

**“ANÁLISIS DEL IMPACTO EN LA
SUFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA
MAYOR PENETRACIÓN DE ENERGÍA
EÓLICA EN EL SIC.”**

RODRIGO GUILLERMO WETZEL GONZÁLEZ

REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROFESOR GUÍA:
DR. ESTEBAN GIL (UTFSM)

COMISIÓN:
DR. HÉCTOR PULGAR (UTFSM)
DR. ENZO SAUMA (PUC)

OCTUBRE 2013.



**“ANÁLISIS DEL IMPACTO EN LA
SUFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA
MAYOR PENETRACIÓN DE ENERGÍA
EÓLICA EN EL SIC.”**

RODRIGO GUILLERMO WETZEL GONZÁLEZ

REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROFESOR GUÍA:
DR. ESTEBAN GIL (UTFSM)

COMISIÓN:
DR. HÉCTOR PULGAR (UTFSM)
DR. ENZO SAUMA (PUC)

OCTUBRE 2013.

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

*A mis padres y hermanos por el apoyo
durante esta carrera*

Agradecimientos

Son tantas las personas que me han ayudado durante esta carrera, que no sé si alcanzaré a nombrar a todas en estas breves palabras.

Para comenzar, agradezco a todos los integrantes del departamento de Ingeniería Eléctrica- profesores, funcionarios y alumnos-, que con su amabilidad y buena disposición, construyen un ambiente grato y familiar.

Extiendo mi agradecimiento a Don Nelson, por sus consejos y sabiduría; no sólo me animó constantemente a terminar la carrera sino que, además, me brindó las conversaciones futboleras que me alegraban el día.

Al profesor Esteban Gil, por su apoyo y buena disposición en los ramos de magíster y durante el desarrollo de esta tesis. También al profesor Héctor Pulgar y al Dr. Enzo Sauma por ser miembros de la comisión y haber revisado esta tesis.

Agradezco a CONICYT que, a través del proyecto FONDECYT 11110502 “Evaluating the contribution to power system adequacy of intermittent generation”, colaboró con el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos que conocí durante la carrera, en especial a Richi, Futa, Giovanni y Christian, que con su apoyo y compañía hicieron que mi paso por la universidad fuera más ameno. Como olvidar las largas noches de estudio, los asados de los fines de semana y las infaltables pichangas, sin duda, que sin ustedes mi estadía en la universidad no hubiera sido lo mismo. Además quiero mencionar a las personas que me acompañaban en mi gran pasión, el fútbol, a los integrantes de Joga Feo, siempre recordaré los títulos ganados en la universidad, al equipo formado por el profesor Hinojosa y a la selección de fútbol de Electricidad, que aunque no hayamos ganado títulos, me divertí mucho jugando con ustedes.

Quiero agradecer a mi amiga y pareja Mariana, por su compañía y apoyo en los últimos años de mi carrera, y por motivarme a terminar este trabajo. Y a su madre Motaia por su colaboración.

Quiero, finalmente, dar las gracias a mi familia, el eje principal de mi vida, mi motivación día a día. A mi padre Guillermo, mi madre Marlis, mi hermana Cecilia, mi hermano Otmar, mis sobrinas Javiera y Fernanda por el constante apoyo y fuerzas brindadas durante mi paso por la universidad. Siempre me han apoyado para que cumpla las metas que me propongo. A mis primos y tíos, por su apoyo entregado desde el primer día en la universidad. A mi abuela Clara y Tía Nena por su constante cariño y preocupación.

Resumen

En esta tesis se analiza la suficiencia energética del Sistema Interconectado Central chileno (SIC) frente a la incorporación de energía eólica. El análisis basado en la simulación de Monte Carlo considera variables estocásticas tales como salida forzada de las unidades generadoras y generación de centrales eólicas, y es capaz de evaluar el impacto de restricciones operacionales (tales como límites de las líneas de transmisión y restricciones de las unidades térmicas) que son difíciles de capturar con las técnicas analíticas.

Previo a la evaluación de la suficiencia, fue necesario crear los perfiles eólicos sintéticos. Se contaba con información de diferentes centros de medición de la velocidad eólica en las regiones que componen el SIC. Como la velocidad se encontraba medida a $20m$, pero las aspas de los generadores eólicos se encuentran a una altura promedio de $80m$, se utilizó el método de Hellmann para extrapolar la velocidad. Posteriormente, se utilizó un modelo SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$ para predecir los datos y entonces se obtuvo un conjunto de perfiles eólicos sintéticos. Luego, los perfiles de generación eólica sintéticos se usaron como entrada estocástica en un esquema de Monte Carlo que utiliza un modelo de producción del SIC para obtener métricas capaces de capturar el impacto de diferentes restricciones operacionales en la suficiencia del sistema.

Al analizar el efecto de diferentes niveles de generación eólica se pudo observar que la mayoría de los beneficios, en términos de incrementar la suficiencia, ocurren cuando se agregan cerca de $500MW$ adicionales de generación eólica. Con generación eólica adicional, la suficiencia permanece casi constante. Como el método propuesto fue capaz de captar restricciones operacionales, se pudo observar que en algunos casos la conexión de una nueva planta eólica podría causar un aumento en la energía no servida del sistema. Por ejemplo, al conectar la central *Lebu Sur* en el nodo *Hualpén 220*, después que las otras centrales eólicas se encontraba operando, se produjo un leve aumento en la energía no servida como resultado de un cambio en el predespacho y congestión en el sistema de transmisión.

También se analizó la ventaja de la diversificación de la generación eólica. Por ejemplo, se pudo observar que la energía no servida del sistema disminuye en cerca de un 7% cuando tres centrales eólicas de $100MW$ fueron conectadas en diferentes nodos, en lugar de una de $300MW$ conectada en uno. Otro resultado de este estudio fue descubrir que frente a una hidrología seca la potencia eólica contribuye más en la suficiencia del sistema de potencia que frente a una hidrología húmeda, como resultado de la mayor disponibilidad de la reserva en giro.

Finalmente, se propuso un método basado en simulación para estimar el valor de

capacidad de la potencia eólica. Se trabajó con tres centrales eólicas con diferentes factores de carga y diferentes tipos de correlación entre la demanda del sistema y la generación eólica. Con el propósito de validar el método, los resultados del método propuesto se compararon, y encontraron consistentes, con los resultados obtenidos usando el método recomendado por el *IEEE Task Force on the Capacity Value of Wind Power*. Los resultados mostraron que con correlación positiva entre la generación y demanda, el valor de capacidad puede mejorar en más de un 50% con respecto a una correlación negativa.

Abstract

This thesis studies power system adequacy in the Chilean Central Interconnected System (SIC) with the incorporation of wind power. The Monte Carlo simulation-based analysis considers stochastic variables such as the forced outage of generating units and wind power generation, and is capable to evaluate the impact of operational constraints (such as transmission line limits and time-coupling constraints of thermal generating units) that analytical reliability techniques have difficulty capturing.

Before performing the SIC adequacy evaluation, it was necessary to obtain realistic synthetic wind profiles, for which real wind speed measurement data at different locations was extrapolated to 80m high using Hellmann's method. After that, a SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$ model was fitted to the data and then used to obtain a set of synthetic wind power profiles. The synthetic wind power generation profiles were then used as a stochastic input in a Monte Carlo scheme as inputs in a production model of the SIC in order to obtain adequacy metrics capable of capturing the impact of different operational constraints.

By analyzing the effect of different levels of wind penetration, we could observe that most of the benefit in terms of adequacy increase when adding the wind farms occurs up to about 500MW of additional wind power, and above that the benefits remain nearly constant. As the proposed method was capable of considering operational constraints, we could observe that in some cases the connection of a new wind farm might cause more unserved energy in the system. For example, when the *Lebu Sur* wind farm was connected at the *Hualpen 220* bus after the other wind farms were in operation, there was a slight increase in unserved energy as a result of changes in the unit commitment and congestion in the transmission system.

The advantage of diversifying the wind power resource was analyzed too. For example, we could observe that the system's unserved energy decreased by about 7% when three wind farm of 100MW were connected in different nodes instead of a single wind farm of 300MW connected in a single node. Another outcome of this study was to discover that with a dry hydrology wind power contributes more to power system adequacy than with a wet hydrology as a result of the spinning reserve availability.

A simulation-based method to estimate the capacity value of wind power was proposed and tested on three wind farms with different capacity factors and different types of correlation between the system demand and wind generation. For validation purposes, outcomes of the simulation-based method were compared against and found consistent with results using the method recommended by the *IEEE Task Force on the Capacity Value of Wind Power*. Results showed that with a positive correlation between genera-

tion and demand the capacity value may improve up to 50 % compared with a negative correlation.

Nomenclatura.

<i>ERNC</i>	: Energías Renovables No Convencionales
<i>LOLP</i>	: Loss of Load Probability
<i>LOLE</i>	: Loss of Load Expected
<i>LOEE</i>	: Loss of Energy Expectation
<i>ELCC</i>	: Efective Load Capacitive Carried
<i>LOLP_{OP}</i>	: Operational Loss of Load Probability
<i>LOLE_{OP}</i>	: Operational Loss of Load Expected
<i>LOEE_{OP}</i>	: Operational Loss of Energy Expectation
<i>ELCC_{OP}</i>	: Operational Efective Load Capacitive Carried
<i>FOR</i>	: Force Outage Rate
<i>MTTR</i>	: Mean Time To Repair
<i>USE</i>	: Unserved Energy
<i>SEP</i>	: Sistema Eléctrico de Potencia
<i>SIC</i>	: Sistema Interconectado Central
<i>CDEC – SIC</i>	: Centro de Despacho Económico de Carga-Sistema
	: Interconectado Central
<i>CNE</i>	: Comisión Nacional de Energía
<i>ARIMA</i>	: Modelo autoregresivo de media móvil
<i>SARIMA</i>	: Modelo autoregresivo de media móvil con estacionalidad
<i>VoRS</i>	: Value of reserve
<i>VoLL</i>	: Value of lost load
<i>CMD</i>	: Cubic Meter-Day
<i>AIC</i>	: Akaike information criterion
<i>BIC</i>	: Bayesian information criterion
<i>COPT</i>	: Capacity outage probability table

Índice de Contenidos

Resumen	IX
Abstract	XI
Índice de Contenidos	v
Índice de Figuras	XII
Índice de Tablas	XV
1. Introducción	1
2. Estado del arte	5
2.1. Energía eólica en Sistemas Eléctricos de Potencia	5
2.2. Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia	7
2.3. Suficiencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia	8
2.4. Valor de Capacidad	8
3. Método propuesto y aspectos teóricos	13
3.1. Generación de perfiles eólicos	13
3.1.1. Cálculo de la velocidad del viento a diferentes alturas	13
3.1.1.a. Ley Exponencial de Hellmann	14
3.1.1.b. Ley de perfil logarítmico del viento	14
3.1.2. Series de tiempo	16
3.1.2.a. Modelo ARIMA	16
3.1.2.b. Modelo SARIMA	17
3.1.3. Aspectos relevantes de los modelos ARIMA y SARIMA	18
3.1.3.a. Parsimonia	18
3.1.3.b. Ruido blanco (“white noise”)	18
3.1.3.c. Autocorrelación	19
3.1.3.d. AIC	20
3.1.3.e. BIC	20
3.1.3.f. Coeficiente de correlación de Pearson	20
3.1.4. Obtención de potencia a partir de la velocidad	21
3.2. Método de Monte Carlo	24

3.2.1.	Historia	24
3.2.2.	Aplicaciones a sistemas eléctricos	25
3.3.	Análisis de suficiencia	26
3.3.1.	Confiabilidad: Seguridad y Suficiencia	26
3.3.2.	Índices de suficiencia	26
3.3.3.	Definición de índices de suficiencia considerando aspectos operacionales	27
3.3.3.a.	LOLP Operacional	27
3.3.3.b.	LOLE Operacional	28
3.3.3.c.	USE	28
3.3.3.d.	USE promedio	28
3.3.3.e.	LOEE operacional	28
3.3.4.	Planteamiento matemático del despacho económico de carga	28
3.3.5.	Valor de Capacidad de generación eólica	31
3.3.5.a.	Método recomendado por el IEEE	32
3.3.5.b.	Método propuesto	33
4.	Análisis de datos eólicos en el Sistema Interconectado Central	35
4.1.	Situación actual y futura de la generación eólica en Chile	35
4.2.	Mediciones de viento en Chile	36
4.2.1.	Estación Punta Lengua de Vaca	38
4.3.	Predicción de la velocidad del viento	40
4.3.1.	Análisis preliminar	40
4.3.2.	Elección del modelo de la serie de tiempo	41
4.3.3.	Diagnóstico	42
4.3.4.	Predicción de la serie de tiempo	43
4.3.5.	Obtención de potencia a partir de la velocidad	45
4.4.	Centrales eólicas utilizadas en esta tesis	46
5.	Resultados	47
5.1.	Consideraciones del modelo implementado en PLEXOS	48
5.2.	Análisis de la reserva en giro del sistema	51
5.2.1.	Requerimientos de reserva vs. costos de operación del sistema	51
5.2.1.a.	Sin centrales eólicas	51
5.2.1.b.	Con centrales eólicas existentes al 2011	51
5.2.1.c.	Efecto de diferentes niveles de generación eólica	53
5.2.2.	Influencia de los valores del VoRS y VoLL en la suficiencia del sistema	55
5.2.3.	Relación entre reserva disponible y energía no servida	57
5.3.	Análisis de diferentes niveles de generación eólica	62
5.4.	Análisis de diversificación de las centrales eólicas	69
5.5.	Valor de Capacidad de centrales eólicas	71
5.5.1.	Método operacional propuesto	71
5.5.1.a.	Centrales eólicas existentes al 2011	71
5.5.1.b.	Valor de capacidad central eólica El Arrayán	72

5.5.1.c.	Valor de capacidad central eólica Lebu Sur	76
5.5.1.d.	Valor de capacidad central eólica Cabo Leones	79
5.5.2.	Método sugerido por el IEEE	82
5.5.2.a.	Valor de capacidad central eólica El Arrayán	82
5.5.2.b.	Valor de capacidad central eólica Lebu Sur	82
5.5.2.c.	Valor de capacidad central eólica Cabo Leones	84
5.5.3.	Comparación de ambos métodos	85
5.6.	Diferentes hidrologías	89
5.6.1.	Impacto de la incorporación de nuevas líneas en el sistema de transmisión	89
5.6.2.	Análisis de la suficiencia frente a diferentes hidrologías	91
5.6.3.	Aporte de la energía eólica frente a diferentes años hidrológicos	98
6.	Conclusiones.	103

Apéndices **107**

A.	Energía eólica	107
A.1.	Características de la energía eólica	107
A.1.1.	Historia de la energía eólica	107
A.1.2.	Evolución tecnológica del aerogenerador	108
A.1.3.	Crecimiento de la capacidad eólica	109
A.1.4.	Naturaleza y causas del viento	111
A.1.4.a.	Causas del viento a escala global	112
A.1.4.b.	Variación del viento en la meso-escala	112
A.1.4.c.	Variación del viento en la microescala	114
A.1.5.	Impacto de la agregación en la generación de energía eléctrica	114
A.1.6.	Efecto de la estela	115
A.2.	Partes de un aerogenerador	116
A.3.	Configuraciones típicas de turbinas eólicas	118
A.4.	Extrapolación de velocidad a 80m	119
A.4.1.	Estación Loma del Hueso	119
A.4.2.	Estación Faro Carranza	120
A.5.	AIC de centrales eólicas y estaciones de medición.	124
A.6.	Gráficos Boxplots de los perfiles eólicos	125
B.	Series de tiempo	131
B.1.	Componentes de una serie de tiempo	131
B.2.	Clasificación descriptiva de las series temporales	132
C.	Supuestos modelo SIC	133
C.1.	Sistema de Transmisión	133
C.1.1.	Consideraciones generales	133
C.1.2.	Regiones y nodos	134
C.1.3.	Líneas de transmisión	136

C.1.4.	Transformadores	141
C.1.5.	Restricciones de transmisión y criterio $N-1$	141
C.2.	Parque Generador	142
C.2.1.	Consideraciones generales	142
C.2.2.	Centrales hidroeléctricas	143
C.2.2.a.	Centrales de embalse	143
C.2.2.b.	Centrales de pasada	143
C.2.2.c.	Hidrologías	145
C.2.2.d.	Modelo hidrológico	145
C.2.3.	Centrales termoeléctricas	146
C.2.4.	Centrales eólicas	156
C.3.	Demanda	157
C.3.1.	Distribución geográfica de la demanda	157
C.3.2.	Crecimiento de la demanda	157
C.3.2.a.	Demanda regulada	157
C.3.2.b.	Demanda industrial	157
C.4.	Otros antecedentes	158
C.4.1.	Costo de falla	158
C.4.2.	Combustibles	158
C.4.3.	Reservas operativas	158
C.5.	Figuras y tablas de datos adicionales	158
C.5.1.	Demanda	158
C.5.2.	Combustibles	160
C.6.	Anexo: Análisis estadístico de la energía afluente al SIC, abril 1960 a marzo 2010	163
C.6.1.	Características de los datos disponibles	163
C.6.2.	Análisis descriptivo y cualitativo preliminar	163
D.	Acerca de PLEXOS	167
D.1.	Algoritmos de PLEXOS	168
D.2.	Incorporaciones al modelo	168
D.3.	Análisis de curva de duración de carga	169
D.4.	Incorporación de la red de transmisión	169
E.	Procedimiento matemático	171
E.0.1.	Programación lineal	171
E.0.1.a.	Variables	171
E.0.2.	Programación entera	171
E.0.3.	Programación Lineal Entera Mixta	172
E.0.4.	Algoritmo branch and bound	172
E.0.4.a.	Ramificación	172
E.0.4.b.	Acotamiento	173
F.	Generación de las centrales en años hidrológicos seco y húmedo	175

Índice de Figuras

2.1.	Rango de valores de capacidad, según el reporte UKERC. Fuente [60]	10
3.1.	Ruido blanco con media cero y varianza constante e igual a uno	19
3.2.	Curva potencia-velocidad turbinas Vestas 2 y 3MW	22
3.3.	Generación de una turbina eólica Vestas de 2 y 3MW	22
3.4.	Curvas velocidad-potencia	23
3.5.	Histograma de velocidad, estación de medición Loma del Hueso	23
3.6.	Histograma de velocidad, estación de medición Punta Lengua de Vaca	23
3.7.	Esquema de los pasos a seguir para la creación de perfiles	24
3.8.	Esquema de las restricciones hidráulicas	31
4.1.	Ubicación geográfica de las estaciones de mediciones de viento y centrales eólicas en funcionamiento	37
4.2.	Imagen 1, torre de medición estación Punta Lengua de Vaca. Fuente [86].	38
4.3.	Imagen 2, torre de medición estación Punta Lengua de Vaca. Fuente [86].	38
4.4.	Validación de los coeficientes de fricción y rugosidad, estación Punta Lengua de Vaca	39
4.5.	Extrapolación a 80m de la velocidad del viento, estación Punta Lengua de Vaca	40
4.6.	Extrapolación a 80m de la velocidad del viento utilizando diferentes factores, método de Hellmann, estación Punta Lengua de Vaca	40
4.7.	Gráfico Boxplot mensual de velocidad, estación de medición Punta Lengua de Vaca	41
4.8.	Gráfico Boxplot horario de velocidad, estación de medición Punta Lengua de Vaca	41
4.9.	Serie de tiempo, estación de medición Punta Lengua de Vaca	41
4.10.	Diagnóstico del ajuste SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$, estación de medición Punta Lengua de Vaca	43
4.11.	qqnorm, estación de medición Punta Lengua de Vaca	44
4.12.	Velocidad real y predicha, estación de medición Punta Lengua de Vaca	44
4.13.	Velocidad real, predicha y perfiles, estación de medición Punta Lengua de Vaca	45
4.14.	Curva potencia-velocidad turbina Vestas 3MW	45
4.15.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, estación de medición Punta Lengua de Vaca	46

