la resolución estocástica asegura mejores resultados, desde el punto de vista de la suficiencia y costos de operación del sistema.
- Los resultados de la evaluación sistémica de la operación de corto plazo del sistema de potencia dependerán de las restricciones del parque generador y de las limitaciones del sistema de transmisión.
- La evaluación sistémica del ingreso de centrales renovables resulta bastante similar para cualquier nodo de conexión de la central eólica, mientras que no exista congestión del sistema de transmisión. A medida que el sistema de transmisión se comienza a congestionar, y la energía eólica no es posible despacharla por limitaciones de este, la generación de las unidades convencionales, costos de operación e índices de suficiencia (entre otros) comienzan a diferenciarse.
- Es posible determinar que una métrica importante a determinar es el $LOWE_{OP}$, el que permite cuantificar la cantidad promedio de energía eólica no despachada. Ello permite una respuesta frente al desempeño de generación de las unidades convencionales, costos de operación e índices de suficiencia (entre otros)
- Contar con un sistema que presenta mayores restricciones asociadas a los tiempos mínimos de encendido y apagado conlleva a que, en caso de que la unidad eólica presente una variabilidad marcada, las unidades tiendan a mantenerse encendidas. Por tanto, implícitamente se está manteniendo una mayor cantidad de reserva en giro, lo que puede traer beneficios desde el punto de vista de resguardar el sistema frente a las incertidumbres modeladas, sin embargo, por otro lado, puede hacer variar los requerimientos de reserva en giro. Debido a lo anterior, en algunos casos, perfiles con mayor variabilidad pueden requerir menor cantidad de reserva en giro que otros más constantes.

- La restricción que reflejó un mejor beneficio al ser resuelta con programación estocástica, desde el punto de vista de la evaluación sistémica, fue la que implicó una variación en la generación base del sistema. Lo anterior se debió a que al ser las centrales a gas las unidades base del sistema, estas son de gran tamaño pero pocas en cantidad respecto a las de carbón, por tanto, disminuyen la confiabilidad del sistema, dado que existe una mayor probabilidad de pérdida de carga. Debido a lo anterior, la programación estocástica al presentar una solución más robusta, permite encender una mayor cantidad de unidades a carbón respecto a la resolución determinística, lo que aumenta la confiabilidad del sistema. Sin embargo, también aumenta la cantidad de emisiones de CO_2 del sistema.

- Desde el punto de vista de la necesidad de regulación de las variables de segunda etapa, es posible entender que a medida que aumenta la penetración eólica, mayor es la cantidad cambios de encendido y apagado por parte de estas unidades, debido a que la incertidumbre del recurso eólico aumenta. Sin embargo, desde el punto de vista de la cantidad de generación de estas unidades, esta tiende a disminuir para los casos estudiados, debido a que su mayor uso está asociado a prestar servicio como acción correctiva frente a la salida intempestiva de unidades generadoras.

- La reserva en giro disponible tiende ir a aumentar debido a que la mayor penetración de la central eólica, implica en una mayor variabilidad. Por tanto, la generación eólica comienza a desplazar unidades térmicas que al contar con mínimos técnicos y tiempos mínimos de encendido y apagado altos, no pueden apagarse inmediatamente (y menos por una cantidad pequeña de horas, dado que se requieren en otras horas posteriormente). Por tanto esto ocasiona una mayor cantidad de reserva en el sistema

- Pese a que existe una tendencia similar entre ambos índices de suficiencia, $LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$, las diferencias se deben a que si existe una cantidad de energía no servida y la central eólica es capaz de abastecer un porcentaje, el primero de los índices no necesariamente cambiará. Lo anterior se debe a que la central eólica no necesariamente disminuirá la duración de la falla, pero su ingreso sí permitirá que exista una menor cantidad de energía no servida.

- Por otro lado, asociado a la evaluación de suficiencia considerando un modelo HL-1 sin restricciones operacionales, se puede señalar que a medida que aumenta la penetración eólica, existe un producto marginal decreciente. Esta disminución se debe a que en este modelo se asume que están todas las unidades encendidas, por tanto, una mayor cantidad de penetración de energía con el mismo tipo de perfil comienza a realizar un menor aporte. Por el contrario, con el modelo propuesto existe para cada nivel de penetración eólico existe un despacho distintos de las unidades convencionales. Por tanto pese a que existe una tendencia a aportar menos en los índices de suficiencia a medida que aumenta la penetración eólica, este no es tan claro debido a los argumentos esgrimidos previamente.

- Respecto a los valores de capacidad de las centrales, en este trabajo se propone comparar en un comienzo dos métricas: el $OEFC_{LOLE}$ y el $OEFC_{LOEE}$. Debido a que la metodología planteada para determinar el valor de capacidad consiste en desconectar la central eólica y reemplazarla por una central de costo cero. La métrica basada en el $LOLE_{OP}$ puede entregar valores muy altos si es que existe un perfil de potencia no servida con alta variabilidad, lo que habitualmente ocurre en las horas

de demanda máxima. No así el caso de la métrica basada en el $LOEE_{OP}$, dado que lo que se realiza es una igualdad de áreas entre el aporte realizado por la central eólica y la de costo cero.

- La métrica basada en las emisiones de CO_2 podrían permitir establecer pagos a las centrales renovables por concepto de reducción de emisiones. Lo anterior permitiría estandarizar los pagos que se realizarían en el sistema, dado que probablemente dos centrales que generen la misma cantidad de energía, pero que presenten grados de variabilidad y de correlación distintos con la demanda, podrían llevar a resultados distintos. Los resultados asociados a la función objetivo sirven para estandarizar las comparaciones desde el punto de vista económico, lo que permitiría a un mercado centralista el determinar que proyectos son más atractivos a nivel sistema.

- Por otra parte, asociado a la evaluación de reservas en giro, al estudiar los beneficios de comparar los requerimientos fijos de reserva en giro, versus los dinámicos, estos últimos desde el punto de vista de un modelo HL-1 sin restricciones operacionales, tenderían a ser los lógicos debido a que a medida que la demanda neta aumenta, el riesgo de que exista energía no servida también aumenta. Sin embargo, al considerar restricciones operacionales es posible comprobar que ese razonamiento no válido, debido a que por ejemplo las restricciones de mínimo técnico y tiempo de encendido/apagado permiten aportar de forma implícita a la reserva en giro.

- Desde el punto de vista de la función objetivo, el ajustar adecuadamente los requerimientos de reserva en giro tienden a igualar los resultados estocásticos y determinísticos, demostrando diferencias solo para niveles altos de penetración eólica. Sin embargo, desde el punto de vista de la suficiencia, pueden existir diferencias relevantes entre una metodología y otra.

Trabajo a futuro

Dados los resultados planteados anteriormente, se sugieren las siguientes posibles líneas de trabajo a futuro:

- Es posible considerar un modelo más completo, desde el punto de vista de la transmisión, considerando salidas forzadas de las líneas de transmisión. Aquello permitirá cuantificar si el sistema de transmisión se encuentra bien o mal diseñado.

- Considerar además de la incertidumbre del recurso eólico, el de la demanda energética a través de escenarios de demanda. Aquellos pueden ser formulados ajustando un modelo de serie de tiempo mediante el procedimiento señalado en esta tesis.

- Evaluar la metodología empleada para determinar el valor de capacidad considerando distintos niveles de correlación entre la central renovable y la demanda eléctrica del sistema. Encontrar las ventajas que podría presentar la resolución estocástica al considerar estos niveles de correlación.