4.16.	Gráfico Boxplot horario de potencia, estación de medición Punta Lengua de Vaca	46
5.1.	Curva de $LOLP_{OP}$ para diferentes niveles de carga, escala logarítmica .	49
5.2.	Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, sin plantas eólicas	52
5.3.	Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, con centrales eólicas existentes al 2011	52
5.4.	Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva del sistema, sin generación eólica y con centrales eólicas existentes al 2011	53
5.5.	Costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, sin generación eólica y con centrales eólicas existentes al 2011 .	54
5.6.	Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva del sistema, diferentes casos	54
5.7.	Costos en función de los requerimientos de reserva del sistema, diferentes casos	55
5.8.	Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, planta eólica El Arrayán 100MW	56
5.9.	Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, planta eólica El Arrayán 200MW	56
5.10.	Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva, diferentes casos	58
5.11.	Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva, diferentes valores de VoRS y VoLL	58
5.12.	Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva, diferentes valores de VoRS y VoLL	59
5.13.	Costos en función de los requerimientos de reserva, diferentes valores de VoRS y VoLL	59
5.14.	Reserva disponible y energía no servida en función de la demanda, diferentes requerimientos de reservas	60
5.15.	Energía no servida en función de la reserva disponible, diferentes requerimientos de reserva	60
5.16.	Reserva disponible en función de la demanda, diferentes niveles de viento	61
5.17.	Aporte en la suficiencia de cada central eólica	63
5.18.	Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 1	63
5.19.	Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 2	64
5.20.	Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 3	65
5.21.	Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 4	65
5.22.	Energía no servida promedio en función de la potencia eólica instalada, todos los escenarios	66
5.23.	Energía no servida promedio en función de la potencia eólica instalada, escenarios 3 y 4	67

5.24.	<i>LOLPOP</i> vs demanda, diferente ubicación geográfica y distintos perfiles eólicos	70
5.25.	Energía no servida para diferente ubicación geográfica y distintos perfiles eólicos	70
5.26.	Boxplot mensual, demanda 2019.	72
5.27.	Boxplot horario, demanda 2019.	72
5.28.	Boxplot horario, demanda 2019.	73
5.29.	Boxplot horario de potencia central El Arrayán, correlación peak atardecer	73
5.30.	Boxplot horario de potencia central El Arrayán, correlación peak mañana 73	
5.31.	Boxplot horario de potencia central El Arrayán, correlación peak noche 73	
5.32.	Correlación entre la carga y el viento (Central El Arrayán) basado en vigicales	74
5.33.	Valor de Capacidad, “El Arrayán”	75
5.34.	Valor de Capacidad, “El Arrayán”, valor absoluto	75
5.35.	Boxplot horario, demanda 2019.	76
5.36.	Boxplot horario de potencia central Lebu Sur, correlación peak atardecer 76	
5.37.	Boxplot horario de potencia central Lebu Sur, correlación peak mañana 76	
5.38.	Boxplot horario de potencia central Lebu Sur, correlación peak noche . 76	
5.39.	Correlación entre la carga y el viento (Central Lebu Sur) basado en vigicales	77
5.40.	Valor de Capacidad, “Lebu Sur”	78
5.41.	Valor de Capacidad, “Lebu Sur”, valor absoluto	78
5.42.	Boxplot horario, demanda 2019.	79
5.43.	Boxplot horario de potencia central Cabo Leones, correlación peak atardecer	79
5.44.	Boxplot horario de potencia central Cabo Leones, correlación peak mañana	79
5.45.	Boxplot horario de potencia central Cabo Leones, correlación peak noche 79	
5.46.	Correlación entre la carga y el viento (Central Cabo Leones) basado en vigicales	80
5.47.	Valor de Capacidad, “Cabo Leones”	81
5.48.	Valor de Capacidad, “Cabo Leones”, valor absoluto	81
5.49.	Valor de Capacidad, “El Arrayán”, método IEEE.	83
5.50.	Valor de Capacidad, “El Arrayán”, valor absoluto, método IEEE. . . . 83	
5.51.	Valor de Capacidad, “Lebu Sur”, método IEEE.	84
5.52.	Valor de Capacidad, “Lebu Sur”, valor absoluto, método IEEE. 84	
5.53.	Valor de Capacidad, “Cabo Leones”, método IEEE.	85
5.54.	Valor de Capacidad, “Cabo Leones”, valor absoluto, método IEEE. . . 86	
5.55.	Valor de capacidad central “El Arrayán” usando el método operacional y el IEEE	88
5.56.	Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión frente a las diferentes hidrologías	90
5.57.	Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión, hidrología húmeda	90

5.58.	Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión, hidrología media	91
5.59.	Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión, hidrología seca	91
5.60.	Comparación de los costos y el $LOEE_{OP}$ frente a hidrología húmeda e hidrología seca	92
5.61.	Comparación de la generación anual de los diferentes tipos de centrales frente a hidrología húmeda y seca	93
5.62.	Reserva en giro disponible en función de la demanda, diferentes hidrologías, restricción de reserva en giro de $400MW$	94
5.63.	Comparación de parámetros frente a hidrologías húmeda y seca	94
5.64.	Reserva disponible en función de la demanda, diferentes hidrologías, restricción de reserva en giro de $2000MW$	95
5.65.	Energía no servida para diferente reserva e hidrología	96
5.66.	Energía no servida para diferente hidrología, restricción de reserva en giro de $400MW$	96
5.67.	Energía no servida para diferente hidrología, restricción de reserva en giro de $2000MW$	96
5.68.	Energía no servida bajo hidrología seca, restricción de reserva en giro de $400MW$ y $2000MW$	97
5.69.	Energía no servida bajo hidrología media, restricción de reserva en giro de $400MW$ y $2000MW$	97
5.70.	Energía no servida bajo hidrología húmeda, restricción de reserva en giro de $400MW$ y $2000MW$	97
5.71.	Aporte de la energía eólica en la suficiencia del sistema frente a diferentes hidrologías	98
5.72.	Energía no servida bajo hidrología seca, restricción de reserva en giro de $400MW$	100
5.73.	Energía no servida bajo hidrología seca, restricción de reserva en giro de $2000MW$	100
5.74.	Energía no servida bajo hidrología húmeda, restricción de reserva en giro de $400MW$	100
5.75.	Energía no servida bajo hidrología húmeda, restricción de reserva en giro de $2000MW$	100
A.1.	Países TOP 10 con capacidad eólica instalada, Ene-Dic 2012	110
A.2.	Países TOP 10 con el total de capacidad eólica instalada	110
A.3.	Instalación anual de capacidad eólica, 1996-2012	111
A.4.	Total de capacidad eólica, 1996-2012	111
A.5.	Direcciones de viento dominantes. Fuente [83].	113
A.6.	Brisas marinas, día. Fuente [83].	113
A.7.	Brisas marinas, noche. Fuente [83].	113
A.8.	Vientos de montaña, día. . Fuente [83].	114
A.9.	Vientos de montaña, noche. . Fuente [83].	114
A.10.	Variación del viento en la microescala. Fuente [83].	114

A.11.	Turbulancias en la microescala. Fuente [83].	114
A.12.	Impacto de la distribución geográfica e instalación de turbinas eólicas adicionales en la producción conjunta de potencia eólica. La escala de tiempo del gráfico se encuentra en segundos. Fuente [82].	115
A.13.	Efecto estela de un generador eólico. Fuente [83].	116
A.14.	Componentes del aerogenerador. Fuente [83].	116
A.15.	Configuraciones típicas de turbinas eólicas. Nota: La línea segmentada a través de la caja de engranaje (Gear) en la configuración tipo D indica que puede o no puede ir. Fuente [82]	118
A.16.	Torre de medición estación Loma del Hueso [86]	119
A.17.	Validación de los coeficientes de fricción y rugosidad, estación Loma del Hueso	120
A.18.	Extrapolación a 80m de la velocidad del viento diferentes factores, método Hellmann, estación Loma del Hueso	121
A.19.	Extrapolación a 80m de la velocidad del viento, estación Loma del Hueso	121
A.20.	Torre de medición estación Faro Carranza [94]	121
A.21.	Validación de los coeficientes de fricción y rugosidad, estación Faro Carranza	122
A.22.	Validación α y z_0 método exponencial, estación Faro Carranza	123
A.23.	Validación α y z_0 método logarítmico, estación Faro Carranza	123
A.24.	Extrapolación a 80m de la velocidad del viento, estación Faro Carranza	123
A.25.	Extrapolación a 80m de la velocidad del viento diferentes factores, método Hellmann, estación Faro Carranza	123
A.26.	Gráfico Boxplot mensual de velocidad, estación de medición Loma del Hueso	126
A.27.	Gráfico Boxplot horario de velocidad, estación de medición Loma del Hueso	126
A.28.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, estación de medición Loma del Hueso	126
A.29.	Gráfico Boxplot horario de potencia, estación de medición Loma del Hueso	126
A.30.	Gráfico Boxplot mensual de velocidad, estación de medición Faro Carranza	127
A.31.	Gráfico Boxplot horario de velocidad, estación de medición Faro Carranza	127
A.32.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, estación de medición Faro Carranza	127
A.33.	Gráfico Boxplot horario de potencia, estación de medición Faro Carranza	127
A.34.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, central eólica Lebu	127
A.35.	Gráfico Boxplot horario de potencia, central eólica Lebu	127
A.36.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, central eólica Canela 1	128
A.37.	Gráfico Boxplot horario de potencia, central eólica Canela 1	128
A.38.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, central eólica Canela 2	128
A.39.	Gráfico Boxplot horario de potencia, central eólica Canela 2	128
A.40.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, central eólica Totoral	128
A.41.	Gráfico Boxplot horario de potencia, central eólica Totoral	128
A.42.	Gráfico Boxplot mensual de potencia, central eólica Monte Redondo . .	129

A.43.	Gráfico Boxplot horario de potencia, central eólica Monte Redondo . . .	129
C.1.	Esquema cuenca del Maule.	147
C.2.	Esquema cuenca del Lago Laja.	148
C.3.	Esquema cuenca del Alto BioBío.	148
C.4.	Esquema cuenca del Lago Chapo.	149
C.5.	Histograma de energía afluente anual al SIC.	164
C.6.	Boxplot por mes para la energía afluente al SIC.	164
C.7.	Boxplot por mes para la energía afluente al SIC.	165
D.1.	Aproximación de los bloques en la curva de duración de carga en PLE- XOS. Fuente [93].	169
F.1.	Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, ge- neradores diesel	175
F.2.	Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, ge- neradores a carbón	178
F.3.	Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, ge- neradores GNL	178
F.4.	Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, otros generadores térmicos	179
F.5.	Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, ge- neradores eólicos	179
F.6.	Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, ge- neradores de embalse	180
F.7.	Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, ge- neradores de pasada	181

Índice de Tablas

2.1.	Cálculo del valor de capacidad eólica en EEUU. Adaptado de [34], [60] .	10
2.2.	Cálculo del valor de capacidad eólica en UE. Adaptado de [62]	11
3.1.	Coefficientes de fricción para diferentes tipo de terreno [65]	14
3.2.	Clasificación de rugosidad y valores de coeficientes de rugosidad para diversos tipos de terreno [91]	15
3.3.	Clasificación de rugosidad y valores de coeficientes de rugosidad para diversos tipos de terreno [92]	15
4.1.	Centrales eólicas instaladas en Chile	35
4.2.	Futuras centrales eólicas en Chile	36
4.3.	Estaciones de medición eólica	37
4.4.	Valor de AIC, estación de medición Punta Lengua de Vaca	42
4.5.	Parámetros del modelo $SARIMA(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$, estación de medición Punta Lengua de Vaca	42
4.6.	Centrales eólicas existentes al 2011.	46
4.7.	Centrales eólicas creadas.	46
5.1.	Energía no servida promedio al agregar diferentes centrales eólicas de manera individual	62
5.2.	Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 1	63
5.3.	Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 2	64
5.4.	Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 3	64
5.5.	Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 4	65
5.6.	Energía no servida para diferente ubicación geográfica y distintos perfiles eólicos	70
5.7.	Características de la planta eólica El Arrayán	73
5.8.	Valor de capacidad planta eólica “El Arrayán” para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica	74
5.9.	Características de la planta eólica Lebu Sur	77
5.10.	Valor de capacidad planta eólica “Lebu Sur” para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica	77

5.11.	Características de la planta eólica Cabo Leones	80
5.12.	Valor de capacidad planta eólica “Cabo Leones” para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica	80
5.13.	Valor de capacidad planta eólica “El Arrayán”, para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica, a través del método propuesto por el IEEE.	82
5.14.	Valor de capacidad planta eólica “Lebu Sur”, para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica, a través del método propuesto por el IEEE.	83
5.15.	Valor de capacidad planta eólica “Cabo Leones”, para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica, a través del método propuesto por el IEEE.	85
5.16.	Valor de capacidad central “El Arrayán” usando el método operacional y el IEEE	87
5.17.	Valor de capacidad central “Lebu Sur” usando el método operacional y el IEEE	87
5.18.	Valor de capacidad central “Cabo Leones” usando el método operacional y el IEEE	87
5.19.	Comparación de parámetros frente a hidrologías húmeda y seca	93
5.20.	Comparación de parámetros frente a hidrologías húmeda y seca	95
5.21.	Aporte de la generación eólica en la suficiencia del sistema frente a diferentes hidrologías	98
5.22.	Aporte de la generación eólica en la suficiencia del sistema frente a hidrología húmeda y seca	99
5.23.	Aporte de la generación eólica en la suficiencia del sistema frente a hidrología húmeda y seca, reserva 2000MW	99
A.1.	Desarrollo del tamaño de las turbinas eólicas entre 1985 y 2012	109
A.2.	Países TOP 10 con capacidad eólica instalada, Ene-Dic 2012	110
A.3.	Instalación anual de capacidad eólica, 1996-2012	111
A.4.	Direcciones de viento dominantes	112
A.5.	Valor de AIC, centros de medición y centrales eólicas	124
A.6.	Valor de AIC, estación de medición Loma del Hueso	124
A.7.	Valor de AIC, estación Faro Carranza	124
A.8.	Valor de AIC, central Canela I	124
A.9.	Valor de AIC, central Totoral	125
A.10.	Valor de AIC, Monte Redondo	125
A.11.	Valor de AIC, central Canela II	125
A.12.	Valor de AIC, central Lebu	125
C.1.	Nodos en sistema de Transmisión Norte.	134
C.2.	Nodos en Área de Influencia Común.	135
C.3.	Nodos en sistema de Transmisión Sur.	136
C.4.	Características de líneas de transmisión predefinidas.	138
C.5.	Características de líneas de transmisión agregadas.	140

C.6.	Características de líneas de transmisión auxiliares.	140
C.7.	Transformadores incluidos en el modelo.	141
C.8.	Líneas restringidas por criterio $N-1$, mediante la propiedad <i>Rating</i>	142
C.9.	Características modeladas de centrales hidráulicas de embalse.	143
C.10.	Características de centrales de pasada.	144
C.11.	Características de los embalses incluidos en el modelo.	145
C.12.	Características de centrales termoeléctricas.	152
C.13.	Características de centrales termoeléctricas, datos operación	155
C.14.	Características de centrales eólicas predefinidas.	156
C.15.	Características de proyectos de centrales eólicas.	156
C.16.	Precios de combustibles.	158
C.17.	Demanda regulada, periodo 2011-2021.	159
C.18.	Demanda industrial, periodo 2011-2021.	160
C.19.	Costos de combustibles 2011.	162
F.1.	Generación de generadores diesel frente a hidrologías húmeda y seca . . .	176
F.2.	Generación de generadores a carbón frente a hidrologías húmeda y seca . . .	177
F.3.	Generación de generadores GNL frente a hidrologías húmeda y seca . . .	177
F.4.	Generación de otras centrales térmicas frente a hidrologías húmeda y seca	177
F.5.	Generación de centrales eólicas frente a hidrologías húmeda y seca . . .	177
F.6.	Generación de centrales de embalse frente a hidrologías húmeda y seca . . .	178
F.7.	Generación de centrales de pasada frente a hidrologías húmeda y seca . . .	180

Capítulo 1

Introducción

Motivación

La preocupación de la sociedad con los impactos medioambientales asociados a la generación de energía eléctrica aumenta a diario. Grupos ambientalistas se oponen cada vez más a la posibilidad de instalar nuevas centrales termoeléctricas y a los grandes proyectos hidroeléctricos y muchas veces logran frenar los proyectos. Adicionalmente, si se considera que los recursos fósiles son limitados y no se tiene certeza de la cantidad de recursos disponibles, la proyección del precio de estos combustibles no es nada alentador.

Los problemas descritos anteriormente afectan sobremanera a Chile, que cada año debe aumentar en cerca de un 5 % su matriz energética. Esto ha llevado al gobierno a implementar una ley que establece que al año 2024 todas las empresas generadoras, con una capacidad instalada mayor a $200MW$, deberán tener al menos un 10 % de energías renovables no convencionales (ERNC). Dentro de las ERNC, la energía eólica es la que ha tenido un mayor desarrollo. Las primeras turbinas eólicas generaban cerca de $20kW$, y eran más susceptibles al cambio de la velocidad del viento. En la actualidad existen turbinas capaces de generar $3MW$, las cuales pueden comenzar a generar a partir de una velocidad del viento de $3m/s$, y además las aspas se alinean con el viento de manera de tener un cierto control con la potencia de salida¹. Esto ha llevado a los inversionistas y empresas generadoras a poner sus ojos en este tipo de generación, lo cual se ve reflejado en la cantidad de proyectos existentes en Chile de energía eólica.

El principal problema de la energía eólica es que su generación es intermitente, lo cual causa algunos problemas en la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Los principales desafíos son analizar cómo afecta la energía eólica en la seguridad y suficiencia de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). En general resulta complejo evaluar la suficiencia energética con métodos analíticos puesto que es difícil considerar algunos aspectos operacionales del sistema. En cambio, mediante simulación computacional se pueden considerar diversos aspectos operacionales, tales como límites térmicos de las líneas de transmisión, variabilidad de la energía eólica y restricciones de las centrales

¹En el anexo A se presentan aspectos importantes de la generación eólica

térmicas. Esta Tesis propone la definición y el uso de métricas de suficiencia basadas en simulación de Monte Carlo para la evaluación de la suficiencia de sistemas eléctricos de potencia, con énfasis en el Sistema Interconectado Central chileno.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados: (1) el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta, con un 28,06 % de la capacidad instalada en el país, (2) el Sistema Interconectado Central (SIC), entre las localidades de Taltal y Chiloé, con un 71,03 % de la capacidad instalada en el país, (3) el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29 % de la capacidad, (4) y el Sistema de Magallanes, para la Región XII, con un 0,62 % de la capacidad instalada en el país.

El SIC cuenta con alrededor de tres cuartos de la potencia instalada a nivel nacional y entrega suministro eléctrico a más del 90 % de la población del país. Abastece el consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60 % del total de energía). Si bien en el pasado predominaba la generación hidroeléctrica, desde mediados de los 90, las centrales termoeléctricas tomaron el protagonismo en el crecimiento del parque generador, representando hoy una fracción mayoritaria de la potencia instalada, que, según tipo (al año 2011), es la siguiente: Derivado Petróleo (1908MW, 15 %), Gas Natural (3082MW, 23,9 %), Biomasa (372MW, 2,9 %), Carbón (1401MW, 10,9 %), Pasada (2151MW, 16,7 %), Embalse (3769MW, 29,3 %) y Viento (194MW, 1,5 %) [87]. Actualmente, la potencia eólica en el SIC sólo representa un 1,5 % de la potencia instalada, pero se prevé que aumente en el futuro, ya que existen proyectos aprobados de centrales eólicas con una potencia total de 1760MW [84].

Objetivos

Objetivo general

Determinar el aporte de la energía eólica en la suficiencia energética del Sistema Interconectado Central chileno considerando restricciones operacionales.

Objetivos específicos

- Determinar la cantidad de reserva operacional que asegure una operación confiable del Sistema Interconectado Central (SIC), considerando distintos niveles de penetración de energía eólica.
- Aproximar datos históricos del viento a través de un modelo de series de tiempo.
- Construir un modelo equivalente del SIC para estudiar su suficiencia energética a nivel de predespacho en el software PLEXOS.
- Analizar el impacto en la suficiencia energética causado por la aleatoriedad de la generación eólica y disponibilidad de los generadores.
- Investigar el impacto de altos niveles de penetración de energía eólica en la suficiencia energética del SIC.

- Determinar el valor de capacidad de las plantas eólicas en el SIC.
- Analizar el impacto de la diversificación geográfica de las plantas eólicas en la suficiencia del sistema.

Estructura del documento

El cuerpo principal de esta tesis se divide en 6 capítulos, los cuales contienen la información más relevante del estudio realizado. En los anexos, por su parte, se encuentra la información que es complementaria al estudio desarrollado.

Los capítulos del cuerpo de esta tesis se estructuran de la siguiente forma:

- En el capítulo 2 se presenta el estado del arte, es decir los desarrollos actuales de las diferentes áreas que involucran esta tesis.
- En el capítulo 3 se explican los métodos utilizados para la creación de perfiles eólicos y la evaluación de la suficiencia del sistema. También se presentan los aspectos teóricos involucrados en esta tesis.
- En la primera parte del capítulo 4, se encuentra la situación actual y futura de la energía eólica en Chile. En la segunda parte, se presenta la creación de perfiles eólicos.
- En el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos. En la primera parte se presentan las principales consideraciones del modelo implementado en PLEXOS. En la segunda se realiza un análisis de la reserva en giro del sistema, y la relación que tiene con los costos de operación del sistema. Se analizan diferentes casos, cada uno con diferente generación eólica. En la tercera parte se analiza el impacto en el sistema de diferentes niveles de generación eólica, y cómo afecta el orden de instalación de las centrales eólicas. En la cuarta parte se discute el valor de capacidad de tres plantas eólicas con diferente correlación entre la generación eólica y la demanda. Se utiliza el método operacional propuesto y el método sugerido por el IEEE. Por último, en la quinta parte, se presenta el impacto de la generación eólica frente a diferentes hidrologías.
- Finalmente, en el capítulo 6 se encuentran las principales conclusiones de esta tesis.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1. Energía eólica en Sistemas Eléctricos de Potencia

Un problema importante que afecta a la sociedad es la degradación del medio ambiente producto de la actividad humana. Actualmente, la mayor parte de la energía primaria proviene de los combustibles fósiles, cuyo uso genera contaminación, emisión de gases de efecto invernadero, lluvia ácida, perforación de la capa de ozono, entre otros efectos. Las ERNC (energías renovables no convencionales) contribuyen a solucionar este problema al ahorrar toneladas de emisiones de gases contaminantes. En Chile, por cada kWh producido por fuentes de ERNC (central eólica Canela 1), se ahorra en promedio $0,6kg$ de CO_2 (Dióxido de carbono), $1,33g$ de SO_2 (Dióxido de azufre) y $1,67g$ de NO_x (Óxido de nitrógeno) [1]. Producto de lo anterior, los gobiernos están tomando medidas para incentivar el desarrollo de estas energías. En Chile, la ley $N^\circ 20257$ obliga a que las empresas generadoras con una capacidad instalada mayor a $200MW$ tengan en el año 2024 un 10% de ERNC. Este porcentaje se alcanzará de manera gradual: entre el año 2010 y 2014, un 5%, luego se aumenta un 0,5% anual desde el año 2015 [2].

Las ERNC se definen como cualquier recurso natural que se regenera en una escala de tiempo corto, derivado directamente del sol (solar térmica y fotovoltaica), indirectamente del sol (eólica, hidroeléctrica menor a $20MW$ y biomasa), o de otro movimiento natural y mecanismo del medio ambiente (geotérmica y energía oceánica) [3].

Dentro de las ERNC, la energía eólica es la que ha tenido mayor desarrollo, debido a: (a) rápida recuperación de la inversión [4], (b) rápido periodo de instalación, (c) bajos costos de operación y mantenimiento [5], (d) rápido desarrollo de la tecnología y (e) el costo de los generadores eólicos ha disminuido a un séptimo de lo que tenía a principios de los años 80 [6]. Estas condiciones han provocado que la energía eólica esté creciendo de manera casi exponencial a nivel mundial. En el año 2011 se instalaron $42GW$ con lo cual se tiene una capacidad instalada cercana a los $239GW$ [7]. El consejo mundial de energía ha estimado que habrá una capacidad mundial de energía eólica de $474GW$ para el año 2020 [8].

La naturaleza estocástica del viento provoca que la energía eólica introduzca variabilidad e incertidumbre en los sistemas de potencia, lo cual suscita nuevos desafíos en la operación del sistema. A continuación se describe la incidencia de la generación eólica en las diferentes escalas de tiempo [9]:

- Estabilidad del sistema (escala de tiempo de segundos a minutos): Diferentes tipos de turbinas eólicas tienen distintas características de control y también diferentes posibilidades para aportar al sistema en situaciones de operación normal o de falla. Más precisamente, esto se relaciona con el control de tensión y de potencia.
- Regulación y seguimiento de carga (escala de tiempo desde segundos hasta media hora): El interés radica en cómo la variabilidad e incertidumbre introducidas por la potencia eólica afectarán la asignación y el uso de las reservas en el sistema. El error en la predicción eólica se combina con cualquier otro error de predicción en el sistema de potencia, como la predicción en la carga.
- Eficiencia y predespacho (escala de tiempo desde horas a días): El impacto se debe a la variabilidad de la producción y al error de predicción de la potencia eólica. Aquí el interés está centrado en cómo operan los generadores convencionales y cómo la variación y errores de predicción de potencia eólica cambian el funcionamiento de las otras unidades generadoras.
- Niveles de reserva de operación: La penetración de energía eólica introduce variabilidad al sistema, situación por la cual cambia la cantidad y la manera de determinar la reserva necesaria en el sistema para mantener su confiabilidad. Sobreestimar los niveles de reserva requeridos significa un mayor número de unidades que no operan en su nivel óptimo lo cual aumenta los costos de operación del sistema. Por otro lado, bajos niveles de reserva de operación pueden provocar energía no servida
- Suficiencia (escala de tiempo de meses y años): Se refiere al aporte que realizan los generadores eólicos durante situaciones con carga máxima.

Al incorporar energía eólica en los SEP, resulta clave realizar una correcta predicción de los datos eólicos, ya sea de la velocidad del viento o de la potencia eólica. Por ello, es necesario tener una buena cantidad de datos históricos del viento, ya sea la velocidad o la potencia generada [10], [11]. Posteriormente se puede utilizar algún modelo de una serie de tiempo para predecir los datos futuros del viento [12], [13]. Los modelos más utilizados son: ARMA (modelo autorregresivo de media móvil), ARIMA (modelo autorregresivo integrado de media móvil) y SARIMA (se define como un modelo ARIMA que, además, considera el efecto de la estacionalidad) [14]- [18]. Al trabajar con modelos de series de tiempo se mantiene la relación temporal que existe entre los datos, esto es, cómo un valor se relaciona con su valor futuro. Para comprobar esta relación se utiliza el ACF (función de auto correlación de las muestras). El programa R resulta útil para trabajar con series de tiempo [19].

Otra forma de trabajar con problemas estocásticos es representar las variables aleatorias mediante una función de distribución de probabilidades. Aquí, a diferencia de las series de tiempo, se pierde la relación temporal que existe entre los datos. En [20] se considera el error de la predicción de la carga y la predicción de la velocidad del viento como una distribución normal. En [21] se considera la diferencia entre la velocidad predicha y medida como una distribución Gaussiana. La velocidad del viento es considerada como una distribución Weibull en [22], mientras que en [23] se considera la predicción de la carga como una distribución normal.

2.2. Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Al comienzo, la operación de los sistemas eléctricos de potencia se basaba principalmente en consideraciones técnicas, debido a que eran sistemas relativamente pequeños y sin grandes variaciones en su funcionamiento. Sin embargo, con el paso de los años, los SEP se volvieron cada vez más complejos de operar, debido al aumento en su tamaño, la incorporación de equipos electrónicos y la desregulación de los sistemas eléctricos. Al volverse menos predecibles, surgió la necesidad de modelar la operación de los sistemas eléctricos de potencia en diferentes escalas de tiempo.

Los modelos de los SEP se clasifican en modelos dinámicos, de operación económica y de planificación. En los modelos dinámicos la solución se centra en la interacción entre los generadores y los otros elementos del sistema (como la carga y las líneas de transmisión). La solución de este tipo de modelos corresponden a sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales. En los modelos de operación económica y de planificación, las leyes físicas se consideran de manera simplificada para, así poder integrarlas con el problema económico. La simulación de estos modelos abarca desde minutos hasta décadas, y las decisiones se basan en consideraciones económicas, por lo que se minimizan los costos. En este caso, los problemas matemáticos corresponden a problemas de optimización no lineal entera mixta, los cuales se aproximan mediante formulaciones lineales para una posterior resolución mediante técnicas de programación lineal entera mixta (MILP). El problema clásico consiste en minimizar los costos de operación considerando las restricciones de operación de cada sistema [24].

La mayoría de los modelos de operación económica de corto plazo, predespacho y despacho, trabajan en base al supuesto de estado estacionario de las variables eléctricas y pueden modelar gran parte de las restricciones técnicas y económicas de los SEP: restricciones de flujos de potencia activa y reactiva, rampas de carga y tiempos de encendido y apagado de las unidades generadoras, salidas forzada o fallas de los componentes, incertidumbre y variabilidad de la generación intermitente, restricciones medioambientales, costos de combustibles, etc. [25]- [26]. Estas consideraciones fueron planteadas hace un par de décadas y, gracias a los avances de la computación, se han desarrollado metodologías para su solución: métodos heurísticos, computación paralela y los desarrollados en programación entera mixta (MIP) [27]- [28]. En la actualidad se están enfrentando nuevos desafíos tales como la incorporación de nuevas tecnologías en transmisión (FACTS), el despacho de la demanda [29]- [30] y la generación de energía intermitente [31]- [32].

2.3. Suficiencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia

La suficiencia en un sistema se refiere a si existe suficiente capacidad instalada para abastecer la demanda. Se logra por combinación de diferentes generadores que pueden tener diferencias importantes en su valor de capacidad y características de operación. Los índices más utilizados para evaluar la suficiencia del sistema son: probabilidad de pérdida de carga (LOLP), pérdida de energía esperada (LOEE), pérdida de carga esperada (LOLE) y energía no servida (USE) [33]. Estos parámetros se pueden obtener mediante métodos matemáticos, o a través de simulaciones, para incluir en los modelos las restricciones de operación. Por ejemplo, el LOLP del sistema se puede obtener mediante convolución para diferentes niveles de demanda [78], o se puede obtener el LOLP operacional, en el cual se pueden incluir aspectos operacionales como los límites térmicos en las líneas de transmisión, tiempos de las unidades generadoras, costos de partida y parada de las unidades térmicas, y variables estocásticas como la tasa de salida forzada de los generadores y la generación de centrales intermitentes [35] - [38].

Con el rápido desarrollo que está teniendo la generación eólica, es muy importante valorar su impacto en la suficiencia y en los costos de operación del sistema. Para esto se ha utilizado simulación de Monte Carlo [39] y [40] y métodos analíticos [41]- [43]. Con los métodos de simulación se puede reconocer la cronología de la variación eólica y sus impactos en los sistemas de potencia.

Los generadores eólicos son modelados como una unidad multiestado en la evaluación de confiabilidad a través de los métodos analíticos [41]- [43]. En el modelo multiestado se representan los generadores eólicos con un número definidos de estados de generación, donde la potencia de salida se obtiene a partir de la velocidad según la curva potencia-velocidad de dichos generadores.

Existe una gran cantidad de trabajos donde se evalúa el aporte de la energía eólica en la suficiencia del sistema mediante la simulación de Monte Carlo, generalmente se consideran como entrada a este método la tasa de salida forzada de los generadores, la tasa de salida forzada de las líneas de transmisión y la generación de centrales intermitentes [44]- [48] .

Se han realizado trabajos en los cuales se estudia la incorporación de grandes cantidades de potencia eólica y el efecto que esto tiene en la confiabilidad del sistema [44]- [50]. Varias investigaciones se han centrado en estudiar el efecto económico que la energía eólica causa en los sistemas de potencia [51]- [53]. También han sido objeto de estudio los niveles de reservas adicionales debido a la variabilidad del viento. Para la estimación de los niveles de reservas se consideran la tasa de salida forzada de los generadores, la incertidumbre en la predicción de carga y la potencia eólica [54], [55]. Los niveles de reserva más adecuados pueden ser obtenidos a través de la evaluación de algunos índices de confiabilidad, como por ejemplo el LOLP o LOEE [45], [56].

2.4. Valor de Capacidad

El valor de capacidad de un generador es la contribución que hace a la suficiencia del sistema. La variabilidad y la naturaleza estocástica del viento diferencian a las centrales

eólicas de las centrales convencionales, por lo que resulta inapropiado calcular el valor de capacidad de la misma manera para ambos tipos de centrales.

Por su parte, la correlación entre el viento y el perfil de la demanda de energía puede hacer aumentar el valor de capacidad eólica en un 20 %, al igual que una diversificación eficiente de parques eólicos [57].

A continuación se muestran algunos de los métodos y resultados más usados en la práctica, para determinar el valor de la capacidad eólica, por los principales operadores eléctricos de Estados Unidos y Europa.

Estados Unidos

En Estados Unidos, el método tradicional para valorar la capacidad eólica es el Effective Load Carrying Capability (ELCC) o, mejor dicho, variaciones del método general que fue planteado por Garver en 1966. A grandes rasgos el método consiste en estimar la carga adicional que puede soportar el sistema con el generador, para un mismo nivel de riesgo. Para calcular el ELCC se requiere una base de datos con la demanda de carga a nivel horario y las características del parque generador. Para generadores convencionales, capacidad nominal, tasa de indisponibilidad forzada y mantenimientos programados. Para generadores intermitentes, como los eólicos, se necesita de un año mínimo de estadísticas de generación. Una de las formas para estimar el ELCC es usando una unidad de comparación o *benchmark*, que comúnmente es una central a gas de ciclo combinado, con valores de indisponibilidad forzada cercanos al 5 % y una tasa de mantenimiento del 6 %.

Los índices probabilísticos operan en términos de valor esperado, y requieren de un apropiado margen de reserva que permita respaldar el sistema en caso de que algunas centrales no estén disponibles cuando se necesiten. En EEUU, este margen está entre el 15 % y 20 % de la demanda máxima proyectada.

En la tabla 2.1 se presentan métodos, utilizados por operadores de sistemas en EEUU, para determinar el valor de capacidad eólica [34], [60].

Unión Europea

El estudio más completo que existe con respecto a la estimación de la capacidad eólica en Europa es el “Wind Power Penetration Study”, del año 1992, que determinó la capacidad crediticia y la penetración óptima en cada uno de los sistemas eléctricos de los 12 países que en ese entonces eran miembros de la comunidad europea. Los principales resultados de ése y más de cincuenta estudios que avalan el valor de capacidad eólico fueron reunidos por Gregor Giebel en un recopilación aparecida en 2005 [62]. Los resultados más destacados se presentan en la tabla 2.2.

En [63] se muestran resultados obtenidos por United Kingdom Energy Research Center (UKERC) que determinan la contribución de la energía eólica en la suficiencia del

sistema. En el reporte se presentan 29 estudios desarrollados para evaluar el valor de capacidad de las centrales eólicas. Todos los estudios se basaron en el LOLP, y se obtienen diversos resultados, tal como se muestra en la figura 2.1.

Región / Operador	Método	Capacidad Eólica	Observaciones
CA / CEC	ELCC	20% - 25%	Basado en el 10% de las horas de mayor demanda, para lograr el RPS (20% de fuentes de ERNC)
PJM	Período de Punta	20% o factor de planta, cuando existe	Factor de planta usando el promedio móvil de 3 años del período de punta: Junio a Agosto, 3pm a 7pm.
ERCOT	10%	2%	Posiblemente cambiará al factor de planta del periodo de punta, Julio - Agosto, 4pm a 6pm.
MN / DOC / Xcel	ELCC	26% - 34%	Utiliza simulación de Monte Carlo para incluir la variación interanual.
GE / NYSERDA	ELCC	10% en tierra 40% en el mar	Se encuentra que usar el factor de planta del periodo de punta Junio a Agosto de 1pm a 4 pm es una buena aproximación para las terrestres.
CO PUC / Xcel	ELCC	10% - 30%	PUC decidió un 30% y Xcel un 10%
RMATS	Regla de la experiencia	20% para todos los sitios	Simplificación que no considera las diferencias entre sitios.
PacifiCorp	ELCC	20%	Utiliza simulación de Monte Carlo para incluir la variación interanual.
MAPP	Período de Punta	-	Mensualmente se calcula la mediana de un período de 4 horas contiguo al peak del mes.
PGE	-	33%	Se asumió este factor por no poseer datos.
Idaho Power	Período de Punta	5%	Estimación para el 70% del tiempo entre las 4pm y las 8 pm para el mes de julio.
PSE y Avista	Período de Punta	Menos del 20% o 2/3 del factor de planta en enero	En revisión para ser modificado.
SPP	Período de Punta	3% - 8%	El valor que es excedido el 85% del tiempo en el 10% de las horas de mayor demanda del mes.

Tabla 2.1: Cálculo del valor de capacidad eólica en EEUU. Adaptado de [34], [60]

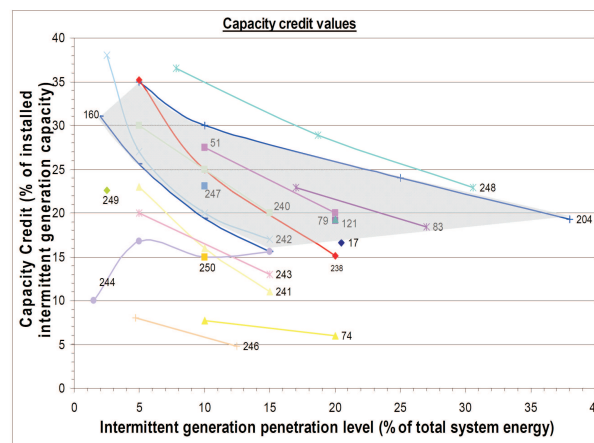


Figura 2.1. Rango de valores de capacidad, según el reporte UKERC. Fuente [60]

País	Penetración	Crédito de Capacidad (% de la potencia inst.)	Observaciones
Irlanda	0 – 4000MW	30 – 5% para parque aislado 30 – 9% conjunto de parques	Se usó una metodología basada en el LOLE.
Inglaterra y Gales	2,5, 10 y 15% de la demanda	31, 25,6, 19,4 y 15,6% respectivamente	Solo se consideraron plantas en tierra.
Portugal	3, 6 y 9%	36,5, 28,9 y 22,9%	La unidad de comparación usada fue una planta a carbón con una indisponibilidad forzada del 17%.
Dinamarca	5, 10 y 15%	30, 25 y 20%	Actualmente existe una penetración de más del 20% del total de la demanda.
Grecia	2,5, 5, 10 y 15% de la demanda	38, 27, 20 y 17%, respectivamente.	Se asumieron factores de planta altos (49.5, 45, 41.3 y 32,3%) lo que explica los valores obtenidos.
Alemania	0 – 20%	24% a 5% de penetración y 10% a 20% de penetración.	El estudio se realizó para tres estados.
Italia	0,5%	22%	El estudio se hizo en las zonas ventosas donde la penetración representaba el 2,5%
España	1,5, 5, 10 y 15%	10, 16,8, 15 y 15,6%	El hecho que sea creciente se explica por la discretización de generadores reemplazados.