- Aumentar el número de escenarios estocásticos en la formulación del predespacho. Para que resulte en un tiempo menor de simulación, se requiere utilizar programación

paralela de modo de resolver el problema utilizando todos los núcleos de un computador y/o resolución conjunta en dos o más computadores. Una idea similar se puede utilizar para considerar un mayor número de salidas forzadas de generadores.

- Evaluar restricciones operacionales ligadas a limites en las emisiones de gases de efecto invernadero, y estudiar sus efectos en la evaluación sistémica. En el modelo propuesto es posible agregar restricciones de impuesto por emisiones y/o de emisiones máximas dentro de un periodo.

- Evaluar el efecto de la curva de toma de carga de los generadores en la suficiencia del sistema. El modelo RTS cuenta con cuatro puntos característicos de esta curva, los cuales no fueron modelados en este trabajo.

- Realizar un modelo que permita coordinar un sistema hidro-solar-térmico. Una idea que se puede utilizar es considerar una programación de mediano plazo, lo cual considera una curva de duración de la demanda mensual por bloques. Para coordinar de mejor forma el sistema, se puede transformar a bloques equivalentes la generación solar, de modo de poder capturar de mejor forma la correlación del recurso solar con la demanda del sistema. Los bloques se podrían realizar de forma cronológica, como lo utilizado por el Consultor del Estudio de Transmisión Troncal en Chile.

- Considerar un modelo de parque eólico con salidas forzadas parciales. Lo anterior debido a que al existir una gran cantidad de aerogeneradores, la confiabilidad del sistema es mayor a cuando es solo una central. Para evaluar aquello se puede considerar una cantidad determinada de salidas forzadas parciales. Por ejemplo, un modelo que considere a la central 100 %, 90 % y 80 % disponible.

- Evaluar la metodología en un sistema real. Actualmente en Punta Arenas se están conectando tres aerogeneradores que pueden llegar a representar el 6 % de la demanda eléctrica del sistema, el cual es completamente térmico. Esto permitiría estudiar niveles de reserva, tipo de resolución del predespacho y valor de la potencia firme del parque.

- Estudiar metodologías que permitan tomar distintas medidas frente a las salidas intempestivas de unidades generadoras. Estos estudios podrían resultar claves en el futuro, dado que los altos costos de falla de los sistemas de potencia llaman a que estos presenten una mayor robustez frente a perturbaciones. Debido a lo anterior, se deben hacer los esfuerzos en encontrar modelos que permitan modelar la incertidumbre de modo tal de funcionar al mínimo costo.

- Resulta de interés utilizar la metodología desarrollada para la evaluación de otras fuentes renovables, tales como mini hidroeléctricas, solares, geotérmicas y mareomotriz.

- Utilizar la metodología planteada para obtener el valor de capacidad de las centrales considerando un flujo en AC.

Apéndice A

Formulación del predespacho de forma estocástica.

Tal cual se discutió en el capítulo 3, para realizar programación estocástica es menester identificar dos variables, las de primera y de segunda etapa. Como variables de primera etapa se considera el predespacho de las unidades más lentas, grupo en el que se encuentra las unidades a carbón y a gas. Lo anterior hace referencia a que el predespacho de dichas unidades será común para todos los escenarios de pronóstico estudiados. Cabe señalar que el predespacho de las unidades rápidas no es considerado como variable de primera etapa debido a los cortos tiempos mínimos de encendido y apagado que poseen, los cuales a la postre les da mayor flexibilidad. Como variable de segunda etapa se tiene el despacho de las unidades de partida lenta, el que es distinto de acuerdo a los escenarios de pronóstico estudiados y el predespacho y despacho de las unidades rápidas.

La función objetivo a minimizar, que representa a los costos de operación de las unidades, costos de encendido y apagado de los generadores G y la energía no servida se presenta en la ecuación (A.1). La función objetivo queda ponderada por la cantidad de escenarios S de pronóstico eólico considerados y sujeta a los horizontes de tiempo T estudiados.

$$\sum_{s \in S} \omega_s [\sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (C^{Op}_{s,t,g} + C^{On}_{s,t,g} + C^{Off}_{s,t,g}) + C^{ENS}_{s,t}] \tag{A.1}$$

Donde:

- ω_s: peso de cada escenario s.
- $C^{Op}_{s,t,g}$: costo de operación del generador g en la hora t para el escenario s.
- $C^{On}_{s,t,g}$: costo de encendido del generador g en la hora t para el escenario s.
- $C^{Off}_{s,t,g}$: costo de apagado del generador g en la hora t para el escenario s.
- $C^{ENS}_{s,t}$ costo de energía no servida en la hora t para el escenario s.

La función objetivo queda sujeta a las siguientes restricciones:

Abastecimiento de la demanda

La demanda energética del sistema debe ser abastecida en conjunto a las pérdidas asociadas a las L líneas de transmisión, sin embargo, puede existir instantes de tiempo en los cuales el costo de abastecer la demanda es mayor al costo de no abastecerla (costo de falla) o que existan impedimentos técnicos que no permitan entregar energía a un punto determinado del sistema. La ecuación (A.2) representa lo descrito anteriormente.

$$\sum_{g \in G} p_{s,t,g,n} - \sum_{l \in L} F_{s,t,n,l} + PUSE_{s,t,n} = Dem_{s,t,n} + Perd_{s,t,l} \qquad \forall s, t, n \tag{A.2}$$

Con:

- $p_{s,t,g,n}$: potencia despachada por el generador g en la hora t para el escenario s en el nodo n.
- $F_{s,t,n,l}$: flujo de potencia saliendo del nodo n en el escenario s para el tiempo t que se encuentra conectado a la línea l.
- $PUSE_{s,t,n}$: Potencia no servida en el escenario s para el tiempo t en el nodo n.
- $Dem_{s,t,n}$: Demanda energética en el escenario s para el tiempo t en el nodo n.
- $Perd_{s,t,l}$: Pérdidas asociadas al sistema de transmisión en el escenario s para el tiempo t en la línea l
- $k_{s,t}$: pérdidas del sistema de transmisión en la hora t para el escenario s.

Requerimiento de reserva en giro

Una de las formas de manejar la incertidumbre del error de pronóstico es a través de requerir reserva en giro en el predespacho. Lo anterior queda retratado en la ecuación (A.3).

$$\sum_{g \in G} r_{s,t,g} \geq \underline{r}_{s,t} \qquad \forall s, t \tag{A.3}$$

Con:

- $r_{s,t,g}$: aporte a la reserva en giro del generador g en la hora t para el escenario s.
- $\underline{r}_{s,t}$: requerimiento mínimo de reserva en giro para la hora t en el escenario s.

Gradiente de carga

Los generadores pueden ir disminuyendo o aumentando gradualmente su toma de carga. La razón de la potencia que puede aumentar un generador g con respecto al periodo de

tiempo t se le denomina gradiente o rampa de toma de carga, la cual queda consignada en la ecuación (A.4).

$$p_{s,t,g} - p_{s,t-1,g} \leq G_g \qquad \forall s, t, g \tag{A.4}$$

Donde:

- $p_{s,t,g}$: potencia despachada por el generador g en la hora t para el escenario s.
- G_g: Valor de la rampa de carga del generador g.