Tabla 2.2: Cálculo del valor de capacidad eólica en UE. Adaptado de [62]

Método recomendado por el IEEE

EL IEEE Task Force on the Capacity Value of Wind Power, trabajó en un método para determinar el valor de capacidad de las centrales eólicas. Este método consiste en realizar una tabla de probabilidad de interrupción de carga (COPT) del sistema. Para esto, se ingresa la capacidad instalada y la tasa de salida forzada de cada generador convencional; ambos parámetros se convolucionan a través de un método iterativo. El COPT es una tabla de niveles de capacidad con sus respectivas probabilidades asociadas. La probabilidad acumulada da el LOLP para cada posible estado de generación. El trabajo realizado culminó con la publicación de [34], y se describe en mayor detalle en la sección 3.3.5.a de esta tesis.

Este método no considera restricciones de transmisión, ni restricciones operacionales de centrales térmicas. Esto ha llevado a que se propongan otros métodos que utilizan simulación de Monte Carlo, para obtener un LOLP que considera restricciones de operación, en vez de un LOLP por convolución que no las considera [35] y [36].

Capítulo 3

Método propuesto y aspectos teóricos

En este capítulo se describen los métodos utilizados en esta tesis para la evaluación del impacto de la energía eólica en la suficiencia del sistema y se explican, además, los conceptos teóricos involucrados. En la primera sección, se describe cómo se obtuvieron los perfiles de potencia de la generación eólica: desde la extrapolación de velocidad a $80m$ hasta la obtención de la potencia a partir de la velocidad del viento. En la segunda sección se explica el método de Monte Carlo y cómo se implementó en esta tesis. Por su parte, en la tercera sección se describe la evaluación de suficiencia del sistema y el cálculo del valor de capacidad de las centrales eólicas.

3.1. Generación de perfiles eólicos

En Chile, como se detalla en el capítulo 4, existen varios centros de medición de la velocidad del viento. El problema de estos centros es que miden la velocidad del viento a $20m$ de altura, pero las aspas de las turbinas eólicas modernas se encuentran a una altura promedio de $80m$, por lo que es necesario extrapolar la velocidad a esta altura. A continuación se explica cómo se realiza esto.

3.1.1. Cálculo de la velocidad del viento a diferentes alturas

Existen diferentes métodos para determinar la velocidad a diferentes alturas, algunos son teóricamente exactos, pero complejos de utilizar. Los investigadores han debido buscar alternativas más simples, no tan teóricamente exactas, pero igual de válidas [64]. En este trabajo se analizarán las dos más comunes.

3.1.1.a. Ley Exponencial de Hellmann

Es el método más común y tal vez el más utilizado debido a su simpleza. Esta ley relaciona la velocidad entre dos alturas cualesquiera, según la ecuación (3.1). Ajusta datos relativamente bien en un rango de 10 hasta 100 – 150m, si no hay obstáculos en forma de picos agudos en el terreno [65].

$$\frac{\nu}{\nu_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (3.1)$$

Donde:

- ν : velocidad a la altura H
- ν_0 : velocidad a la altura H_0
- α : coeficiente de fricción o exponente de Hellmann

El coeficiente de fricción está en función del tipo de terreno sobre el cual se está midiendo la velocidad del viento. Este parámetro puede variar para un mismo sitio dependiendo de la altura, hora del día y época del año. Si no se posee ningún tipo de información, se puede utilizar un valor igual a 1/7 para terrenos abiertos [66]. Normalmente, el parámetro α se determina de forma empírica, para lo cual es necesario realizar mediciones a dos alturas diferentes y despejar el valor α de la ecuación (3.1), con lo que se obtiene la ecuación (3.2). La tabla 3.1 muestra el valor del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno [65].

$$\alpha = \frac{\ln(\nu) - \ln(\nu_0)}{\ln(H) - \ln(H_0)} \quad (3.2)$$

Tipo de terreno	Coficiente de fricción α
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0.20
Campo boscoso con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

Tabla 3.1: Coeficientes de fricción para diferentes tipo de terreno [65]

3.1.1.b. Ley de perfil logarítmico del viento

Este método es utilizado principalmente en Europa, relaciona la velocidad a dos alturas diferentes mediante la ecuación (3.3).

$$\frac{\nu}{\nu_0} = \frac{\ln(H/z_0)}{\ln(H_0/z_0)} \quad (3.3)$$

Donde:

- ν : velocidad a la altura H
 ν_0 : velocidad a la altura H_0
 z_0 : coeficiente de longitud de rugosidad [m]

El coeficiente de longitud de rugosidad depende básicamente del tipo de terreno, espaciamiento y altura de rugosidades (agua, pasto, etc.) y tiene valores desde 0,0002 hasta 1,6 o superiores. Al igual que el coeficiente de fricción, el coeficiente de longitud de rugosidad puede variar para un mismo sitio dependiendo de la altura, hora del día y época del año. Este valor se puede obtener mediante el uso de tablas, o de manera empírica, para lo cual es necesario medir la velocidad a dos alturas diferentes, y luego reemplazar en la ecuación (3.4). Como se puede apreciar, esta ecuación depende del valor α , por lo que es necesario calcularlo previamente.

$$z_0 = \exp \frac{H_0^\alpha \ln(H) - H^\alpha \ln(H_0)}{H_0^\alpha - H^\alpha} \quad (3.4)$$

Existen diferentes tablas con el valor del coeficiente de rugosidad. En ellas se aprecian diferencias para el mismo tipo de terreno. Las tablas 3.2 y 3.3 son las más comúnmente utilizadas para determinar este valor.

Clase de Rugosidad	Descripción	Longitud de la rugosidad z [m]
0	Superficie del agua	0.0002
1	Áreas abiertas con muy poca protección contra el viento	0.03
2	Terreno agrícola con algo de protección contra el viento de más de 1 km de distancia de separación	0.1
3	Distritos urbanos y terreno agrícola con mucha protección contra el viento	0.4
4	Ciudades grandes o bosques	1.6

Tabla 3.2: Clasificación de rugosidad y valores de coeficientes de rugosidad para diversos tipos de terreno [91]

Tipo de terreno	z_0 [m]
Muy suave; hielo o lodo	0.00001
Mar abierto en calma	0.0002
Mar picado	0.0005
Superficie de nieve	0.003
Césped	0.008
Pasto quebrado	0.01
Campo preparado para cultivo	0.03
Cultivo	0.05
Pocos árboles	0.1
Varios árboles, hileras de árboles, pocas construcciones	0.25
Bosques, tierras cubiertas con árboles	0.5
Suburbios	1.5
Centros de ciudades con edificios altos	3

Tabla 3.3: Clasificación de rugosidad y valores de coeficientes de rugosidad para diversos tipos de terreno [92]

Obs. : Hasta una altura cercana a los $40m$, ambos métodos se comportan de manera muy similar; en alturas superiores se observan diferencias [65]. En la sección 4.2.1 se presenta la extrapolación de velocidad de la estación de medición Punta Lengua de Vaca, en ella se discuten ambos métodos.

3.1.2. Series de tiempo

Una vez que la velocidad del viento se ha extrapolado a $80m$, se representan los datos por una serie de tiempo posibilitando una predicción de la velocidad. Los modelos más utilizados para representar este tipo de datos son los modelos ARIMA y SARIMA. A continuación se explican ambos.

3.1.2.a. Modelo ARIMA

Los modelos ARIMA fueron popularizados en los años 70 por George Box y Gwilym Jenkins. Sus nombres se utilizan, frecuentemente, como sinónimos de la metodología ARIMA aplicada a análisis y predicción de series. Esta familia de modelos ha sido utilizada ampliamente a partir de los 80, debido a los avances de recursos de cálculo y de optimización.

Su principal ventaja es que proporciona predicciones óptimas en el inmediato y en el corto plazo. Su desventaja es que la determinación del modelo que mejor se adecua a la serie de datos no es trivial y, por tanto, la persona que realice predicciones ha de poseer amplios conocimientos sobre esta metodología [67].

Los supuestos que deben cumplir este tipo de modelos son que la serie sea no anticipante, es decir, que el presente no venga determinado por el futuro, y que el proceso sea invertible, es decir, que el presente dependa de forma convergente de su propio pasado.

Las series que no son estacionarias en el sentido débil², como van cambiando en el tiempo o debido a que su varianza no es constante, se denominan series integradas.

Por consiguiente, se debe diferenciar una serie de tiempo d veces para hacerla estacionaria en el sentido débil y luego aplicar a esta serie diferenciada un modelo ARMA(p, q). Se dice que la serie original es ARIMA(p, d, q), es decir, una serie de tiempo autorregresiva integrada de media móvil: p denota el número de términos autorregresivos; d el número de veces que la serie debe ser diferenciada para hacerla estacionaria- habitualmente el orden de diferenciación d , entero, oscila entre 0 y 2-, y q el número de términos de la media móvil invertible.

Su expresión algebraica es:

$$X_t^d = c + \overbrace{\phi_1 X_{t-1}^d + \dots + \phi_p X_{t-p}^d} + \overbrace{\theta_1 \varepsilon_{t-1}^d + \theta_2 \varepsilon_{t-2}^d + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q}^d} + \varepsilon_t^d \quad (3.5)$$

Expresado en forma del polinomio operador de retardos el modelo ARIMA(p, d, q) es:

²Las series que son estacionarias en el sentido débil son estables en media y autocovarianza

$$\phi(L)(1-L)^d X_t = c + \theta(L)\varepsilon_t \quad (3.6)$$

donde X_t^d es la serie de las diferencias de orden d , L operador retardo³, ε_t^d es un proceso de ruido blanco, y $c, \phi_1, \dots, \phi_p, \theta_1, \dots, \theta_q$ son los parámetros del modelo.

La construcción de los modelos ARIMA(p, d, q) se lleva de manera iterativa mediante un proceso en el que se pueden distinguir cuatro etapas:

Identificación. Utilizando los datos ordenados cronológicamente se sugiere un modelo ARIMA(p, d, q). El objetivo es determinar los valores p, d y q que sean apropiados para reproducir la serie de tiempo. En esta etapa es posible identificar más de un modelo candidato que pueda describir la serie.

Estimación y Validación. Observando las dos gráficas, de la función de autocorrelación (ACF) y función de autocorrelación parcial (PACF) de la serie transformada, se puede tener una idea del modelo que describe la serie, o al menos de cuáles son los primeros candidatos que se deben probar. Para comprobar analíticamente (no visualmente) un modelo, con frecuencia se ajustan varios modelos candidatos ARIMA(p, d, q) y se escoge aquel que tenga los residuos semejantes al de un ruido blanco y los valores del AIC (Criterio de Información de Akaike) y BIC (Criterio de Información Bayesiana) menores con relación al resto de los modelos candidatos.

Predicción. Una vez seleccionado el mejor modelo candidato ARIMA(p, d, q) se pueden hacer pronósticos en términos probabilísticos de los valores futuros.

3.1.2.b. Modelo SARIMA

Proceso Estacional Autorregresivo Integrado y de Media Móvil
ARIMA(p, d, q) $x(P, D, Q)_s$.

Cuando una serie de tiempo tiene intervalos de muestreo menores a un año, es frecuente que se produzcan variaciones ó patrones sistemáticos cada cierto periodo. Estas variaciones sistemáticas inferiores ya sean semestrales, mensuales, diarias, etc., deben ser captadas en los llamados Factores Estacionales, dentro de la estructura del modelo a construirse. Las series de tiempo estacionales pueden ser de dos tipos [68]:

- Aditivas
- Multiplicativas

Al mismo tiempo, cada una de estas series puede ser estacionaria o no estacionaria. Usualmente, se presentan con mayor frecuencia los modelos multiplicativos comparados con los modelos aditivos. De esta manera se combinan términos ordinarios del proceso y términos estacionales, así como diferencias regulares y diferencias estacionales para

³El que aplicado al valor de una variable en t , da como resultado el valor de esa misma variable en $t - 1$

transformar en series estacionarias, esto es $\nabla_S^D \nabla^d X_t$. Este tipo de proceso tiene las siguientes características:

- Contiene un componente $\text{ARIMA}(p, d, q)$ que modela la dependencia regular, aquella asociada a observaciones consecutivas.
- Contiene un componente $\text{ARIMA}(P, D, Q)$ que modela la dependencia estacional, que está asociada a observaciones separadas por periodos.

La estructura general de un modelo $\text{ARIMA}(p, d, q)x(P, D, Q)_S$, es:

$$X_t = c + \overbrace{\phi_1 X_{t-1} + \dots + \phi_p X_{t-p}} + \overbrace{\theta_1 X_{t-s} + \dots + \theta_p X_{t-ps}} + \overbrace{\varepsilon_t - \varphi_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \varphi_q \varepsilon_{t-q}} - \overbrace{\vartheta_1 \varepsilon_{t-s} - \dots - \vartheta_Q \varepsilon_{t-Qs}} \quad (3.7)$$

Los parámetros son: $\phi_1, \dots, \phi_p, \theta_1, \dots, \theta_p, \varphi_1, \dots, \varphi_q, \vartheta_1, \dots, \vartheta_Q$ y $\varepsilon_t \approx N(0, \sigma^2)$.

La construcción de los modelos SARIMA se realiza de manera iterativa, igual que los modelos ARIMA, como se explicó anteriormente.

3.1.3. Aspectos relevantes de los modelos ARIMA y SARIMA

3.1.3.a. Parsimonia

Box y Jenkins enfatizan que la clave de un buen modelo ARIMA o SARIMA es que cumpla el principio de parsimonia, que significa sencillez. Así, se dice que un modelo es parsimonioso si se ajusta a la serie de forma adecuada, sin usar coeficientes innecesarios. Por ejemplo, si un modelo $\text{AR}(1)$ y un modelo $\text{AR}(2)$ se comportan de forma prácticamente idéntica, se debe elegir el modelo $\text{AR}(1)$ ya que así se tiene que estimar un coeficiente menos. El principio de parsimonia es importante porque, en la práctica, un modelo parsimonioso suele generar mejores predicciones. La idea de la parsimonia brinda una orientación práctica a la hora de modelar e identificar un modelo ARIMA o SARIMA. De acuerdo con este principio, no se tendrá que buscar el proceso ARIMA que genere la serie temporal de manera exacta, sino que será suficiente con encontrar un modelo que se aproxime, tanto práctica como estadísticamente, al comportamiento de la serie temporal estudiada. No obstante, el principio de parsimonia no tiene que sobrevalorarse. Se debe contar con el resto de propiedades de un buen modelo ARIMA o SARIMA: residuos tienen que ser cercanos a ruido blanco y el modelo debe tener valores razonablemente pequeños de AIC y BIC.

3.1.3.b. Ruido blanco (“white noise”)

Ruido blanco es un caso simple de los procesos estocásticos, donde los valores son independientes e idénticamente distribuidos a lo largo del tiempo con media cero e igual

varianza. Se denota por ε .

$$\varepsilon \sim N(0, \sigma^2) \quad cov(\varepsilon_{t_i}, \varepsilon_{t_j}) = 0 \quad \forall t_i \neq t_j$$

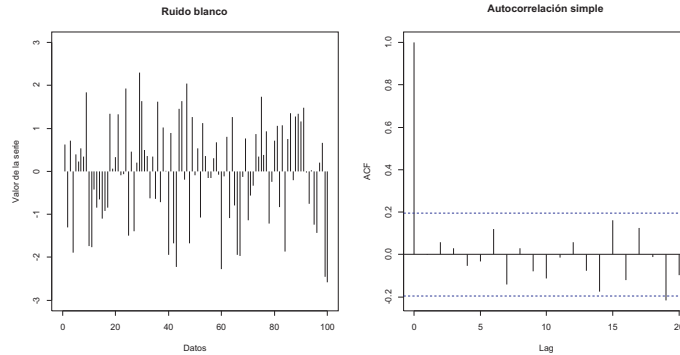


Figura 3.1. Ruido blanco con media cero y varianza constante e igual a uno

3.1.3.c. Autocorrelación

En ocasiones, en una serie de tiempo acontece que los valores que toma una variable en el tiempo no son independientes entre sí, sino que un valor determinado depende de los valores anteriores. Existen dos formas de medir esta dependencia de las variables.

Función de autocorrelación (ACF)

La autocorrelación mide la correlación entre dos valores de la serie de tiempo separados por k periodos.

$$\rho_j = corr(X_j, X_{j-k}) = \frac{cov(X_j, X_{j-k})}{\sqrt{V(X_j)}\sqrt{V(X_{j-k})}}$$

La función de autocorrelación tiene las siguientes propiedades:

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

Función de autocorrelación parcial (PACF)

La autocorrelación parcial mide la correlación entre dos variables separadas por k periodos cuando no se considera la dependencia creada por los retardos intermedios existentes entre ambas.

$$\pi_j = corr(X_j, X_{j-k} / X_{j-1} X_{j-2} \dots X_{j-k+1})$$

$$\pi_j = \frac{cov(X_j - \hat{X}_j, X_{j-k} - \hat{X}_{j-k})}{\sqrt{V(X_j - \hat{X}_j)}\sqrt{V(X_{j-k} - \hat{X}_{j-k})}}$$

3.1.3.d. AIC

La métrica AIC es utilizada para verificar si la selección del modelo fue la correcta; la fórmula de este método es la siguiente [69]:

$$AIC = L^*(\hat{\theta}, \hat{x}_0) + 2q \quad (3.8)$$

Donde q es el número de parámetros en θ más el número de estados libres en x_0 , y $\hat{\theta}$ y \hat{x}_0 representan los estimados de θ y x_0 .

3.1.3.e. BIC

Al igual que el AIC, la métrica BIC es utilizada para verificar si la selección del modelo fue la correcta; el valor del BIC se obtiene a partir de la ecuación 3.9.

$$BIC_i = -2 \cdot \log(L_i) + V_i \cdot \log(n) \quad (3.9)$$

Donde n es el número de observaciones que entran en el cálculo de la probabilidad, L_i es la máxima probabilidad para el modelo candidato i y es determinado por el ajuste del parámetro libre V_i de tal manera que se maximice la probabilidad de que el modelo candidato haya generado los datos observados.

Se debe seleccionar el modelo que tenga los menores AIC y BIC entre todos los modelos candidatos seleccionados previamente⁴, sin perder de vista el principio de parsimonia.

3.1.3.f. Coeficiente de correlación de Pearson

El coeficiente de correlación de Pearson es un índice que mide la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas. A diferencia de la covarianza, la correlación de Pearson es independiente de la escala de medida de las variables. De manera menos formal, se puede definir el coeficiente de correlación de Pearson como un índice que puede utilizarse para medir el grado de relación de dos variables siempre y cuando ambas sean cuantitativas [71].

Interpretación

El valor del índice de correlación varía en el intervalo $[-1, 1]$:

- Si $r = 1$, existe una correlación positiva perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables denominada relación directa: cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en proporción constante.
- Si $0 < r < 1$, existe una correlación positiva.

⁴Para más información acerca de los métodos AIC y BIC, ver [70]

- Si $r = 0$, no existe relación lineal. Pero esto no necesariamente implica que las variables son independientes: pueden existir todavía relaciones no lineales entre las dos variables.
- Si $-1 < r < 0$, existe una correlación negativa.
- Si $r = -1$, existe una correlación negativa perfecta. El índice expresa una dependencia total entre las dos variables llamada relación inversa: cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en proporción constante.

3.1.4. Obtención de potencia a partir de la velocidad

La potencia que puede generar una turbina eólica se determina mediante la ecuación (3.10).

$$P = \frac{1}{2} \rho A \nu^3 C_p \quad (3.10)$$

Donde:

- P : potencia real [W]
- ρ : densidad del aire en el punto a tratar [kg/m^3], y está en función de la altura sobre el nivel del mar, de la temperatura y en menor grado de la humedad
- A : área del rotor [m^2]
- ν : velocidad del viento [m/s]
- C_p : coeficiente de potencia del aerogenerador

Obs. : El valor del coeficiente de potencia oscila entre 0 y 0,5925, el valor máximo corresponde al límite de Betz [72]. Para turbinas reales varía típicamente entre 0,4 y 0,5.

En la ecuación (3.10) se puede observar que P es directamente proporcional al área de barrido del rotor, esto justifica el uso de rotores de hasta 100m de diámetro. La velocidad del viento elevada al cubo afecta principalmente la potencia, por lo cual es el factor más importante en esta ecuación. Como se puede apreciar, el valor de ρ depende de varios factores, por lo que es difícil determinarlo, lo cual dificulta el uso de la ecuación (3.10) para determinar la potencia. En la práctica lo que realizan los fabricantes es definir empíricamente una curva potencia-velocidad.

En la figura 3.2 se presenta la curva potencia-velocidad de dos turbinas Vestas de 2 y 3MW [73], [74]. En esta figura se puede apreciar que la turbina de 3MW, aparte de lograr una mayor potencia, comienza a generar desde los 3m/s, mientras que la turbina de 2MW es capaz de generar recién a partir de los 4m/s.

La figura 3.3 muestra lo que generaría de manera horaria cada una de las turbinas a partir de un perfil diario dado.

Lo descrito anteriormente se aplica a una turbina eólica a partir de la velocidad del viento; como en los parques eólicos existen varias turbinas, se necesita un método para obtener la potencia equivalente del parque. Esto es porque en un parque no todas las turbinas reciben el mismo nivel de viento.

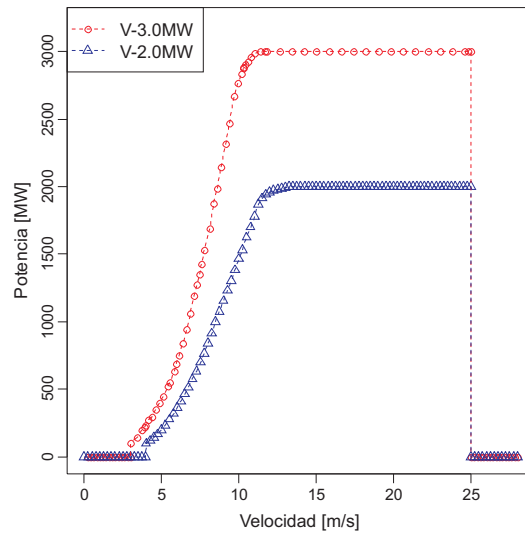


Figura 3.2. Curva potencia-velocidad turbinas Vestas 2 y 3MW

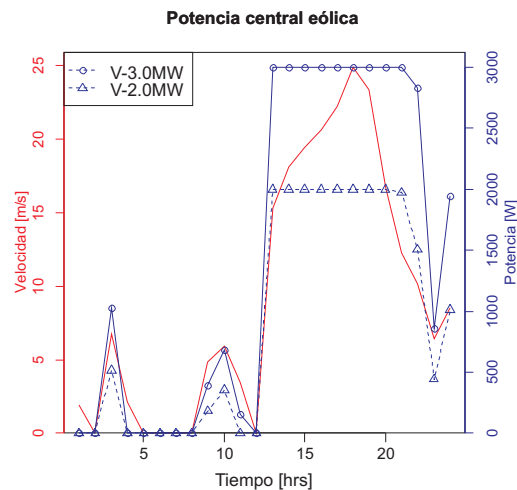


Figura 3.3. Generación de una turbina eólica Vestas de 2 y 3MW

En la figura 3.4 se presentan las curvas de generación de una turbina Vesta de 3MW, de un parque ubicado en tierras bajas (“LowLand”), y otro en tierras altas (“UpLand”), así como de uno a través de la curva del 90%. Según [66], es una aproximación válida considerar la potencia equivalente del parque como el 90% de lo que generaría una turbina de manera independiente. Con la curva del 90% se obtienen valores similares a los alcanzados con las “LowLand y UpLand”, especialmente con esta última [75]. Se observan grandes diferencias a velocidades superiores a los 25m/s, sin embargo, y de acuerdo con los datos obtenidos a partir de los centros de medición, se sabe que, prácticamente, nunca la velocidad del viento sobrepasa los 25m/s. Esto se aprecia en las figuras 3.5 y 3.6.

Debido a que no existen grandes diferencias con las otras curvas, se decide utilizar la

curva del 90 % para la generación de perfiles eólicos de los parques. La principal razón para optar por este método se debe a que en este trabajo se busca estudiar el impacto de la variabilidad de la generación eólica en los sistemas eléctricos de potencia. Con la curva del 90 %, la variabilidad se exagera levemente, por lo que se deberían obtener resultados más conservadores.

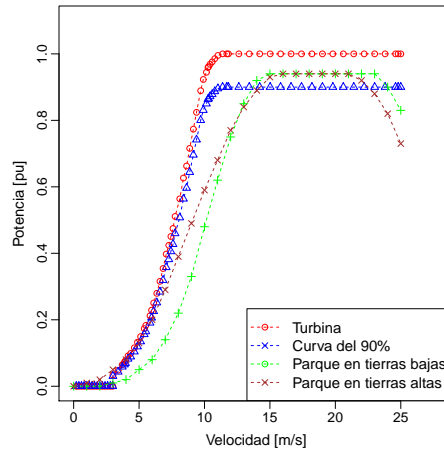


Figura 3.4. *Curvas velocidad-potencia*

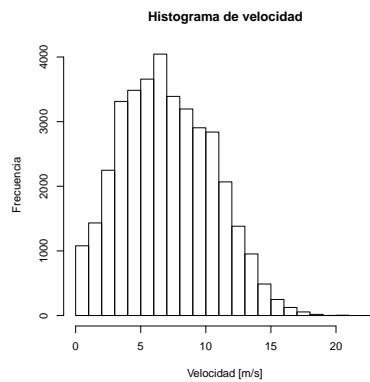


Figura 3.5. *Histograma de velocidad, estación de medición Loma del Hueso*

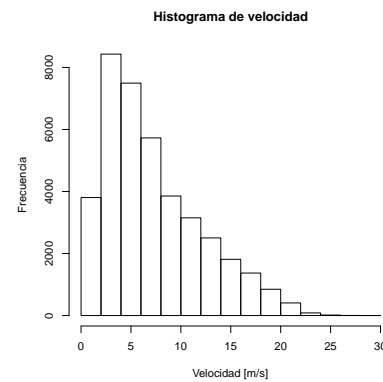


Figura 3.6. *Histograma de velocidad, estación de medición Punta Lengua de Vaca*

En la figura 3.7 se muestra de manera esquemática los pasos seguidos para la creación de los perfiles de potencia eólica.

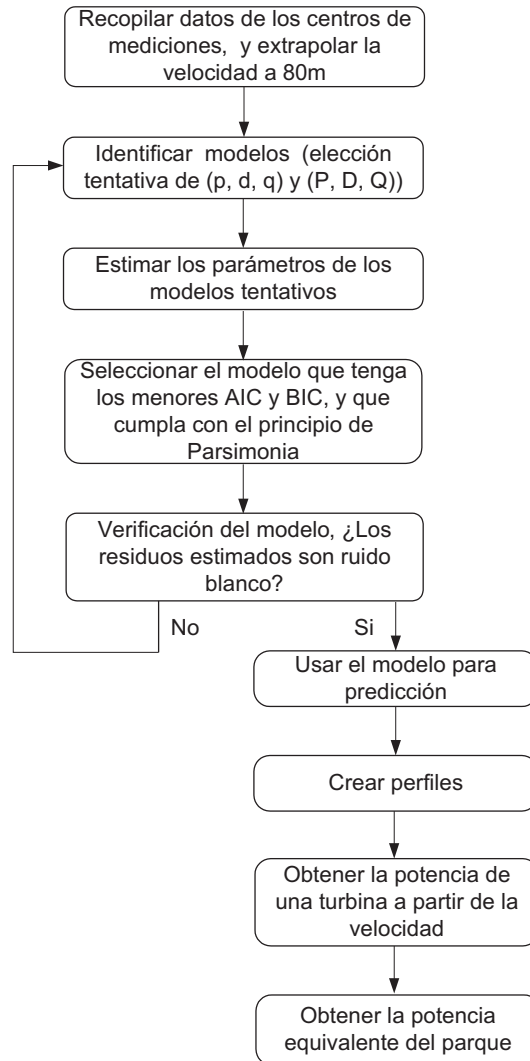


Figura 3.7. Esquema de los pasos a seguir para la creación de perfiles

3.2. Método de Monte Carlo

3.2.1. Historia

El método de Monte Carlo es un método no determinístico o estadístico numérico, usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar de manera analítica. El método se llamó así en referencia al Casino de Monte Carlo (Principado de Mónaco) por ser “la capital del juego de azar”, y porque la ruleta era un generador simple de números aleatorios. El nombre y el desarrollo sistemático de los métodos de Monte Carlo datan de 1944 y se mejoraron enormemente con el desarrollo de la computadora [76]. Su uso como herramienta de investigación proviene del trabajo realizado en el desarrollo de la bomba atómica durante la Segunda Guerra Mundial, en

el Laboratorio Nacional de Los Álamos en EEUU. Este trabajo conllevaba la simulación de problemas probabilísticos de hidrodinámica concernientes a la difusión de neutrones en el material de fisión. Esta difusión posee un comportamiento eminentemente aleatorio. En la actualidad es parte fundamental de los algoritmos de Raytracing para la generación de imágenes 3D. El método de Monte Carlo ha sido usado en diferentes áreas desde sus inicios, y en la actualidad pueden encontrarse aplicaciones de sus técnicas en diferentes campos, tales como cálculos matemáticos complejos, simulación de procesos estocásticos, estadísticas médicas, análisis de sistemas ingenieriles, y evaluación de confiabilidad.

3.2.2. Aplicaciones a sistemas eléctricos

Hay dos principales categorías de técnicas de evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia: analíticas y simulaciones. Las técnicas analíticas representan el sistema a través de un modelo analítico y evalúa los índices de confiabilidad usando soluciones matemáticas. Por otro lado, los métodos de simulación de Monte Carlo estiman los índices de confiabilidad al simular el proceso real y el comportamiento aleatorio de ciertos parámetros del sistema. Por lo tanto, este método trata al problema como una serie de experimentos. Hay ventajas y desventajas en ambos métodos. En general, si no se consideran las condiciones complejas de operación y/o las probabilidades de fallas de los componentes son muy bajas (el sistema es muy confiable), las técnicas analíticas son más eficientes. Cuando se consideran condiciones de operación complejas y/o el número de eventos es relativamente grande, el método de Monte Carlo es más conveniente. A continuación se presentan sus principales ventajas:

- En teoría, se pueden incluir efectos del sistema que en los métodos analíticos tienen que ser aproximados.
- El número requerido de muestras para una precisión dada es independiente del tamaño del sistema y, por lo tanto, es adecuado para la evaluación de sistemas de gran escala.
- Se pueden simular distintos tipos de distribuciones de probabilidades asociadas con las fallas de los componentes. Esto, generalmente, no se puede hacer utilizando métodos analíticos.
- No sólo se pueden evaluar los índices de confiabilidad en forma del valor esperado de las variables aleatorias, sino que también se puede obtener la distribución de estos índices, lo cual no es posible con las técnicas analíticas.
- Factores tales como reserva de operación, efectos climáticos, generación intermitente, etc. también pueden ser evaluados.

En esta tesis se utiliza el método de Monte Carlo para evaluar la suficiencia del sistema, y como variables aleatorias de entrada se considerarán los perfiles de generación eólica y la salida forzada de los generadores.

3.3. Análisis de suficiencia

3.3.1. Confiabilidad: Seguridad y Suficiencia

En sistemas eléctricos de potencia, el estudio de la confiabilidad se puede dividir en dos aspectos: seguridad y suficiencia. Estos términos se pueden describir de la siguiente manera:

Seguridad

Se refiere a la capacidad del sistema para responder a sus propias perturbaciones dinámicas o transitorias. Por lo tanto, la seguridad está asociada con la respuesta del sistema ante dichas perturbaciones. Esto incluye las condiciones asociadas tanto con las perturbaciones locales como las generales, y las repentinas pérdidas de generación importante y/o las instalaciones de transmisión, lo cual puede llevar a una inestabilidad dinámica, transiente o de voltaje del sistema.

Suficiencia

Se refiere a la existencia de suficiente generación para satisfacer la demanda y las restricciones operacionales del sistema considerando la posible salida forzada de elementos del sistema. Esto incluye la generación necesaria para producir la suficiente energía que abastezca el consumo, considerando las restricciones de transmisión y de distribución. Por lo tanto, la suficiencia está asociada con condiciones estáticas, las cuales no incluyen perturbaciones dinámicas y transitorias.

3.3.2. Índices de suficiencia

A continuación se presentan los principales índices de suficiencia que se pueden encontrar en la literatura:

- *LOLE*: Loss of Load Expectation. Pérdida de Carga Esperada (*horas/año*).

El *LOLE* es el número promedio de días u horas en un período dado (usualmente un año) en el cual se espera que el peak diario u horario de carga exceda la capacidad de generación disponible. El índice de *LOLE* no indica la severidad, la frecuencia ni la duración de la pérdida de carga. A pesar de esto, es uno de los índices más utilizados en los estudios de planificación de la capacidad de generación.

- *LOEE*: Loss of Energy Expectation. Pérdida de Energía Esperada (*MWh/año*).

El índice de *LOEE* es la energía esperada no abastecida por el sistema de generación debido a que la demanda de carga excede a la capacidad de generación disponible. El *LOEE* incorpora la severidad de la pérdida de carga, además del

número de ocasiones y la duración, y, por lo tanto el impacto de la pérdida de energía.

- **LOLP:** Loss of Load Probability. Probabilidad de Pérdida de Carga.
El *LOLP* es la probabilidad que la carga exceda la generación disponible para un periodo de tiempo dado. Este índice sólo entrega información de la falta de capacidad de generación y carece de información acerca de la importancia y duración de la pérdida de carga.
- **ELCC:** Effective Load Carrying Capability. Capacidad Efectiva de Llevar Carga.
El *ELCC* es la contribución de un generador dado en la suficiencia del sistema. Es la medida estándar bajo la cual se juzga el valor de capacidad para un generador específico. El *ELCC* de un generador es la carga adicional que el sistema puede soportar con la nueva generación, mientras se mantiene el mismo nivel de suficiencia energética.
- **USE:** Unserved Energy. Energía no Servida.
Se refiere a la energía no servida de un sistema en un período determinado, generalmente horas, días o años.

3.3.3. Definición de índices de suficiencia considerando aspectos operacionales

3.3.3.a. LOLP Operacional

En esta tesis se define y utiliza el *LOLP* operacional ($LOLP_{OP}$), el cual corresponde a la probabilidad de tener energía no servida en cualquier parte del sistema y se obtiene utilizando un modelo de costos de producción estocástico con un flujo de potencia DC con restricciones de flujos de potencia y predespacho. El $LOLP_{OP}$ se obtiene usando el método de Monte Carlo y se incluyen: (i) datos históricos de las series de tiempo eólicas, (ii) tasa de salidas forzada de los generadores, (iii) restricciones de transmisión, (iv) costos de partida y parada de las unidades y (v) restricciones de tiempo de los generadores.

El procedimiento es el siguiente:

Paso 1. Para incorporar las restricciones hidráulicas, primero se resuelve una simulación de mediano plazo (MT) (en pasos mensuales) -en el cual se considera una curva de duración de carga mensual que tiene 12 bloques- para decidir la cantidad diaria de agua a utilizar en cada embalse.

Paso 2. Usando la predicción de la demanda y de la potencia eólica, se obtiene un detallado predespacho horario para cada día del año.

Paso 3. Se selecciona aleatoriamente una serie de tiempo de generación eólica sintética.

Paso 4. Se selecciona aleatoriamente un patrón de salida para cada generador utilizando su tasa de salida forzada y su tiempo de reparación.

Paso 5. Usando las decisiones del predespacho del segundo paso y el muestreo aleatorio de las series de tiempo eólicas y la salida de los generadores, se corre el modelo del despacho económico de carga con flujo de potencia DC.

Paso 6. Todos los eventos de pérdida de carga ocurridos en la etapa anterior se guardan y se usan para calcular el $LOLP_{OP}$ versus la curva de demanda.

Paso 7. Se vuelve al paso 3 hasta que se cumple el número de iteraciones definidas.

3.3.3.b. LOLE Operacional

En esta tesis se define y utiliza el LOLE operacional ($LOLE_{OP}$), que corresponde a la pérdida de carga esperada del sistema durante un año. El $LOLE_{OP}$ se obtiene sumando el $LOLP_{OP}$ de todas las horas del año.

3.3.3.c. USE

También se define y utiliza el concepto USE, la energía no servida por hora, cuyo valor se obtiene de modo similar al del $LOLP_{OP}$. La única diferencia es que en un caso se guardan los eventos de pérdida de carga y en éste la energía no servida. Una vez que se cumple con el número de iteraciones definidas, se suma la energía no servida en cada una y se divide por el número total de ellas. Esto se realiza para cada hora del año, con lo cual se obtiene la energía no servida por hora del sistema.

3.3.3.d. USE promedio

Además, se define y utiliza el concepto de energía no servida promedio (USE promedio), el cual se obtiene como la media aritmética del USE de todas las horas del año.

3.3.3.e. LOEE operacional

En esta tesis se define y utiliza el LOEE operacional ($LOEE_{OP}$), que es la pérdida de energía esperada por año del sistema. El $LOEE_{OP}$ se obtiene sumando el USE de todas las horas del año.

3.3.4. Planteamiento matemático del despacho económico de carga

En la solución del despacho económico de carga se busca operar el sistema al menor costo posible y considerando las restricciones operativas del sistema. La función objetivo se presenta en la ecuación 3.11, mientras que las restricciones se presentan en las ecuaciones 3.12 a la 3.26. En PLEXOS⁵ [58] se definen las restricciones que se desean

⁵En el anexo D se presenta una descripción de PLEXOS.

considerar en cada sistema, y de acuerdo a ello, hace el planteamiento matemático que a continuación se presenta.

Minimizar:

$$\sum_{t \in T} \sum_{i \in M} C_i^t G_i^t \quad (3.11)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in M^t} G_i^t = \sum_{k \in N^t} D_k^t + \sum_{w \in Z^t} P_w^t \quad \forall t \in T \quad (3.12)$$

$$f_n^t - b_n^t \cdot (\theta_k^t - \theta_j^t) = 0 \quad \forall n \in Z^t, \quad \forall t \in T \quad (3.13)$$

$$-\hat{f}_n^t \leq f_n^t \leq \hat{f}_n^t \quad \forall n \in Z^t, \quad \forall t \in T \quad (3.14)$$

$$\check{G}_i^t \leq G_i^t \leq \hat{G}_i^t \quad \forall i \in N^t, \quad \forall t \in T \quad (3.15)$$

$$R^t = \sum_{i \in M_R^t} \hat{G}_i^t - G_i^t \quad \forall t \in T \quad (3.16)$$

Sistemas con generación eólica

$$g_i^t \leq w_i^t \quad \forall i \in M_{wind}^t, \quad \forall t \in T \quad (3.17)$$

Sistemas hidrotérmicos

$$V_{pi}^t - V_{pf}^t + \sum_{m \in \chi_{over}^t} F_{mp}^t - \sum_{m \in \chi_{under}^t} F_{pm}^t - \gamma_p^t + \delta_p^t = 0 \quad \forall p \in \nu^t, \quad \forall t \in T \quad (3.18)$$

$$G_i^t - \eta_i^t \sum_{mp \in \epsilon_i^t} F_{pm}^t = 0 \quad \forall i \in M_{hydro}^t, \quad \forall t \in T \quad (3.19)$$

$$0 \leq F_{mp}^t \leq \hat{F}_{mp}^t \quad \forall (m, p) \in \nu^t, \quad \forall t \in T \quad (3.20)$$

$$0 \leq V_{pi}^t \leq \hat{V}_p^t \quad \forall p \in \nu^t, \quad \forall t \in T \quad (3.21)$$

$$0 \leq V_{pf}^t \leq \hat{V}_p^t \quad \forall p \in \nu^t, \quad \forall t \in T \quad (3.22)$$

$$\gamma_p^t \geq 0 \quad \forall p \in \nu^t, \quad \forall t \in T \quad (3.23)$$

(En la figura 3.8 se presenta un esquema de las restricciones hidráulicas.)