Por otro lado, la razón de la potencia que puede disminuir un generador g con respecto al periodo de tiempo t se le denomina rampa de disminuión de carga, la cual queda consignada en la ecuación (A.5).

$$p_{s,t-1,g} - p_{s,t,g} \leq G_g \qquad \forall s, t, g \tag{A.5}$$

Límites de generación

Cada generador cuenta con un mínimo técnico y una capacidad máxima de generación. Lo anterior debe ser respetado por cada generador y no necesariamente es el mismo para cada uno de ellos. La ecuación que representa el mínimo técnico queda retratada en (A.6).

$$u_{s,t,g} \cdot \underline{P}_g \leq p_{s,t,g} \tag{A.6}$$

Por otro lado la potencia máxima que puede despachar un generador debe consistir en la suma de la potencia despachada más el aporte que realiza dicho generador a la reserva en giro; lo cual queda retratado en la ecuación (A.7).

$$p_{s,t,g} + r_{s,t,g} \leq u_{s,t,g} \cdot \overline{P}_g \qquad \forall s, t, g \tag{A.7}$$

Con:

- $\underline{P}_g$: mínimo técnico del generador g.
- $\overline{P}_g$: potencia máxima que puede despachar el generador g.

Sistema de transmisión

Para la inclusión del sistema de transmisión se utilizará un flujo de potencia en corriente contínua (DC), la cual asume que es posible calcular los flujos en las líneas asumiendo una condición normal de operación, vale decir, en los nodos se encuentran tensiones de 1 p.u. Junto con lo anterior, se representa la línea de transmisión solo por su reactancia inductiva.

La utilización de esta metodología para resolver el flujo de potencia se debe a la gran rapidez que presenta con respecto a otras metodologías. La ecuación A.8 permite el cálculo de los flujos por las líneas.

$$F_{s,xy,t} = (\theta_{s,x,t} - \theta s, y, t) \cdot B_{xy} \tag{A.8}$$

Con:

- $F_{s,xy,t}$: Flujo de potencia en el escenario s que circula entre las barras x e y en el tiempo t.
- $\theta_{s,x,t}$: Ángulo de la tensión en la barra x.
- $\theta_{s,y,t}$: Ángulo de la tensión en la barra y.
- B_{xy}: Susceptancia de la línea de transmisión que conecta a las barras x e y.

Restricción de no anticipatividad

Al considerar solo las restricciones anteriores para la resolución del pre despacho y despacho, es como resolver ambos problemas de forma determinista S veces, sin embargo, son las restricciones de no anticipatividad las que completan la programación estocástica. Las anteriores son las encargadas de forzar que las decisiones de primera etapa sean iguales para todos los escenarios. Lo descrito anteriormente queda plasmado en la ecuación (A.9).

$$u_{s,t,g} = u_{t,g} \qquad \forall s, t, g \tag{A.9}$$

Apéndice B

Acerca de PLEXOS

Los modelos de sistemas de potencia utilizados en esta tesis fueron implementados en PLEXOS versión 6.208. PLEXOS es un software de simulación de mercados eléctricos usado en sistemas eléctricos de diversas características. Usando programación entera-mixta, PLEXOS optimiza el despacho de generación incorporando flujo de carga en continua para modelar la transmisión. PLEXOS co-optimiza el despacho de las centrales térmicas, el uso del agua en centrales hidroeléctricas y servicios complementarios. PLEXOS entrega un conjunto versátil de características que se pueden adaptar para satisfacer diferentes mercados eléctricos. Debido al amplio rango de características disponibles en PLEXOS, el software puede ser usado para múltiples propósitos, desde un detallado análisis de operación focalizado en un día hasta un problema de planificación que abarca de 20 a 30 años. PLEXOS optimiza el despacho para abastecer la demanda y los requerimientos de servicios complementarios al mínimo costo, sujeto a las restricciones de operación, las cuales pueden ser:

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

B.1. Algoritmos en PLEXOS

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

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

B.2. Incorporación de la red de transmisión

Para cada algoritmo, se puede seleccionar uno de los tres niveles de detalle de transmisión: regional, zonal y nodal. En el nivel nodal, la red de transmisión se puede formular usando una aproximación linealizada DC de las ecuaciones del flujo de potencia óptimo, con o sin pérdidas. En el nivel regional o zonal, un modelo de flujo es usado para representar la red, con límites de transmisión siendo aplicado al flujo entre regiones/zonas, pero no dentro de regiones/zonas. Las pérdidas DC se pueden modelar si se desean, pero las pérdidas AC son mejor aproximadas usando factores de pérdidas de generación, o incluyendo pérdidas en la predicción de carga.

B.3. Criterio de convergencia

El criterio de convergencia utilizado por los problemas resueltos por MIP es el gap relativo, el cual se define en la ecuación

$$gap\,relativo = \frac{solución\,entera\,factible - cota\,inferior}{solución\,entera\,factible} \tag{B.1}$$

La solución entera factible corresponde a la solución factible de menor costo (para un problema de minimización) encontrada hasta un determinado tiempo. La cota inferior (para un problema de minimización), corresponde al valor de la función objetivo con menor costo del problema relajado (variables binarias definidas como continuas) de los nodos que no han sido explorados del árbol del *Branch and Bound*.

Apéndice C

Elección de reserva óptima.

A continuación se procede a realizar un análisis del tipo de reserva óptimo, ya sea de origen fijo o dinámico, para cada nivel de penetración eólica y de resolución del predespacho.

Comparación desempeño reserva estática y reserva dinámica

A continuación, en las Figuras C.1, C.2, C.4 y C.4 (mayor detalle en las Tablas C.1, C.2, C.3 y C.4), se procede a entregar los valores de la función objetivo para distintos niveles de reserva, origen de la reserva (fijo o dinámico), penetración del recurso eólico y resolución del predespacho.

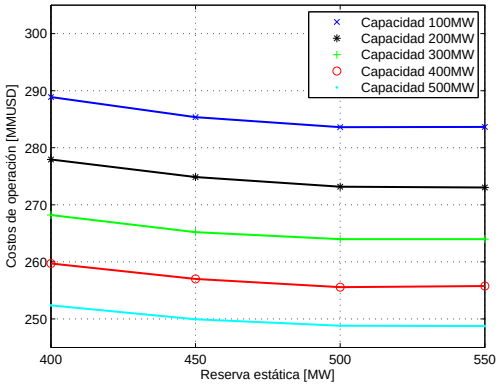


Figura C.1. *Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija.*

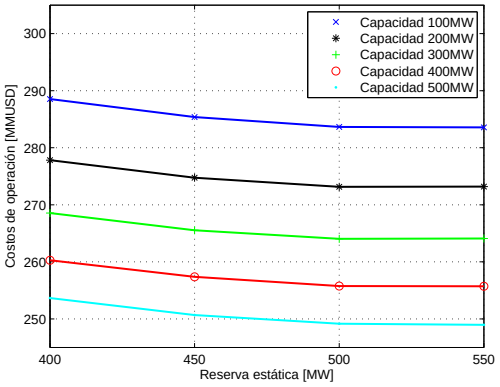


Figura C.2. *Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva fija.*

Como es posible apreciar, para el caso de la reserva en giro fija, tanto para el modelo determinista como estocástico, los resultados tienden a ser mínimos en los 550MW, ya que en algunos casos las diferencias son minúsculas con el caso de 500MW, por lo que se decide considerar los 550MW como punto óptimo dado que permitirían eventualmente contar con un mayor nivel de suficiencia del sistema. Por otra parte, la reserva dinámica que minimiza los costos de operación tiende a ser del valor del 30 % de la demanda neta,

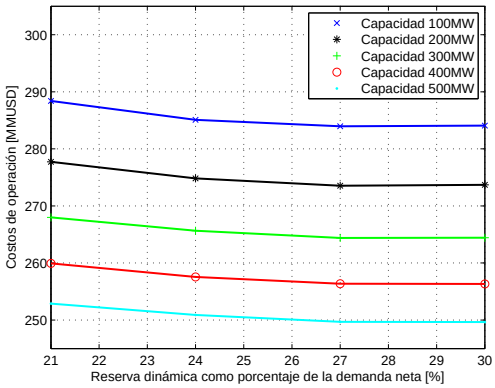


Figura C.3. *Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva dinámica.*

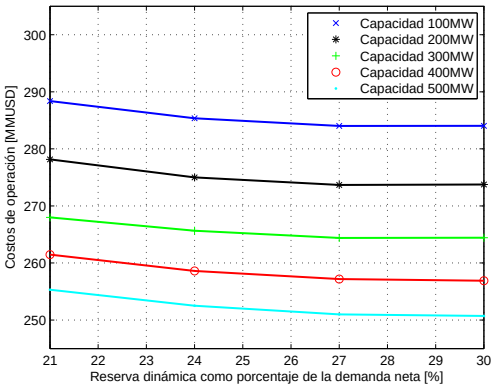


Figura C.4. *Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva dinámica.*

para cualquiera de los niveles de penetración eólica.

Lo anterior llama a la sorpresa, debido a que se esperaría que a medida que aumente la penetración eólica, la reserva necesaria para minimizar la función objetivo sea mayor, dada la incertidumbre cuenta este tipo de generación. Sin embargo, lo anterior no sucede, y está directamente relacionado con la debilidad del parque generador y del sistema de transmisión de este sistema, lo que permita que tenga una mayor relevancia las salidas forzadas de las unidades generadoras y la incapacidad de poder transmitir toda la potencia eólica disponible.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se procede a realizar los análisis posteriores tomando en cuenta que la reserva óptima del sistema es de origen estático con un valor de 550MW.

Tabla C.1
Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija.

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	288880	285363	283609	**283654**
200	277945	274871	273175	**273034**
300	268199	265212	263981	**263971**
400	259707	257000	255565	**255753**
500	252371	249932	248799	**248758**

Tabla C.2
Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva fija.

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	288541	285382	283637	**283569**
200	277829	274749	273146	**273198**
300	268559	265544	264036	**264098**
400	260285	257384	255754	**255725**
500	253655	250674	249166	**248961**

Costos de operación

A continuación, en las Figuras C.5 y C.6 (mayor detalle en las Tablas C.5 y C.6) se procede a entregar los costos de operación, considerando además alta penetración eólica

Tabla C.3
Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva dinámica.

MW Eólicos	21 %	24 %	27 %	30 %
100	288404	285090	**283964**	284079
200	277721	274833	**273543**	273698
300	267991	265644	**264395**	264429
400	259925	257545	**256361**	256329
500	252871	250884	249681	**249651**

Tabla C.4
Valor de la función objetivo, considerando resolución determinista del predespacho y reserva dinámica.

MW Eólicos	21 %	24 %	27 %	30 %
100	288374	285359	**284008**	284045
200	278155	275007	**273670**	273746
300	269042	266256	264857	**264762**
400	261473	258610	257180	**256881**
500	255314	252508	250981	**250712**

(1000MW y 2000MW).

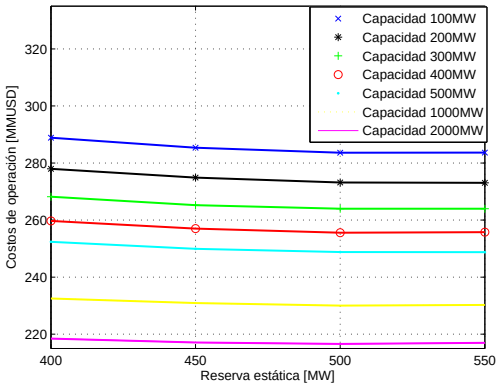


Figura C.5. *Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW).*

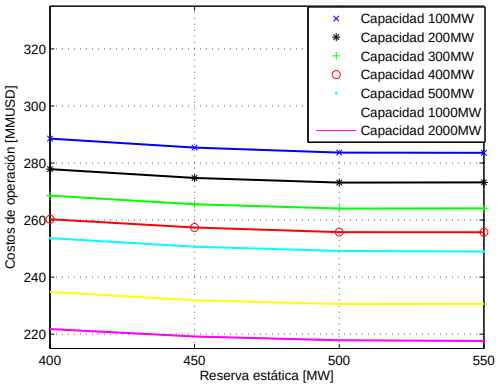


Figura C.6. *Valor de la función objetivo, considerando resolución determinística del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW).*

Tabla C.5
Valor de la función objetivo, considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW).

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	288880	285363	283609	**283654**
200	277945	274871	273175	**273034**
300	268199	265212	263981	**263971**
400	259707	257000	255565	**255753**
500	252371	249932	248799	**248758**
1000	232510	230909	230006	**230250**
2000	218441	217078	216589	**216972**

Tabla C.6
Valor de la función objetivo, considerando resolución determinística del predespacho y reserva fija (hasta 2000MW).

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	288541	285382	283637	**283569**
200	277829	274749	273146	**273198**
300	268559	265544	264036	**264098**
400	260285	257384	255754	**255725**
500	253655	250674	249166	**248961**
1000	234805	231874	230559	**230611**
2000	221804	219198	217846	**217610**

De los resultados es posible apreciar que, en caso de contar con el nivel de reserva óptimo, es posible acortar las diferencias entre la resolución estocástica y determinística del predespacho, dándose mayores diferencias a medida que aumenta la penetración eólica. Cabe señalar que el objetivo de realizar programación estocástica es que permite incorporar

la incertidumbre del recurso eólico de forma explícita en el predespacho, dejando de lado el uso de reserva en giro para manejar este tipo de incertidumbre, cuyo uso solo presenta su sustento, en pequeños montos, como medida para apalear el efecto de la reducción de escenarios. Sin embargo, la incertidumbre más fuerte que trata el sistema, es la de las salidas forzadas de las unidades, cuyos efectos se mitigan en este trabajo de forma implícita a través del uso de reserva en giro, por tanto, las diferencias desde el punto de vista económico solo se solventan dado que la metodología estocástica permite tratar con la incertidumbre eólica encendiendo una mayor cantidad de unidades de primera etapa, lo que repercute en un sistema más robusto, sin embargo, estos efectos se notan para niveles altos de penetración eólica.

Finalmente, cabe destacar que las ventajas de la programación estocástica, respecto a la determinista no son apreciadas a plena capacidad, dado que la estocástica es obtenida a partir de cuatro escenarios representativos, de los que son obtenidos a partir de 200 simulados en el despacho económico a través del esquema de Monte Carlo. Por tanto, los beneficios percibidos y señalados en este punto solo resultan una cota mínima de los beneficios que se podrían percibir bajo esta modalidad.

Congestión del sistema de transmisión y $LOWE_{OP}$

A continuación en las Figuras C.7 y C.8 se procede a entregar la congestión del sistema de transmisión para la resolución estocástica y determinística. Estos resultados son acompañados del $LOWE_{OP}$ para ambos casos, los que son mostrados en las Figuras C.9 y C.10.