Unidades térmicas

$$G_i^t \leq G_i^{t-1} + r_i^t \cdot t \quad \forall i \in M_{Therm}, \quad \forall t \in T \quad (3.24)$$

$$OA_i^t \quad ssi \quad te_i^t \geq \check{t}e_i \quad \forall i \in M_{Therm}, \quad \forall t \in T \quad (3.25)$$

$$OE_i^t \quad ssi \quad ta_i^t \geq \check{t}a_i \quad \forall i \in M_{Therm}, \quad \forall t \in T \quad (3.26)$$

Donde:

T	período de resolución (en este caso se considera un año)
t	paso de resolución (en este caso se considera una hora)
C_i^t	costo de generar 1 <i>MWh</i> con el generador i en la hora t
G_i^t	generación del generador i en la hora t
\hat{G}_i^t	generación máxima del generador i en la hora t
\check{G}_i^t	generación mínima del generador i en la hora t
g_i^t	generación del generador eólico i en la hora t
w_i^t	máxima generación para el generador eólico i en la hora t
f_n^t	flujo de potencia por la línea n en la hora t
\hat{f}_n^t	flujo de potencia máximo por la línea n en la hora t
b_n^t	susceptancia de la línea n en la hora t
D_k^t	demanda en el nodo k en la hora t
θ_i^t	ángulo de la tensión en el nodo i respecto al nodo de referencia en la hora t
V_{pi}^t	volumen de agua almacenado en el embalse p al inicio de la hora t
V_{pf}^t	volumen de agua almacenado en el embalse p al final de la hora t
\hat{V}_p^t	volumen máximo de agua en el embalse p en la hora t
F_{mp}^t	flujo de agua desde el embalse m al embalse p durante la hora t
\hat{F}_{mp}^t	flujo máximo de agua desde el embalse m al embalse p durante la hora t
γ_p^t	vertimiento del embalse p durante la hora t
δ_p^t	afluente natural al embalse p durante la hora t
η_i^t	rendimiento de la turbina hidráulica conectada al generador i en la hora t
P_w^t	pérdidas en la línea w en la hora t
R^t	reserva en giro del sistema en la hora t
OA_i^t	orden de apagado de la unidad i en la hora t
OE_i^t	orden de encendido de la unidad i en la hora t
te_i^t	tiempo que lleva encendida la unidad i en la hora t
ta_i^t	tiempo que lleva apagada la unidad i en la hora t
$\check{t}e_i$	tiempo mínimo que tiene que estar encendida la unidad i
$\check{t}a_i$	tiempo mínimo que tiene que estar apagada la unidad i
r_i^t	rampa de generación de la unidad i en la hora t

Z^t	conjunto de líneas del sistema en la hora t
N^t	conjunto de nodos del sistema en la hora t
M^t	conjunto de generadores que componen el sistema en la hora t
M_R^t	conjunto de generadores encendidos que aportan en la reserva del sistema en la hora t
M_{Therm}^t	conjunto de generadores térmicos que componen el sistema en la hora t
M_{wind}^t	conjunto de generadores eólicos que componen el sistema en la hora t
M_{hydro}^t	conjunto de generadores hidroeléctricos que componen el sistema en la hora t
ν^t	conjunto de embalses que componen el sistema en la hora t
χ_{over}^t	conjunto de embalses aguas arriba de m , conectados directamente a m en la hora t
χ_{under}^t	conjunto de embalses aguas abajo de m , conectados directamente a m en la hora t
ϵ_i^t	conjunto de caudales que pasan por el generador i en la hora t

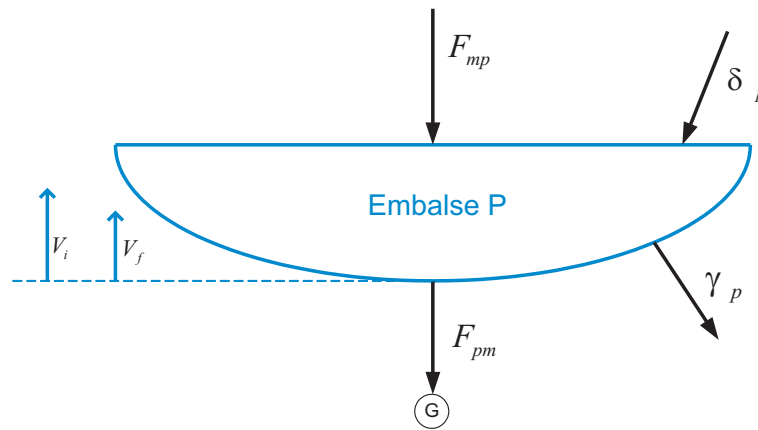


Figura 3.8. Esquema de las restricciones hidráulicas

PLEXOS linealiza por tramos las pérdidas en las líneas de acuerdo al flujo que pasa por ellas. Realiza una aproximación lineal de la ecuación 3.27. En esta tesis se utiliza un tramo.

$$P_w = r_w \cdot f_w^2 \quad (3.27)$$

Donde: P_w Pérdidas en la línea w , r_w resistencia en la línea w y f_w flujo en la línea w .

En el anexo E se presenta la técnica matemática que utiliza PLEXOS para resolver el problema recién planteado.

3.3.5. Valor de Capacidad de generación eólica

El valor de capacidad de un generador es la contribución que hace a la suficiencia del sistema. La variabilidad y la naturaleza estocástica del viento diferencian a las centrales

eólicas de las centrales convencionales, por lo que resulta inapropiado calcular el valor de capacidad de la misma manera para ambos tipos de centrales. El método tradicional para valorar la capacidad eólica es el ELCC.

El *ELCC* es la contribución de un generador dado en la suficiencia del sistema, en otras palabras, es la carga adicional que el sistema puede soportar con la nueva generación, mientras se mantiene el mismo nivel de suficiencia energética. Este método ha sido utilizado por varios años, y se han empleado diferentes unidades de referencia. En un comienzo se empleaban unidades completamente confiables, pero en los últimos años se han utilizado unidades de gas con una tasa de salida forzada de un 5% [60], la cual se utilizará en esta tesis.

3.3.5.a. Método recomendado por el IEEE

Este método fue desarrollado por el IEEE Task Force on the Capacity Value of Wind Power y los resultados fueron publicados el 2011 [34]. Sus principales desventajas son que no considera restricciones operacionales, como límites térmicos de las líneas de transmisión, tiempos de encendido y apagado de las unidades térmicas, etc.

Los generadores térmicos siguen siendo la forma más común de generación en los sistemas de potencia. Se modelan con su capacidad instalada y tasa de salida forzada. Para cada generador, ambos parámetros se convolucionan a través de un método iterativo para obtener el modelo analítico de confiabilidad (*COPT*: tabla de probabilidad de interrupción de capacidad) del sistema de potencia.

Como este método no dice nada con respecto a las centrales hidráulicas, se decidió realizar las siguientes suposiciones:

Centrales de pasada: se resta esta generación de la carga, para cada hora, con lo cual se obtiene una carga neta, y no se agregan al *COPT*. En este trabajo se tiene lo que generan estas centrales durante el año 2011 (resultados obtenidos del modelo de producción), por lo que se usa esta información. Si no se tuviera, se debe hacer una serie de tiempo de generación de las centrales de pasada, al igual de cómo se hace con las centrales eólicas.

Centrales de embalse: se pondera la potencia máxima con el factor de planta. Con este valor, y con su tasa de salida forzada, se ingresan al *COPT*. Al igual que en el caso anterior, se tiene lo que generan estas centrales durante el año 2011, con lo cual se tiene el factor de planta. Si no se tuviera, se pueden utilizar valores típicos de centrales de embalse. Se considera válido realizar la ponderación, ya que en trabajos anteriores se han realizado suposiciones similares. Por ejemplo, en [77] derratean las centrales a vapor en un 70% de su potencia nominal, debido a fugas de la caldera.

El *COPT* es una tabla de niveles de capacidad con sus respectivas probabilidades asociadas [78]. La probabilidad acumulada da el *LOLP* para cada posible estado de generación. La potencia eólica no se puede modelar adecuadamente por su capacidad

y tasa de salida forzada, debido a que la disponibilidad eólica es más un asunto de la presencia del viento que de disponibilidad mecánica. Esto lleva a un tratamiento diferente para la generación eólica en el método de cálculo tradicional del *ELCC*, el cual se resume a continuación, en los siguientes pasos [34]:

1. El *COPT* del sistema de potencia se usa en conjunto con la serie de tiempo de la carga horaria para encontrar el *LOLP* horario sin la presencia de la central eólica. Entonces se calcula el *LOLE* anual. El *LOLE* debe cumplir con el nivel de confiabilidad predeterminado para el período. De no ser así, la carga se puede ajustar, si se desea, para que se logre el nivel de confiabilidad deseado.
2. La serie de tiempo de la potencia de salida de la planta eólica, se trata como una carga negativa y se combina con la serie de tiempo de la carga, resultando una serie de tiempo de carga neta. De la misma forma que en el paso 1, se calcula el *LOLE*. Este ahora debiera ser menor (y por lo tanto mejor) que el nivel del *LOLE* en el primer paso.
3. Se incrementan los datos de la carga por una constante ΔL en todas las horas, usando un proceso iterativo, y se recalcula el *LOLE* hasta que se obtenga el mismo nivel del paso 2. El incremento del peak de carga (suma de los ΔLs) que logra el nivel de confiabilidad, es el *ELCC* o el valor de capacidad de la planta eólica.

3.3.5.b. Método propuesto

En esta tesis se propone una técnica basada en el *ELCC*, pero incorporando restricciones operacionales. Llamamos a esta técnica *ELCC_{OP}*. Para calcularlo, se utiliza una base de datos que tiene los requerimientos de carga horarios, las restricciones de las líneas de transmisión, y las características de los generadores. Para generadores convencionales se considera su capacidad de generación, tasa de salida forzada y restricciones de tiempo (tiempo de encendido, tiempo de apagado, tiempo mínimo de encendido y tiempo mínimo de apagado). Para las centrales eólicas se utilizan los perfiles creados.

Los pasos para calcular el valor de capacidad mediante el *ELCC_{OP}* utilizados en esta tesis son:

1. Sin el generador de interés ni el de comparación, se calcula el *LOLP_{OP}* (de acuerdo al procedimiento explicado en la sección 3.3.3.a) para cada una de las horas consideradas. La suma de los *LOLP_{OP}* de todas las horas equivale al *LOLE_{OP}*.
2. Se incorpora el generador de interés y se recalcula el *LOLE_{OP}*, que, obviamente, debe bajar por el aporte de suficiencia del generador. Se anota el nuevo valor y se saca el generador.
3. Se incorpora la central de comparación o benchmark mediante pequeños incrementos de capacidad, hasta que el *LOLE_{OP}* alcanza el valor que se obtuvo con la central intermitente. Esa capacidad corresponde al *ELCC_{OP}* del generador intermitente.

Es importante notar que, de esta manera, se obtiene el valor de capacidad equivalente al del generador intermitente, que computa el mismo riesgo que la unidad de comparación.

Capítulo 4

Análisis de datos eólicos en el Sistema Interconectado Central

En la primera parte de este capítulo se repasa la situación actual de la energía eólica en Chile, y los proyectos que se encuentran aprobados para los próximos años. Luego, se presentan los datos de velocidad del viento de los cuales se tiene registro en la zona perteneciente al SIC, datos que se encuentran a 10 y 20m de altura, mientras los generadores eólicos están emplazados alrededor de 80m de altura. En este capítulo se explica cómo realizar la extrapolación a 80m, y se analiza el comportamiento del viento en las estaciones de medición de interés. Posteriormente, se explica cómo obtener el valor de la potencia que puede generar cada turbina eólica a partir de la velocidad del viento, y después cómo obtener la potencia equivalente de un parque eólico. Por último, se expone el procedimiento utilizado para crear los perfiles eólicos, los cuales son utilizados para el análisis de suficiencia del SIC.

4.1. Situación actual y futura de la generación eólica en Chile

En Chile, a finales del 2011, existían seis centrales eólicas en funcionamiento, con una potencia total instalada de 196MW. En la tabla 4.1 se presenta la potencia de cada una. Además, existen proyectos aprobados, por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), con una potencia total superior a los 1500MW. Los más importantes de estos se presentan en la tabla 4.2 [84].

Nombre	Potencia [MW]
Canela I	18.2
Canela II	60
Monte Redondo	48
Lebu	3.6
Totoral	46
Punta Colorada	20

Tabla 4.1: Centrales eólicas instaladas en Chile

Nombre	Empresa	Potencia [MW]	Estado	Región
El Arrayán	Pattern Chile	115	Construcción	IV
Talinay Oriente	Eólica Talinay	100	Construcción	IV
Arauco	Element Power	100	Aprobada	VIII
Cabo Leones	Ibereólica	170	Aprobada	III
Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	Aprobada	VIII

Tabla 4.2: Futuras centrales eólicas en Chile

Para el análisis de suficiencia, se crean dos tipos de perfiles eólicos. El primero consiste en crear perfiles en base a lo que han generado las centrales que ya se encuentran en funcionamiento en el SIC. En el segundo, que se utilizará para las centrales que se encuentran en construcción y aprobadas, se crean perfiles en base a la medición del viento en las zonas cercanas donde se llevarán a cabo los futuros proyectos eólicos. Debido a que Punta Colorada empezó a funcionar durante el año 2011, no se tiene información de lo que generaría durante un año completo, y no se considera dentro de las centrales existentes en el 2011.

Se piensa que el método de crear perfiles en base a la velocidad del viento trae mejores resultados en comparación con la creación de perfiles en base a la potencia generada por las centrales eólicas, principalmente, porque existen grandes periodos en los cuales la potencia generada es cero, lo cual hace más difícil una correcta aproximación de los datos a través de una serie de tiempo. Además, la potencia puede ser cero debido a: una velocidad de viento baja ($< 4m/s$) o una velocidad del viento elevada ($> 25m/s$). En contraparte, al realizar los perfiles en función de la velocidad, se produce error al extrapolar los datos a $80m$ y después obtener la potencia equivalente del parque.

4.2. Mediciones de viento en Chile

En Chile, en las regiones que constituyen el SIC, existe información pública de ocho estaciones de medición del viento, las cuales se utilizarán para la predicción de velocidad y un posterior traspaso a potencia. En la tabla 4.3 se presenta información de las estaciones de medición [85].

En la tabla 4.3 se puede apreciar que en dos estaciones se han realizado mediciones por varios años (sept. 2006 hasta dic. 2011). Con esta cantidad de datos se puede realizar un buen análisis, acompañado de una posterior predicción y traspaso a potencia. Además, estas estaciones se ubican en la zona donde se construyen dos centrales eólicas y existen proyectos aprobados (Ver tabla 4.2). Entonces, para el desarrollo del análisis de suficiencia se utilizarán los datos de la velocidad del viento obtenidos en las estaciones de medición de Punta Lengua de Vaca y Loma del Hueso. Adicionalmente, se utilizarán los datos del centro de medición de Faro Carranza, en tanto es la información de viento más cercana de la cual se tiene registro en la zona donde se construirán las centrales de la *VIII*^a región.

En la figura 4.1 se presentan las centrales eólicas que se encuentran actualmente en funcionamiento en el SIC y los centros de medición, presentadas en las tablas 4.1 y 4.3, respectivamente.

Estación	Ubicación Geográfica	Elevación Anemómetros	Período de medición	
			Fecha inicio	Fecha término
Loma del Hueso	S 28°54,473' W 71°27,024'	10 y 20m	28.09.2006	31.12.2011
Llano Chocolate	S 28°57,845' W 71°14,568'	20m	02.06.2006	10.01.2008
Carrizalillo	S 29°02'29'' W 71°23'45''	10, 20 y 40m	13.07.2006	12.03.2008
Punta Los Choros	S 29°14,293' W 71°25,812'	10 y 20m	03.06.2006	11.01.2008
Punta Lengua de Vaca	S 30°14,853' W 71°37,723'	10 y 20m	26.09.2006	31.12.2011
Cerro Juan Pérez	S 30°56,841' W 71°33,814'	10 y 20m	03.06.2006	12.01.2008
La Cebada Costa	S 31°01,899' W 71°37,714'	10 y 20m	05.11.2006	21.12.2006
Faro Carranza	S 35°32'32,3'' W 72°35'20,9''	10, 20 y 40m	29.01.2006	08.06.2007

Tabla 4.3: Estaciones de medición eólica



Figura 4.1. Ubicación geográfica de las estaciones de mediciones de viento y centrales eólicas en funcionamiento

Los datos de la velocidad del viento de las estaciones mencionadas, se ubican a 10, 20 y 40m de altura, pero los generadores eólicos están a una altura promedio de 80m, por lo que es necesario extrapolarlos. A continuación se ilustra la extrapolación para la estación Punta Lengua de Vaca.

4.2.1. Estación Punta Lengua de Vaca

En esta estación hay anenómetros ubicados a 10 y 20m, por lo que primero se obtienen los factores de fricción y longitud de rugosidad y, posteriormente, se encuentra la velocidad a 80m. El coeficiente de fricción se obtiene utilizando la ecuación (3.1); con la ecuación (3.4), se obtiene el coeficiente de longitud de rugosidad. Para determinar estos valores se utilizan los datos desde septiembre de 2006 hasta diciembre de 2011, se calcula un valor por hora, y, finalmente, se obtiene el promedio de todos los valores encontrados. Los valores obtenidos son:

$$\alpha = 0,096094 \quad z_0 = 0,00042595m$$

Según la tabla 3.1, esta estación se ubica en una zona de lagos, océano o superficie suave y dura. El criterio de la tabla 3.2 corresponde a una clase de rugosidad 0, la cual representa una superficie de agua, y, según la tabla 3.3 la superficie corresponde a mar picado. Se observa que con el criterio de las tablas se obtienen clasificaciones similares. En las figuras 4.2 y 4.3 se presentan imágenes de la torre de medición de esta estación. Al observarlas se aprecia que coinciden con la descripción del terreno obtenido a partir de las tablas 3.1, 3.2 y 3.3. Se aprecia una superficie suave, dura y bastante cerca del agua.



Figura 4.2. Imagen 1, torre de medición estación Punta Lengua de Vaca. Fuente [86].



Figura 4.3. Imagen 2, torre de medición estación Punta Lengua de Vaca. Fuente [86].

Primero, es necesario validar el valor de los coeficientes encontrados. Con este propósito se utilizan las fórmulas (3.1) y (3.3) para extrapolar la velocidad del viento de 10 a 20m, luego este valor se compara con el valor medido a la misma altura. Para comparar los datos, se calcula el promedio por hora de todos los datos disponibles. La figura 4.4 presenta la velocidad medida a 10 y 20m y la velocidad a 20m obtenida mediante la ley exponencial de Hellmann y la ley de perfil logarítmico del viento. Se observa que se obtienen prácticamente los mismos valores con los dos métodos. Estos resultados son bastantes cercanos a lo medido a la misma altura. Sin embargo, se observa que durante las horas de la madrugada la velocidad extrapolada es levemente inferior a la velocidad medida a 20m, mientras que en las horas de la tarde ocurre lo

contrario. Para evitar esta situación, se realiza la extrapolación utilizando los valores de los coeficientes encontrados para cada hora, con lo cual a $20m$ se obtiene exactamente una misma gráfica para la velocidad obtenida mediante la ley exponencial de Hellmann, la ley de perfil logarítmico del viento y la velocidad medida.

En la figura 4.5 se muestra la extrapolación realizada a $80m$ con ambos métodos y un valor de factor promedio. Como se había anticipado, para alturas superiores a $40m$ se observan diferencias entre las velocidad según el método aplicado. Con el método de perfil logarítmico se obtienen resultados levemente inferiores.

Para realizar la extrapolación a $80m$, con valores de los coeficientes independientes para cada hora, se decide utilizar el método de Hellmann debido a su simplicidad. Por su parte la ley de perfil logarítmica se indefine en algunos puntos (en los cuales $z_0 = 0$). En la figura 4.6 puede verse la extrapolación a $80m$ con el método de Hellmann aplicando un valor promedio y un valor diferente por cada hora del parámetro α . Este último es el que se utilizará para la generación de perfiles.