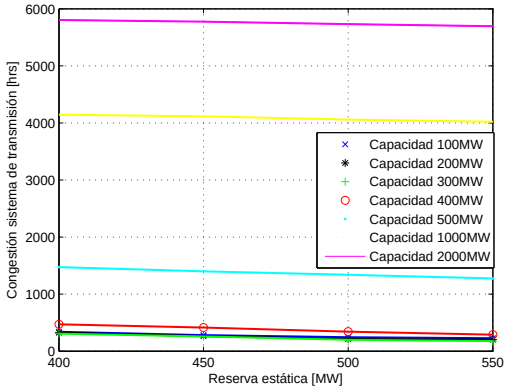


Figura C.7. *Congestión del sistema de transmisión para distintos niveles de reserva considerando resolución estocástica.*

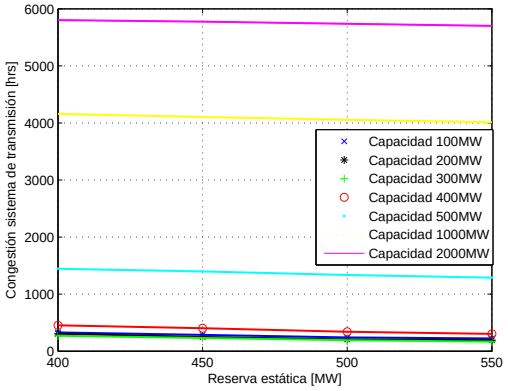


Figura C.8. *Congestión del sistema de transmisión para distintos niveles de reserva considerando resolución determinística.*

Los resultados muestran que a medida que aumenta la reserva en giro, para un nivel de penetración eólica dado, permite que el sistema de transmisión se encuentre menos congestionado, por lo que la cantidad de $LOWE_{OP}$ tiende a disminuir, aunque claramente estos cambios son pequeños. Lo anterior se debe a que al aumentar la reserva en giro, aumenta la cantidad de unidades generadoras encendidas, por tanto, es posible abastecer las cargas que se encuentran cercanas a estos generadores utilizando menos el sistema de transporte. Lo descrito previamente es algo similar a lo que ocurre con las diferencias

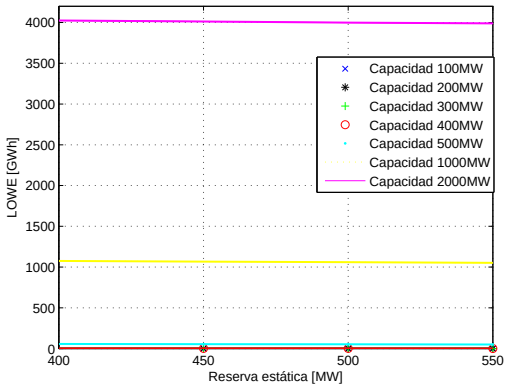


Figura C.9. *$LOWE_{OP}$ para distintos niveles de reserva consideración resolución estocástica.*

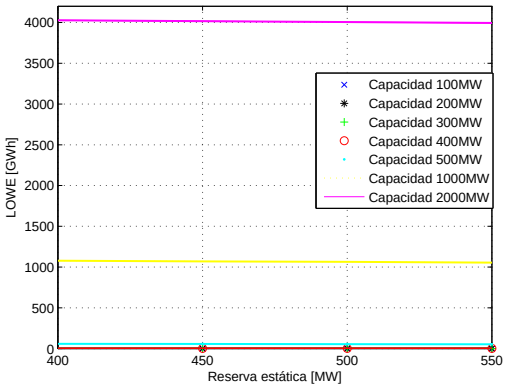


Figura C.10. *$LOWE_{OP}$ para distintos niveles de reserva consideración resolución determinística.*

entre la programación estocástica y determinística, dado que la primera tiende a disminuir (levemente) el $LOWE_{OP}$.

$LOLE_{OP}$ y $LOEE_{OP}$ para distintos niveles de penetración, reserva en giro y resolución del predespacho

A continuación se procede a mostrar en las Figuras C.11, C.12, C.13 y C.14 (mayor detalle en las Tablas C.7, C.8, C.9 y C.10) los índices de suficiencia para cada nivel de reserva en giro, penetración eólica y resolución del predespacho

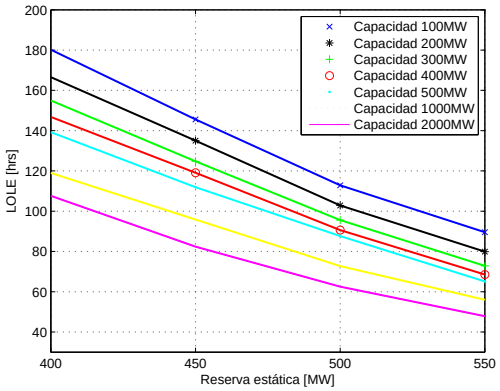


Figura C.11. *$LOLE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación estocástica.*

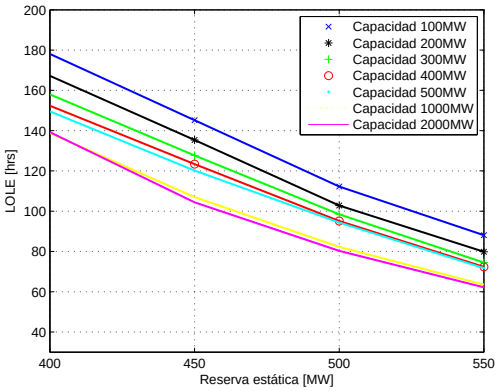


Figura C.12. *$LOLE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación determinística.*

De las anteriores es posible apreciar, oara el caso de reserva de 550 MW y la variable de suficiencia del $LOLE_{OP}$ que para pequeños niveles, pese a contar con un nivel de reserva óptima, la resolución determinista presenta mejores resultados que la estocástica, lo que de acuerdo a apartados anteriores se debe a que los escenarios representativos no son suficientes para un nivel de incertidumbre bajo, sin embargo, a medida que la incerti-

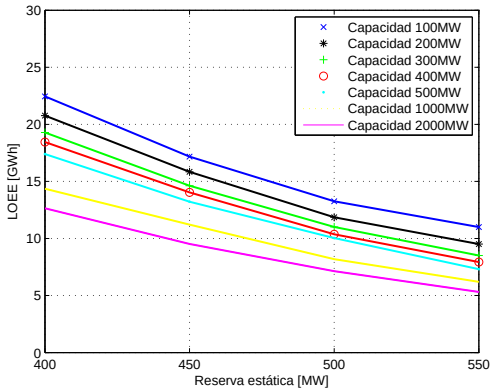


Figura C.13. *$LOEE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación estocástica.*

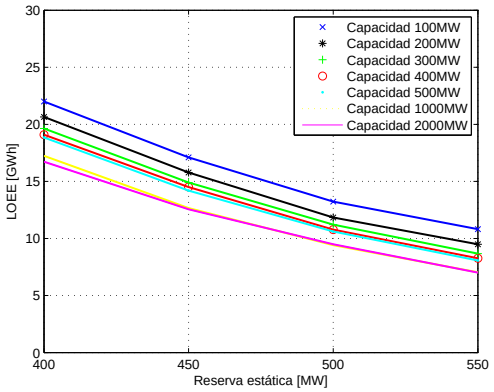


Figura C.14. *$LOEE_{OP}$ para distintos niveles de reserva en giro utilizando programación determinística.*

Tabla C.7
$LOLE_{OP}$ CONSIDERANDO RESOLUCIÓN ESTOCÁSTICA DEL PREDESPACHO Y RESERVA FIJA.