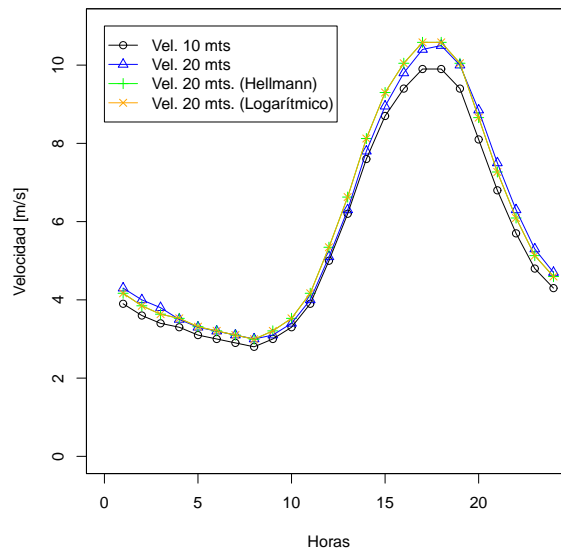


Figura 4.4. Validación de los coeficientes de fricción y rugosidad, estación Punta Lengua de Vaca

Obs. : En este trabajo se utiliza un coeficiente de fricción distinto en cada hora, porque se posee información a dos alturas diferentes para cada medición. De esta manera se tiene mayor precisión en la extrapolación de los datos. Si solo se recaba información de la velocidad a una determinada altura y se conoce correctamente la superficie del lugar de medición, es válido utilizar el valor de las tablas. Dependiendo del valor de precisión con el cual se desea trabajar, se pueden usar diferentes coeficientes según: la época del año, hora del día, etc.

Para las otras dos estaciones de medición, Loma del Hueso y Faro Carranza, se sigue el mismo desarrollo que en la estación Punta Lengua de Vaca tal como puede verse en el anexo A.4.

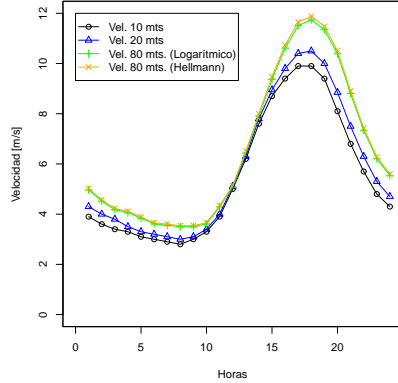


Figura 4.5. *Extrapolación a 80m de la velocidad del viento, estación Punta Lengua de Vaca*

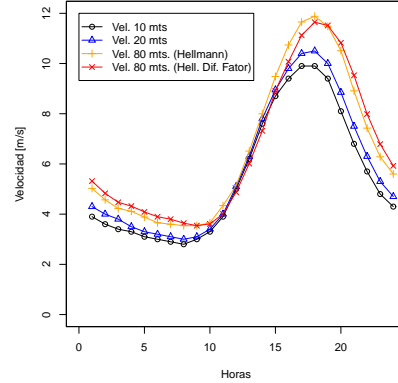


Figura 4.6. *Extrapolación a 80m de la velocidad del viento utilizando diferentes factores, método de Hellmann, estación Punta Lengua de Vaca*

4.3. Predicción de la velocidad del viento

4.3.1. Análisis preliminar

Ahora que se tiene una estimación de la velocidad del viento a 80m, se procede a realizar la predicción del viento. Para observar el comportamiento de la velocidad del viento, en las figuras 4.7 y 4.8 se presentan los gráficos boxplot mensual y horario, respectivamente. En la figura 4.7 se observa que existe una pequeña dependencia de la velocidad del viento según el mes del año, y una gran dependencia respecto a la hora del día.

En la figura 4.9 se muestra la velocidad del viento por hora desde el año 2007 hasta el 2011; además, se presentan los gráficos ACF y PACF (discutidos en 3.1.3). Del análisis se puede concluir que la serie es estacionaria en el sentido débil en el tiempo (no creciente) y tiene una estacionalidad de período 24.

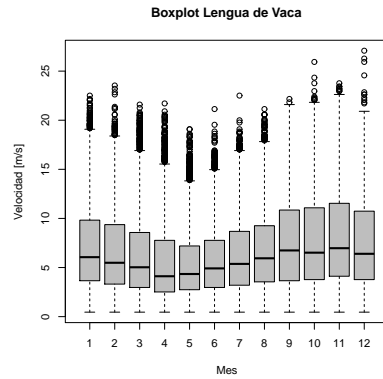


Figura 4.7. Gráfico *Boxplot* mensual de velocidad, estación de medición Punta Lengua de Vaca

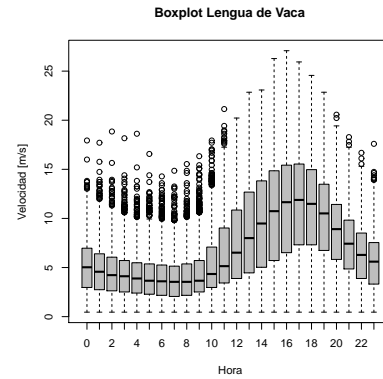


Figura 4.8. Gráfico *Boxplot* horario de velocidad, estación de medición Punta Lengua de Vaca

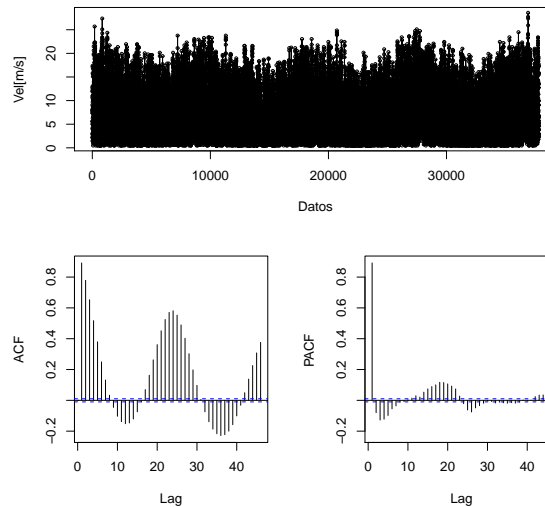


Figura 4.9. Serie de tiempo, estación de medición Punta Lengua de Vaca

4.3.2. Elección del modelo de la serie de tiempo

A continuación, se encuentra el modelo que mejor representa a la serie de tiempo correspondiente a la velocidad del viento en la estación de medición Punta Lengua de Vaca de acuerdo a los criterios discutidos en 3.1.3. Debido a que la serie es estacional, se decide representarla con un modelo SARIMA $(p, d, q)x(P, D, Q)_s$. Como ya se mencionó, la serie es estacionaria en el sentido débil y tiene una estacionalidad de período 24, con lo cual $d = 0$, $D = 1$ y $s = 24$. Entonces, el punto de partida del modelo SARIMA es $(p, 0, q)x(P, 1, Q)_{24}$. Los otros cuatro parámetros se encuentran a partir del índice AIC

y del principio de Parsimonia. Por el principio de Parsimonia, se trabaja con 0 y 1 para encontrar los índices faltantes⁶ (p, q, P y Q). En la tabla 4.4 se presenta el valor del AIC de las 16 (2^4) combinaciones. También se evaluó el índice BIC, el cual no se presenta acá debido a que se obtienen valores muy similares a los AIC.

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	269047
1	0	0	0	1	0	229179
0	0	1	0	1	0	245655
1	0	1	0	1	0	228703
0	0	0	1	1	0	263506
1	0	0	1	1	0	217715
0	0	1	1	1	0	237858
1	0	1	1	1	0	217260
0	0	0	0	1	1	252271
1	0	0	0	1	1	201194
0	0	1	0	1	1	224469
1	0	1	0	1	1	200745
0	0	0	1	1	1	249321
1	0	0	1	1	1	201080
0	0	1	1	1	1	223062
1	0	1	1	1	1	200628

Tabla 4.4: Valor de AIC, estación de medición Punta Lengua de Vaca

Teniendo en cuenta los valores de la tabla 4.4 se decide trabajar con un modelo SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$. En la tabla 4.5 se presentan los parámetros del modelo SARIMA.

	ar1	ma1	sar1	smal
Coefficientes	0.8633	-0.0773	0.0484	-0.9711
Desv. Estándar	0.0031	0.0061	0.0054	0.0014
sigma ² estimado 4.0031: log likelihood=-100307.73 AIC=200628.3 AICc=200628.3 BIC=200574.8				

Tabla 4.5: Parámetros del modelo $SARIMA(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$, estación de medición Punta Lengua de Vaca

En la sección siguiente se realiza el diagnóstico del modelo SARIMA seleccionado.

En el anexo A.5 se presentan tablas con los valores de AIC de todos los centros de medición y centrales eólicas.

4.3.3. Diagnóstico

En esta sección se realiza el diagnóstico del modelo SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$, para ello se analizan los residuos de la serie, los cuales pueden verse en la figura 4.10, para la estación Punta Lengua de Vaca. El modelo resulta satisfactorio porque no se observa una tendencia en los residuos; además, la mayoría de los valores del ACF y del p-value

⁶Se realizaron pruebas con valores 2 y 3, pero los resultados obtenidos con dichos modelos no presentaron mejoras significativas

del Lung-Box son pequeños. Una condición importante para asegurar que el modelo se encuentra bien ajustado, es que los residuos tengan un comportamiento de una distribución normal. La herramienta gráfica `qqnorm` es apropiada para hacer este diagnóstico. Compara el comportamiento teórico de una distribución normal con el comportamiento de los datos. En la figura 4.11 se presenta el resultado de la herramienta gráfica `qqnorm` realizada a la serie de tiempo en estudio. Puede observarse que salvo en los extremos el comportamiento es bastante similar, por lo que se puede concluir que los residuos cumplen con la condición de la distribución normal.

Como el diagnóstico del modelo SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$ es satisfactorio, se procede a realizar la predicción de los datos.

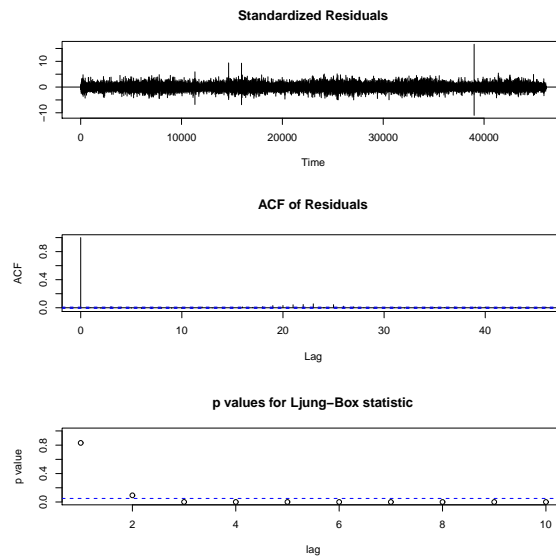


Figura 4.10. Diagnóstico del ajuste SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$, estación de medición Punta Lengua de Vaca

4.3.4. Predicción de la serie de tiempo

En la figura 4.12 se presenta la velocidad predicha y real para el día 8 de enero del año 2011 en la estación Punta Lengua de Vaca. Se observa que para este día la predicción es satisfactoria, en general los valores predichos son cercanos a los valores reales, observándose diferencias en aquellos períodos en los cuales el comportamiento del viento es irregular: a las 18hrs, cuando la velocidad del viento real disminuye de manera considerable. Para la creación de perfiles sintéticos a utilizar en la simulación de Monte Carlo, a la velocidad predicha se le suman errores aleatorios con una distribución normal, con media igual a cero y desviación estándar igual a 2,129 (la cual corresponde a la desviación estándar de los errores obtenida de la diferencia de los datos reales y los datos obtenidos mediante el ajuste del modelo SARIMA). En la figura 4.13 se muestran

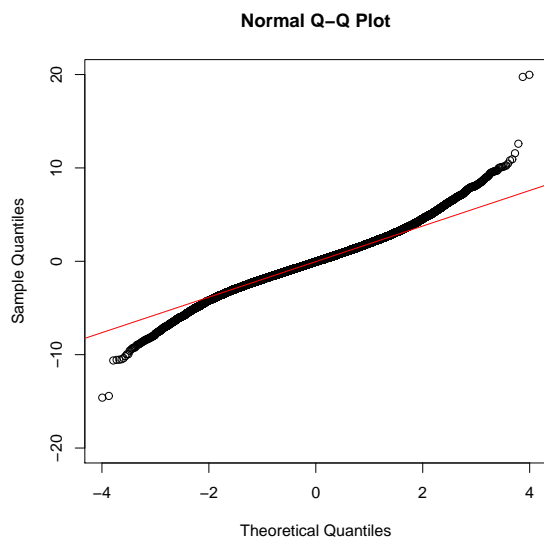


Figura 4.11. *qqnorm, estación de medición Punta Lengua de Vaca*

la velocidad real, la velocidad predicha y cuatro perfiles correspondientes al día 8 de enero del año 2011. Para las simulaciones realizadas en PLEXOS se utilizan 50 perfiles eólicos sintéticos diferentes, para los 365 días del año 2011.

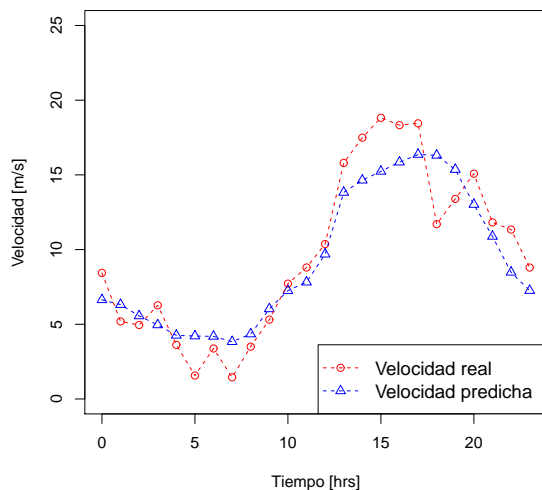


Figura 4.12. *Velocidad real y predicha, estación de medición Punta Lengua de Vaca*

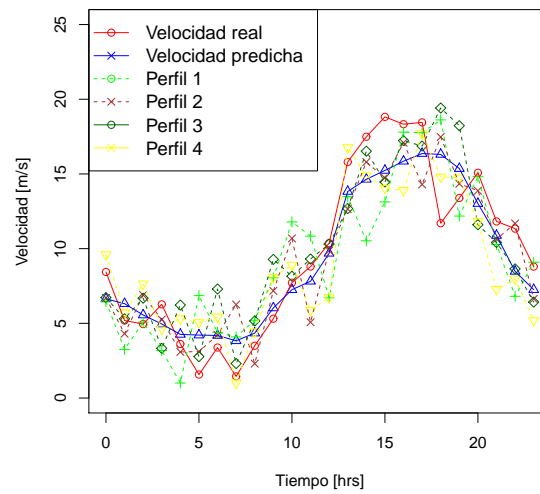


Figura 4.13. *Velocidad real, predicha y perfiles, estación de medición Punta Lengua de Vaca*

4.3.5. Obtención de potencia a partir de la velocidad

Teniendo los perfiles de la velocidad del viento, se estima la potencia eólica, de acuerdo con lo explicado en la sección 3.1.4. Primero se obtiene la potencia de una turbina, de acuerdo a la figura 4.14. Posteriormente, se estima la potencia equivalente del parque, de acuerdo al criterio del 90 %.

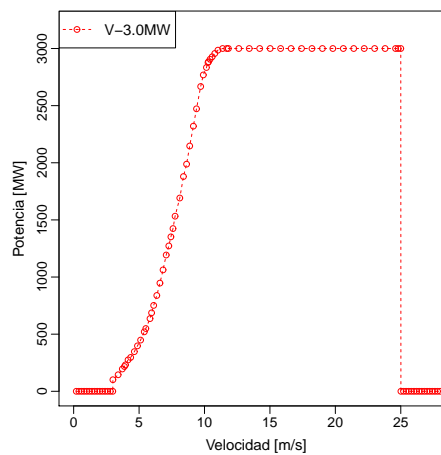


Figura 4.14. *Curva potencia-velocidad turbina Vestas 3MW*

Finalmente, en las figuras 4.15 y 4.16 se presentan los gráficos boxplot mensual y horarios de la potencia eólica, respectivamente. Estos gráficos fueron obtenidos a partir

de la potencia eólica que se habría obtenido a partir de la velocidad medida entre los años 2007 y 2011.

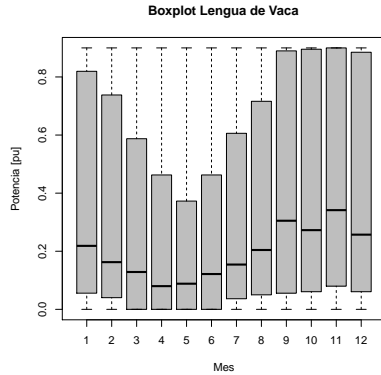


Figura 4.15. Gráfico *Boxplot* mensual de potencia, estación de medición Punta Lengua de Vaca

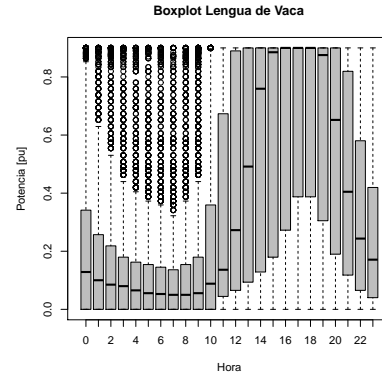


Figura 4.16. Gráfico *Boxplot* horario de potencia, estación de medición Punta Lengua de Vaca

4.4. Centrales eólicas utilizadas en esta tesis

En la tabla 4.6 se presentan las centrales eólicas consideradas al 2011. Como se mencionó anteriormente, la central Punta Colorada se considera una “central creada”, ya que no se cuenta con información de lo generado por ella en un año completo. En la tabla 4.7 se presentan las centrales creadas. Se considera que cada una de éstas tiene una potencia de $100MW$, con el fin de poder realizar mejores comparaciones.

Nombre	Potencia [MW]	Nodo de conexión
Canela I	18	Los Vilos 220
Canela II	60	Los Vilos 220
Lebu	4	Hualpén 220
Monte Redondo	48	Los Vilos 220
Totoral	46	Los Vilos 220

Tabla 4.6: Centrales eólicas existentes al 2011.

Nombre	Potencia [MW]	Nodo de conexión	Centro de medición
Arauco	100	Puerto Montt 220	Faro Carranza
Cabo Leones	100	Los Vilos 220	Loma del Hueso
El Arrayán	100	Pan de Azúcar 220	Punta Lengua de Vaca
Lebu Sur	100	Hualpén 220	Faro Carranza
Punta Colorada	100	Pan de Azúcar 220	Punta Lengua de Vaca
Talinay Oriente	100	Pan de Azúcar 220	Punta Lengua de Vaca

Tabla 4.7: Centrales eólicas creadas.

Capítulo 5

Resultados

En la primera parte de este capítulo se presentan las consideraciones del modelo implementado en PLEXOS, posteriormente, se presentan los resultados obtenidos en este trabajo, clasificados en cinco principales temas:

- Análisis de la reserva en giro del sistema.
- Análisis de diferentes niveles de generación eólica.
- Análisis de diversificación de las centrales eólicas.
- Valor de capacidad de centrales eólicas.
- Diferentes hidrologías.