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	180.2	145.6	112.9	**89.6**
200	166.5	135.0	102.8	**79.9**
300	155.0	124.8	95.6	**72.9**
400	146.8	119.1	90.6	**68.6**
500	139.2	111.9	87.6	**65.1**
1000	119.0	95.9	72.7	**56.0**
2000	107.6	82.4	62.5	**47.9**

Tabla C.8
$LOLE_{OP}$ CONSIDERANDO RESOLUCIÓN DETERMINISTA DEL PREDESPACHO Y RESERVA FIJA.

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	178.1	145.2	112.2	**88.1**
200	167.2	135.3	102.8	**79.9**
300	158.0	127.7	98.5	**74.5**
400	152.3	123.4	95.1	**72.3**
500	149.5	120.2	94.3	**71.8**
1000	138.8	107.0	82.3	**63.5**
2000	139.2	104.4	80.3	**62.2**

dumbre incrementa a medida que aumenta la penetración eólica, la resolución estocástica presenta mejores indicadores. Lo anterior es relevante, dado que desde el punto de vista de la función objetivo la resolución estocástica no presenta grandes mejoras, sin embargo, desde el punto de vista de la suficiencia del sistema, en específico del $LOLE_{OP}$ es posible percibir grandes diferencias a medida que aumenta la penetración eólica.

Por otra parte, respecto al $LOEE_{OP}$ es posible apreciar un fenómeno similar al $LOLE_{OP}$, lo que permite establecer que pese a encontrar un nivel de reserva en giro óptimo para ambos casos, los modelos estocásticos presentan mejores indicadores pese a que la función objetivo presente valores similares. Lo anterior, está directamente relacionado con la cantidad de costo de falla del sistema, pues a medida que el costo de falla sea más alto, y asumiendo que se tiene un costo de falla tal que por más que aumente la capacidad del sistema es tal que no puede disminuir la falla (incentivos máximos para encender las unidades), la solución estocástica presentará resultados mejores. Cabe destacar que el costo de falla simulado es de 1000 $[USD/MWh]$, mientras que el costo de falla de corta duración del SIC es de 13349 $[USD/MWh]$ [133].

Tabla C.9
$LOEE_{OP}$ considerando resolución estocástica del predespacho y reserva fija.

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	22.4	17.2	13.3	**11.0**
200	20.8	15.8	11.9	**9.5**
300	19.3	14.6	11.0	**8.5**
400	18.4	14.0	10.4	**7.9**
500	17.4	13.2	10.0	**7.3**
1000	14.4	11.2	8.2	**6.2**
2000	12.6	9.5	7.1	**5.3**

Tabla C.10
$LOEE_{OP}$ considerando resolución determinista del predespacho y reserva fija.

MW Eólicos	400MW	450MW	500MW	550MW
100	22.0	17.1	13.2	**10.8**
200	20.6	15.8	11.8	**9.5**
300	19.6	14.9	11.2	**8.7**
400	19.1	14.5	10.8	**8.3**
500	18.8	14.2	10.6	**8.1**
1000	17.2	12.7	9.4	**7.0**
2000	16.7	12.6	9.5	**7.0**

Bibliografía

[1] E. Gómez Lázaro. Energía eólica, situación actual y perspectivas. *Comisión Nacional de Energía de México. Universidad de Castilla-La Mancha*.

[2] Resumen protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. *http* : $//www.stopco2euskadi.net/documentos/protocolo_kyoto.pdf$.

[3] L. Schleisner. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. *Renewable Energy, vol. 20, no. 3, pp. 279-288, 2000.*

[4] Pure Power: Wind Energy Targets for 2020 and EWEA 2010. 2030. *Fecha visita: 10/08/2013. Sitio web: http://www.ewea.org/.*

[5] Government White Paper 2007. Fecha visita: 10/08/2013. Sitio web: http://www.dcmnr.gov.ie Engineering. Delivering a Sustainable Energy Future for Ireland. pages pp. 35–45., 1960.

[6] Ley 20.257. Diario Oficial de la República de Chile. Visita: 01/03/2014. *http* : $//www.leychile.cl/navegar?idnorma = 270212tipoversion = 0$.

[7] Ley 20.698. Diario Oficial de la República de Chile. Fecha visita: 08/01/2014. $http : //www.leychile.cl/consulta/listamassolicitadasxmat?agr = 1046\&sub = 643\&tipcat = 1$.

[8] Comisión Nacional de Energía. Fijación de precios de nudo abril 2015. *Informe técnico definitivo*.

[9] R. Gálvez. Estudio dinámico de sep con generación eólica por medio de análisis de bifurcaciones. *Tesis para obtener el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Valparaíso, Chile*, 2013.

[10] IEE RTS Task Force of APM Subcommitee. Ieee reliability test system. *IEE PAS*, Vol-98:pp 2047–2054, Nov/Dec., 1979.

[11] J. Wood and F. Wollenberg. *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.

[12] C. Benavides. Herramienta computacional para modelo de pre-despacho económico de carga. *Memoria (Título Ingeniero Civil Electricista), Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Santiago, Chile*, 2008.

[13] C. Wang and S.M. Shahidehpour. Effects of ramp-rate limits on unit commitment and economic dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3):1341–1350, 1993.

[14] C. Wang and S. M. Shahidehpour. Ramp-rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3):1539–1545, 1994.

[15] C. Soto. Desarrollo de una herramienta para la programación de corto plazo en el sic. *Memoria (Título ingeniero Civil Electricista), Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Valparaíso, Chile*, Octubre 2013.

[16] K.Y. Lee, Y.M. Park, and J.L. Ortiz. Fuel-cost minimisation for both real-and reactive-power dispatches. *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*, 131(3):85–93, 1984.

[17] K.Y. Lee, Y.M. Park, and J.L. Ortiz. A united approach to optimal real and reactive power dispatch. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104(5):1147–1153, 1985.

[18] J. Guy. Security constrained unit commitment. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-90(3):1385–1390, 1971.

[19] Y. Hsu, Ch. Su, C. Liang, Ch. Lin, and Chiang-Tsung Huang. Dynamic security constrained multi-area unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3):1049–1055, 1991.

[20] A. I. Cohen, V. Brandwahjn, and Show-Kang Chang. Security constrained unit commitment for open markets. In *Power Industry Computer Applications, 1999. PICA '99. Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference*, pages 39–44, 1999.

[21] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li. Security-constrained unit commitment with AC constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3):1538–1550, 2005.

[22] A. Lotfjou, M. Shahidehpour, Y. Fu, and Z. Li. Security-constrained unit commitment with AC/DC transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1):531–542, 2010.

[23] R. Guerequeta and A. Vallecillo. *Técnicas de Diseño de Algoritmos*. ISBN: 84-7496-666-3, Segunda Edición, Mayo 2000.

[24] P. Lowery. Generating unit commitment by dynamic programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-85(5):422–426, 1966.

[25] W.L. Snyder and H.D. Powell. Dynamic programming approach to unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2(2):339–348, 1987.

[26] W. Hobbs, G. Hermon, S. Werner, and G. Sbeblé. An enhanced dynamic programming approach for unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(3):1201–1205, 1988.

[27] M. Carrion and J.M. Arroyo. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3):1371–1378, 2006.

[28] Sitio web de CPLEX. Fecha de visita: 08/08/2013. http://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer/index.html.

[29] Sitio web de Mosek. Fecha de visita: 08/08/2013. http://www.mosek.com/.

[30] Sitio web de X-Press. Fecha de visita: 08/08/2013. http://www.dashoptimization.com/.

[31] Sitio web de Gurobi. Fecha de visita: 08/08/2013. www.gurobi.com.

[32] S. A. Kazarlis and A. G. 8akirtzis. A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1):83–92, 1996.

[33] C.P. Cheng, C.W. Liu, and C.C. Liu. Unit commitment by lagrangian relaxation and genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2):707–714, 2000.

[34] E. Gil, J. Bustos, and H. Rudnick. Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4):1256–1264, 2003.

[35] V. Hinojosa and A. Hoese. Short-term load forecasting using fuzzy inductive reasoning and evolutionary algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1):565–574, 2010.

[36] R. Billinton and G. Bai. Generating capacity adequacy associated with wind energy. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(3):641–646, 2004.

[37] B. C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, W. L. Kling, and A. J. Brand. Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(1):44–51, 2007.

[38] J. Birge and F. Louveaux. *Introduction to stochastic programming*. Springer, 2011.

[39] P. Carpentier, G. Gohen, C. Culioli, and A. Renaud. Stochastic optimization of unit commitment: a new decomposition framework. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2):1067–1073, 1996.

[40] S. Takriti, J. Birge, and E. Long. A stochastic model for the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3):1497–1508, 1996.

[41] L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li. Stochastic security-constrained unit commitment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(2):800–811, 2007.

[42] U. Focken, M. Lange, K. Monnich, H.-P. Waldl, H.-G. Beyer, and A. Luig. Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms. a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. vol. 90*, pages 231–246, 2002.

[43] H. Brand, P. Meibom, and C. Weber. A stochastic unit-commitment model for the evaluation of the impacts of integration of large amounts of intermittent wind power. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on*, pages 1–8, 2006.

[44] P. Meibom, R. Barth, H. Brand, and C. Weber. Wind power integration studies using a multi-stage stochastic electricity system model. In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pages 1–4, 2007.

[45] Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (WILMAR) Proyect. Fecha visita: 13/08/2013. www.wilmar.risoe.dk.

[46] A. Tuohy, E. Denny, and M. O'Malley. Rolling unit commitment for systems with significant installed wind capacity. In *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pages 1380–1385, 2007.

[47] A. Tuohy, P. Meibom, E. Denny, and M. O'Malley. Unit commitment for systems with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):592–601, 2009.

[48] A. Tuohy, P. Meibom, E. Denny, and M. O'Malley. Benefits of stochastic scheduling for power systems with significant installed wind power. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS '08. Proceedings of the 10th International Conference on*, pages 1–7, 2008.

[49] P. Meibom, R. Barth, B. Hasche, H. Brand, C. Weber, and M. O'Malley. Stochastic optimization model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3):1367–1379, 2011.

[50] P. Meibom, H. Larsen, R. Barth, H. Brand, A. Tuohy, and E. Ela. Advanced unit commitment strategies in the united states eastern interconnection. Technical report, NREL, 2011.

[51] C. Lowery and M. O'Malley. Impact of wind forecast error statistics upon unit commitment. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 3(4):760–768, 2012.

[52] I. Aravena. Representación discreta de variables independientes multi-dimensionales en la operación de sistemas eléctricos de potencia para estudios de mediano y largo plazo. *MSc. Tesis. Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Valparaíso, Chile*, 2013.

[53] W. Gandulfo, E. Gil, and I. Aravena. Generation capacity expansion planning under demand uncertainty using stochastic mixed-integer programming. *Proccedings on General Meeting 2014*, 2014.

[54] I. Aravena, R. Cárdenas, E. Gil, V. Hinojosa, P. Reyes, and J. Araneda. Co-optimization of generation and transmission investment decisions under hydro uncertainty using stochastic mixer-integer programming. *CLAGTEE 2013*, 2013.

[55] R. Billinton. *Reliability evaluation of power systems.* Plenum Press, 1996.

[56] E. Gil. Evaluating the impact of wind power uncertainty on power system adequacy. *Proceedings of PMAPS*, June, 2012.

[57] I. Aravena and E. Gil. A lolp-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy. *The fourth international renewable energy congress*, IREC2012-WHE-362/0, December, 2012.

[58] E. Gil. Evaluating the contribution of intermittent generation to power system adequacy at different demand levels. *Proceedings on IEEE General Meeting*, 2013.

[59] E. Gil and I. Aravena. Evaluating the capacity value of wind power considering transmission and operational constraints. *Energy Conversion and Management*, 2013.

[60] R. Wetzel and E. Gil. Monte carlo-based method to estimate the capacity value of wind power considering operational aspects. *Proceedings on PMAPS*, July, 2014.

[61] L. Garver. Effective load carrying capability of generating units. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-85(8):910–919, 1966.

[62] K. Dragoon and V. Dvortsov. Z-method for power system resource adequacy applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):982–988, 2006.

[63] L. Bertling, Z. Gao, and W. Peng. Operational adequacy studies of power systems with wind farms and energy storages. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4):2377–2384, 2012.

[64] M. Benidris and J. Mitra. Sensitivity analysis of power system reliability indices under emission constraints. *Proceedings of IEEE international conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014.

[65] N. Metropolis and S. Ulam. The monte carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, 44:335–341, Sep. 1949.

[66] R. Billinton, Ch. Hua, and R. Ghajar. A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11(4):728–734, 1996.

[67] R. Billinton, S. Kumar, and N. Chowdhury. A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2):813–820, 1991.

[68] B. Guang and R. Billinton. Generating capacity adequacy associated with wind energy. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(3):641–646, 2004.

[69] R. Billinton and W. Wangdee. Considering load-carrying capability and wind speed correlation of wecs in generation adequacy assessment. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(3):734–741, 2006.

[70] R. Karki, Y. Gao, and R. Billinton. Composite system adequacy assessment incorporating large-scale wind energy conversion systems considering wind speed correlation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1375–1382, 2009.

[71] W. Li. *Installation Guide and User Manual for the MECORE Program.* Jul, 1998.

[72] B. Martin and M. Diesendorf. Calculating the capacity credit of wind power. *Proceedings of the fourth biennial conference, University of Queensland*, August 1980.

[73] E. Kahn. Effective load carrying capability of wind generation: Initial results with public data. *The Electricity Journal*, December, 2004.

[74] M. Schuerger, M. Milligan, W. Grant, and E. DeMeo. Integration of wind power plants into the electric power system. *IEEE Power Energy Magazine*, November, 2005.

[75] K. Porter and M. Milligan. The capacity value of wind in the united states: Mmethod and implementation. *California Energy Comission*, March, 2006.

[76] K. Porter and M. Milligan. Determining the capacity value of wind: An updated survey of method and implementation. *Wind Power 2008*, June, 2008.

[77] K. Voorspools and W. D'haeseleer. An analytical formula for the capacity credit of wind power. *Renewable energy*, 2005.

[78] C. Annunzio and S. Santoso. Noniterative method to approximate the effective load carrying capability of a wind plant. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(2):544–550, 2008.

[79] A. Abdullah, Muttaqi K., Agalgaonkar A., and Sulanto D. A noniterative method to estimate load carrying capability of generating units in a renewable energy rich power grid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(3):854–865, 2014.

[80] M. Amelin. Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):685–691, 2009.

[81] M. O'Malley, A. Keane, and B. Hasche. Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the irish power system case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):420–430, 2011.

[82] M. O'Malley, L. Söder, N. Samaan, H. Holttinen, K. Dragoon, C. D'Annunzio, B. Hasche, C. Dent, M. Milligan, and A. Keane. Capacity value of wind power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):564–572, 2011.

[83] E. Ela, B. Kirby, E. Lannoye, M. Milligan, D. Flynn, B. Zavadil, and M. O'Malley. Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies. In *Proccedings in General Meeting, 2010 IEEE*, pages 1–8. IEEE, 2010.

[84] L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li. Stochastic security-constrained unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2):800–811, 2007.

[85] L. Soder. Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2):564–571, 1993.

[86] R. Doherty and M. O'Malley. A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2):587–595, 2005.

[87] R. Doherty and M. O'Malley. Quantifying reserve demands due to increasing wind power penetration. In *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, volume 2, pages 5–pp. IEEE, 2003.

[88] M. Black and G. Strbac. Value of bulk energy storage for managing wind power fluctuations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22:197–205, 2007.

[89] C. Cortes. Requerimientos de reserva del sic basado en un método predictivo para la generación eólica. *Memoria (Titulo Ingeniero Civil Electricista). Universidad Técnica Federico Santa María. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Valparaíso, Chile*, 2013.

[90] F. Bouffard and F. Galiana. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation. In *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pages 1–11. IEEE, 2008.

[91] F. Bouffard, F. Galiana, and A. Conejo. Market-clearing with stochastic security-part i: formulation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(4):1818–1826, 2005.

[92] F. Bouffard, F. Galiana, and A. Conejo. Market-clearing with stochastic security-part ii: Case studies. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(4):1827–1835, 2005.

[93] M. Ortega-Vazquez and D. Kirschen. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1):114–124, 2009.

[94] *P. Ruiz., C. Philbrick. Applying Stochastic Programming to the Unit Commitment Problem*, 2008.

[95] P.A. Ruiz, C.R. Philbrick, E. Zak, K. Cheung, and P. Sauer. Uncertainty management in the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):642–651, 2009.

[96] H. Enero. Modelación estocástica aplicada al problema de la programación de la operación del sing considerando incertidumbre en las variables de entrada. *Memoria (Título Ingeniero Civil Electricista), Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica.*, Septiembre 2013.

[97] E.A. Bossanyi. Short-term wind prediction using kalman filters. *Wind Engineering*, 9(1):1–8, 1985.

[98] R. Kalman, Rudolph E., et al. A new approach to linear filtering and prediction problems. *Journal of basic Engineering*, 82(1):35–45, 1960.

[99] P. Louka, G. Galanis, N. Siebert, G. Kariniotakis, P. Katsafados, I. Pytharoulis, and G. Kallos. Improvements in wind speed forecasts for wind power prediction purposes using kalman filtering. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 96(12):2348–2362, 2008.

[100] L. Fernández. Modelos avanzados para la predicción a corto plazo de la producción eléctrica de parques eólicos. *Tesis Doctoral. Universidad de la Rioja*, 2008.

[101] A. Dorvlo and S. Atsu. Estimating wind speed distribution. *Energy Conversion and Management*, 43(17):2311–2318, 2002.

[102] N. Johnson, S. Kotz, and N. Balakrishnan. Continuous univariate distributions , vol. 2wiley. *New York*, 1995.

[103] R. Shumway, H. Stoffer, and S. David. *Time series analysis and its applications: with R examples*. Springer, 2011.

[104] G. Contaxis and J. Kabouris. Short term scheduling in a wind/diesel autonomous energy system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3):1161–1167, 1991.

[105] R. Ghajar, H. Chem, and R. Billinton. Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy. *Microelectron. Reliab.*, 36, no.9:1253–1261, 1996.

[106] C. Castillo and E. Gil. Assessing power system adequacy for different penetrations of wind and solar capacity in a thermal system. *The 10th Latin-American congress on electricity generation and transmission - CLAGTEE 2013*, October 2013.

[107] R. Norambuena. Predicción de corto plazo de potencia generada en un aerogenerador usando modelo sarima. *Memoria (Título Ingeniero Civil Electricista), Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Santiago, Chile*, Enero, 2011.

[108] A. Mishra and L. Ramesh. Application of neural networks in wind power (generation) prediction. In *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN'09. International Conference on*, pages 1–5. IEEE, 2009.

[109] L. Xin, L. Bin, X. Jianyuan, and T. Yun. A novel power predicting model of wind farm based on double anns. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, pages 1–4. IEEE, 2010.

[110] I. Marti and et al. Evaluation of advanced wind power forecasting model results of the anemos project 2006. [online]. fecha visita: 19/08/2013. http://anemos.cma.fr. 2006.

[111] U. Focken and M. Lange. *Physical approach to short-term wind power prediction*. Springer, 2006.

[112] G. Giebel, R. Brownsword, G. Kariniotakis, M. Denhard, and C. Draxl. The state-of-the-art in short-term prediction of wind power: A literature overview. Technical report, ANEMOS., 2011.

[113] J. Toro. Evaluación del impacto del error de pronóstico del viento en la operación de corto plazo de los sistemas eléctricos de potencia. *Memoria (Título ingeniero Civil Electricista), Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Valparaíso, Chile*, 2014.

[114] J. Birge and F. Louveaux. Introduction to stochastic programming. *Springer-Verlag. New York, USA 1997*.

[115] A. Rearte. Análisis técnico del impacto de la generación residencial fotovoltaica en una red de distribución. *Memoria (Título ingeniero Civil Electricista), Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Valparaíso, Chile*, Abril, 2014.

[116] F. Caballero. Selección de modelos mediante criterios de información en análisis factorial. aspectos teóricos y computacionales. *Tesis Doctoral. Universidad de Granada*, 2011.

[117] Turbinas Vestas. http://nozebra.ipapercms.dk/vestas/communication. *Catálogo turbina Vestas 2MW*, .

[118] P. Giorsetto and K. Utsurogi. Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(1):134–143, 1983.

[119] P. Norgaard and H. Holttimen. A multi-turbine power curve approach. *In Nordic Wind Power Conference*, March 2004.

[120] J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent wind power curves. *Tech report for TradeWind Consortium*, July 2008.

[121] North American Electric Reliability Corporation. Reliability standards for the bulk electric systems of north america. 2009.

[122] P. Ledesma. Regulación de frecuencia y potencia. *Universidad Carlos III de Madrid. Septiembre 2008.*

[123] Sitio web . Fecha visita: 19/09/2014. http://ec.europa.eu/clima/sites/campaign/pdf/.

[124] Sitio web . Fecha visita: 19/09/2014. http://www.veoverde.com/2012/02/sobre-los-gases-de-efecto-invernadero/.

[125] Sitio web . Fecha visita: 19/09/2014. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/.

[126] R. Wetzel. Análisis del impacto en la suficiencia energética de una mayor penetración de energía eólica en el *sic*. *Tesis para obtener el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Valparaíso, Chile*, 2013.

[127] R Development Core Team. R: A language and environment for statistical computing. *Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria*, 2012.

[128] Energy Exemplar. PLEXOS for Power Systems-Power Market Simulation and Analysis Software (computer software). September 2012. URL http://www.energyexemplar.com/.

[129] Ministerio de Energía de Chile. http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms. .

[130] R. Hyndman. Forecasting functions for time series and linear models. *forecast: Methods and tools for displaying and analysing univariate time series forecasts including exponential smoothing via state space models and automatic ARIMA modelling*, 2013.

[131] L. Kaufman and P. J. Rousseau. *Finding Groups in Data*. John, 1989.

[132] M. Maechler. Cluster analysis extended. *cluster: Cluster Analysis*, 2013.

[133] Comisión Nacional de Energía. Indexación costo de falla de corta duración en el sic y en el sing (itd - abril 2014). *Resolución Exenta 159*, 2013.