5.1. Consideraciones del modelo implementado en PLEXOS

Para modelar el despacho y predespacho en el Sistema Interconectado Central se empleó el software PLEXOS [58]. En el anexo C se expone el detalle de todos los elementos considerados en la implementación del SIC en PLEXOS. A continuación se plantean algunas consideraciones con respecto a la implementación del modelo:

- Para resolver el problema, primero se resuelve el predespacho y se fija el estado, encendido o apagado, de las centrales generadoras de carbón, las generadoras Diesel y GNL mayor a 100MW.
- El predespacho se resuelve de manera determinística, mientras que el despacho se realiza utilizando Monte Carlo.
- En el predespacho se considera que las centrales eólicas generan de acuerdo a la predicción realizada.
- En el despacho se aplica Monte Carlo para la salida forzada de los generadores y los perfiles eólicos sintéticos. Se utilizan 50 muestras en cada caso.
- Para incorporar las restricciones hidráulicas, primero se resuelve una simulación de mediano plazo (MT) (en pasos mensuales) -en el cual se considera una curva de duración de carga mensual que tiene 12 bloques- para decidir la cantidad diaria de agua a utilizar en cada embalse.
- Las centrales Laguna Verde (tasa de salida forzada (FOR) de 50%) y Huasco TG (FOR de 36%) no son contempladas en el predespacho por tener un FOR demasiado alto, lo cual distorsiona los resultados. Sí son consideradas en el despacho.
- Las pérdidas en las líneas se consideran lineales, tal como se vió en la sección 3.3.4.
- Se emplea el solver Xpress [59] para resolver el problema matemático planteado por PLEXOS.
- Con la carga correspondiente al año 2011, la curva del $LOLP_{OP}$ llega a valores menores al 1%, se decide aumentar los niveles de carga para así poder observarla con mayor claridad. Con la carga esperada al año 2019 se obtiene un rango de valores que van desde el 1% hasta cerca del 35%, tal como se puede observar en la figura 5.1, por lo que se decide considerar esta carga para los siguientes análisis.
- El valor del costo de falla (VoLL) correspondiente al año 2011 es igual a 517,99 [US\$/MWh] el cual corresponde al precio utilizado por el CDEC-SIC durante el año 2012 ⁷.
- Al aumentar la carga, al considerar la demanda correspondiente al año 2019, crecerán los costos del sistema hasta valores similares al de la energía no servida.

⁷Comisión Nacional de Energía, “Fijación de Precios de Nudo Abril de 2011 Sistema Interconectado Central, Informe Técnico Definitivo”, abril 2012.

Se decide aumentar el valor del VoLL con la misma razón con la cual aumenta la demanda, lo que da un valor 2,12 al año 2019. El nuevo valor del VoLL es $1098,68US\$/MWh$. Se decide considerar un valor de VoRS igual a la mitad del valor del VoLL, con el objetivo de que el sistema prefiera tener reserva no servida en lugar de energía no servida. De esta forma, mayores niveles de reserva deberían mejorar la suficiencia del sistema.

- El sistema de transmisión se encuentra saturado, por lo que se decide reforzarlo. Con tal fin se incluyen los proyectos que se encuentran aprobados en el estudio de transmisión troncal 2011. En el anexo C.1 tabla C.5 pueden verse las líneas adicionales que se agregan en este caso. Éstas entrarían en operación cerca del 2017, fecha cercana a la del inicio del funcionamiento de las centrales eólicas nuevas.

En los anexos D y E se presenta información relevante acerca de PLEXOS y del procedimiento matemático, respectivamente.

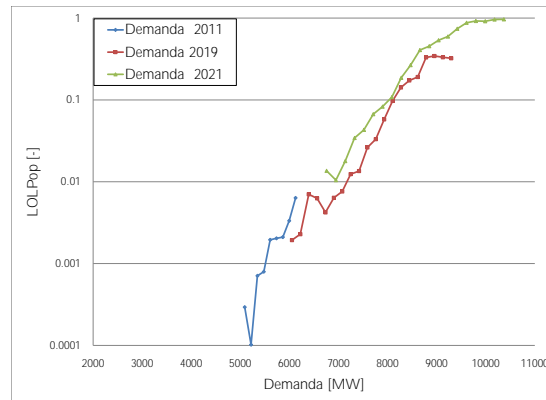


Figura 5.1. Curva de LOL_{POP} para diferentes niveles de carga, escala logarítmica

De acuerdo a lo analizado en esta sección, en lo que sigue de este trabajo se considerará lo siguiente:

- Carga del sistema correspondiente al año 2019.
- Sistema de transmisión reforzado.
- No se contemplará el criterio $n - 1$.
- Valor de $VoLL=1098,68US\$/MWh$.
- Valor de $VoRS=549,34US\$/MWh$.

- Requerimiento de reserva en giro del sistema es igual a $400MW$. Cuando se hable de reserva, se entenderá como reserva en giro, salvo que se especifique algo distinto.

Obs. :

En la práctica, se considera el criterio $n - 1$ para que el sistema sea más seguro. El criterio $n - 1$ significa que el fallo de alguna línea no implique falla del sistema, y que la energía que circula por esa línea se redistribuye por las otras. Para que esto sea posible, gran parte de las líneas se encuentran operando a un nivel inferior de su capacidad máxima, la cual se puede alcanzar por límites térmicos o, para líneas largas, por límites estacionarios de estabilidad.

5.2. Análisis de la reserva en giro del sistema

5.2.1. Requerimientos de reserva vs. costos de operación del sistema

En esta sección se busca determinar un valor de reserva adecuado para el sistema, de tal forma que la energía no servida se encuentre en valores aceptables y con costos de operación razonables. Para esto se trabaja con gráficos de energía no servida (USE), energía no servida promedio (USE promedio) —se calculan de acuerdo a lo definido en las secciones 3.3.3.c y 3.3.3.d, respectivamente— y costos de operación vs requerimientos de reserva del sistema.

En las figuras 5.2 a 5.9 los valores de energía no servida promedio, de acuerdo a lo mostrado en 3.3.3.d, son los valores promedio por intervalo de una hora, es decir, la energía no servida promedio por hora; de la misma forma, los costos de operación se refieren al costo de generación promedio por hora. De acuerdo a lo mencionado en la sección anterior, cuando se hable de reserva, se entenderá como reserva en giro.

5.2.1.a. Sin centrales eólicas

En este caso no se consideran centrales eólicas. En la figura 5.2 se muestra la energía no servida promedio y los costos de operación en función de la reserva. En ella se puede apreciar que la energía no servida promedio del sistema tiene un valor casi constante entre $300MW$ y $800MW$ de reserva. Debido a que la reserva en giro natural del sistema⁸ es cercana a los $800MW$, los valores de reservas requeridos que fueren inferiores, no deberían alterar los resultados. Desde $800MW$ comienza a disminuir la energía no servida promedio en función de la reserva. Así mismo se comienza a notar un aumento considerable en los costos de operación del sistema, debido a que a partir de este valor de reserva comienzan a aparecer un mayor número de unidades encendidas, con costos marginales mayores, para lograr así los niveles de reserva requeridos.

En la figura 5.2 puede verse que no existe un valor óptimo de reserva, que depende de los costos de operación en que se esté dispuesto a incurrir para tener menos energía no servida, o de la energía no servida que es aceptable para el sistema. Además, estas curvas se ven fuertemente influenciadas por el valor de reserva no servida (VoRS) y de carga no servida (VoLL) definidas para el sistema, como se verá en la sección 5.2.2.

5.2.1.b. Con centrales eólicas existentes al 2011

En la figura 5.3 se presenta la energía no servida promedio y los costos de operación del sistema considerando las centrales eólicas existentes al 2011. Al igual que en el caso anterior, aquí no existe un punto óptimo de reserva. Se puede apreciar que, con una reserva superior a los $900MW$ la energía no servida promedio del sistema disminuye de forma considerable, mientras que los costos aumentan de igual manera.

En la figura 5.4 se presenta la energía no servida promedio del sistema sin generación

⁸Es la reserva en giro del sistema obtenida de la función objetivo sin considerar restricciones de reserva

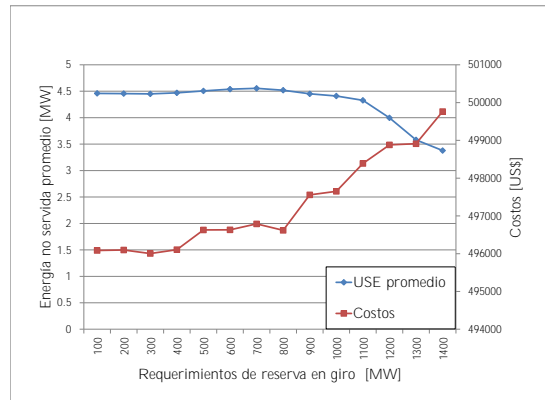


Figura 5.2. Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, sin plantas eólicas

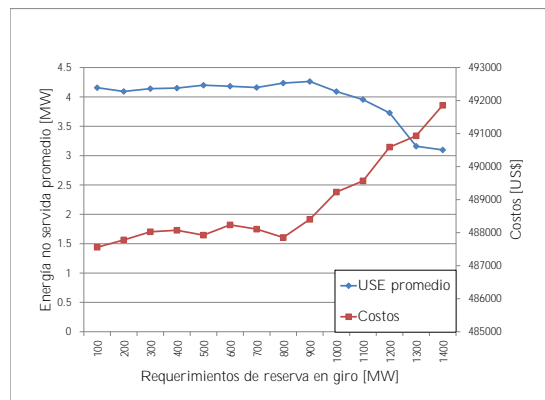


Figura 5.3. Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, con centrales eólicas existentes al 2011

eólica y contando con las centrales eólicas existentes al 2011. Ambas curvas muestran un comportamiento similar: pasado cierto nivel de reserva, el USE promedio comienza a disminuir considerablemente. En la misma figura se puede observar que existe una línea horizontal (desde el punto A hasta el B), que corresponde al valor adicional de reserva disponible en el sistema al incorporar las centrales eólicas. La generación de las centrales eólicas desplaza la generación de centrales térmicas, y estas pasan a ser parte de las reservas.

En la figura 5.4, las líneas verticales de color azul representan el aporte de las centrales eólicas en la suficiencia energética del sistema, valor que se puede considerar práctica-

mente constante para los diferentes niveles de reserva. Se puede afirmar que la energía eólica aporta con una disminución en la energía no servida en cerca de $0,3MW$ por hora promedio, lo que equivale a $2,63GWh$ al año.

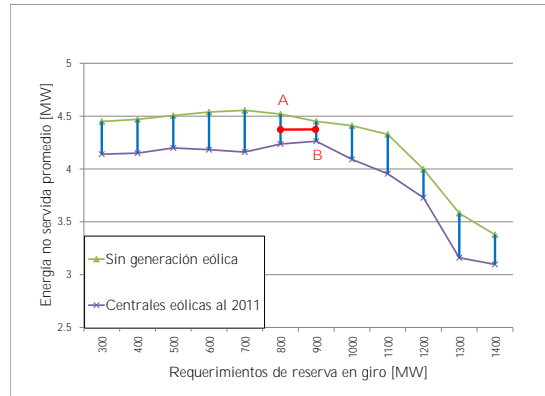


Figura 5.4. *Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva del sistema, sin generación eólica y con centrales eólicas existentes al 2011*

En la figura 5.5 se exponen los costos de operación del sistema sin generación de centrales eólicas y con generación de las centrales eólicas existentes al 2011. Claramente, al considerar las centrales eólicas, los costos totales promedio de operación disminuyen en $8000US\$$ por hora (este valor es prácticamente indiferente al nivel de reserva considerado), lo que equivale a una disminución en los costos de operación anual de $70,1MUS\$$.

5.2.1.c. Efecto de diferentes niveles de generación eólica

A continuación se exhiben dos casos adicionales de generación eólica: la central El Arrayán con una potencia instalada de $100MW$ y $200MW$. En la figura 5.6 puede verse la energía no servida promedio en relación con diferentes niveles de reserva para los cuatro casos: los dos primeros analizados en la sección anterior y los dos mencionados al inicio de este párrafo. Se puede apreciar que con la central El Arrayán de $100MW$ se obtienen valores similares al caso en el cual se consideran las centrales eólicas existentes al 2011. Si bien las centrales existentes al 2011 tienen mayor potencia instalada ($176MW$), también tienen un factor de planta menor (cerca al 23% vs un 35% de la central El Arrayán), por lo que es coherente que tengan valores similares. Lo mismo ocurre con los costos de operación, como se puede apreciar en la figura 5.7.

También en la figura 5.6 se aprecia que la energía no servida promedio al considerar la central El Arrayán de $200MW$ es menor que en el caso con $100MW$, aunque no es una disminución lineal; con la central eólica de $100MW$ existe una disminución en la

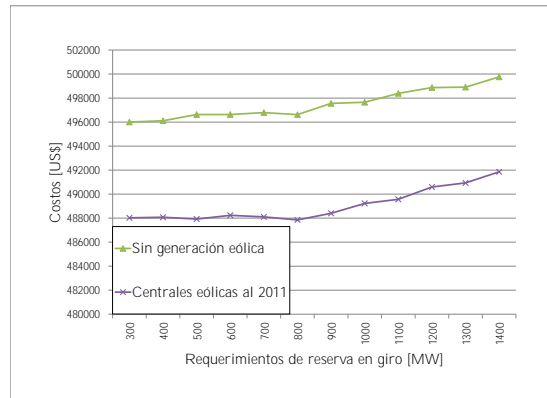


Figura 5.5. Costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, sin generación eólica y con centrales eólicas existentes al 2011

energía no servida promedio de cerca de $0,3MW$, mientras que con la central eólica de $200MW$ la disminución es de $0,5MW$.

Se puede apreciar que el USE promedio comienza a disminuir desde el mismo nivel de reserva, cercano a $1000MW$. Esto significa que los $100MW$ adicionales pueden estar reemplazando a centrales térmicas pequeñas que al no generar se apagan, por lo que no participan en la reserva en giro del sistema.

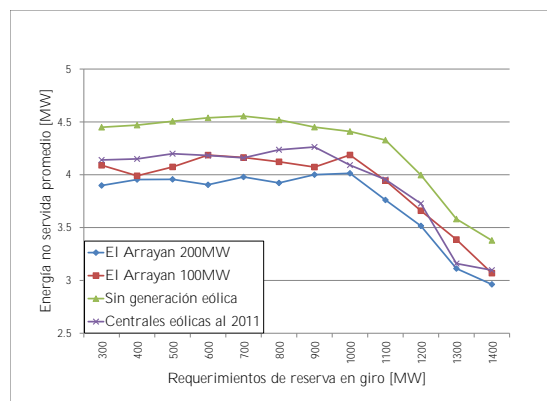


Figura 5.6. Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva del sistema, diferentes casos

En la figura 5.7 se muestran los costos de operación en función de la reserva para los cuatro casos en estudio. En ella se aprecia que a mayor energía eólica disminuyen

los costos de operación del sistema, disminución que sí es lineal. Se puede afirmar que por cada $100MW$ de generación eólica (con un factor de planta cercano a 35%) los costos de operación disminuyen en cerca de $8000US\$/hr$. La curva de los costos en los cuatro casos tienen una forma bastante similar: comienzan a aumentar los costos desde el punto de reserva en el cual el USE empieza a disminuir. Desde este punto sí existe un aumento real de reserva en el sistema, lo cual provoca un mayor número de centrales (más caras) operando, lo que conlleva un aumento en los costos.

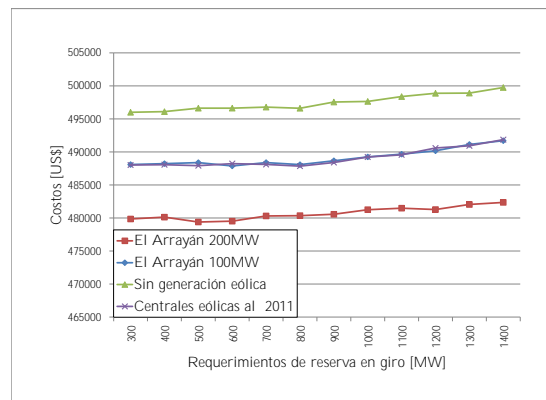


Figura 5.7. Costos en función de los requerimientos de reserva del sistema, diferentes casos

En las figuras 5.8 y 5.9 se presenta la energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva para el caso de la central eólica El Arrayán de $100MW$ y $200MW$, respectivamente.

5.2.2. Influencia de los valores del VoRS y VoLL en la suficiencia del sistema

En esta sección se analiza la influencia de los valores del VoRS y VoLL en la suficiencia del sistema. Con tal fin se estudian tres casos diferentes, en los cuales no se considera energía eólica.

Los tres casos son los siguientes:

- Caso 1: $VoRS=549,34US\%$ y $VoLL=1098,68US\$/MWh$
- Caso 2: $VoRS=1000US\$/MWh$ y $VoLL=10000US\$/MWh$
- Caso 3: $VoRS=-1$ y $VoLL=1098,68US\$/MWh$

En el caso 3, el valor de $VoRS = -1$ significa que el requerimiento de reserva se modela como una restricción dura, esto quiere decir que siempre se tiene que cumplir

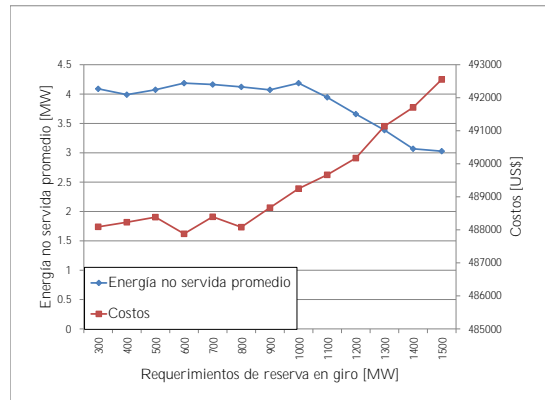


Figura 5.8. *Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, planta eólica El Arrayán 100MW*

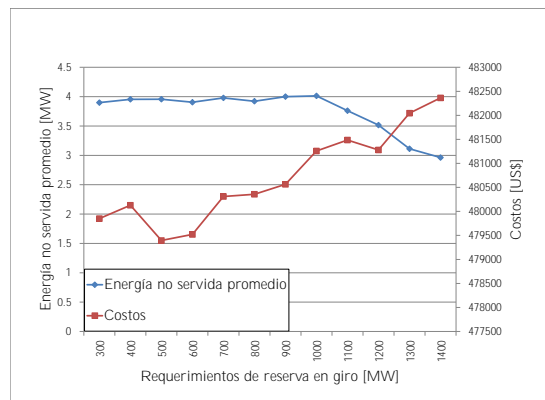


Figura 5.9. *Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva del sistema, planta eólica El Arrayán 200MW*

con el nivel de reserva establecido, por lo que el sistema prefiere tener energía no servida en lugar de reserva no servida. Esta situación se puede dar en casos en los cuales se necesite que el sistema tenga cierto nivel de reserva, de lo contrario, corre riesgo que ante una eventual falla ocurra un *Blackout*.

Se realizan simulaciones y se encuentran promedios horarios de la energía no servida (USE promedio) y el costo de operación, en función de los requerimientos de reserva. Se varía el requerimiento de la reserva desde 100MW hasta 1400MW con escalones de 100MW. Esta situación, para los tres casos, se presenta en la figura 5.10. De la misma

figura se puede extraer que:

- Los costos de operación aumentan a medida que aumenta la reserva del sistema.
- Los costos de operación de los casos 1 y 2 aumentan de manera significativa desde los $800MW$ de reserva, mismo punto desde el cual comienza a disminuir la energía no servida promedio. Este valor de reserva corresponde a la reserva en giro natural que tiene el sistema.
- El caso 2 (valor de $VoLL=10000$ y $VoRS=1000$) es el que tiene mayores costos de operación y al mismo tiempo menor USE promedio. Esto se debe a que, como el sistema tiene valores de $VoLL$ y $VoRS$ tan altos, hay una mayor cantidad de centrales encendidas en el predespacho, para permitir que el sistema tenga mayor reserva y así menor energía y reserva no servida.
- El caso 3 tiene un comportamiento diferente a los otros dos. La energía no servida promedio del sistema aumenta a medida que aumenta la reserva. Esto es lógico, ya que si el sistema no puede tener reserva no servida, tendrá energía no servida. Sin embargo, los costos de operación no aumentan de manera drástica como sí ocurre en los otros dos casos. En ellos, tener energía no servida o reserva no servida significaba un valor alto, con lo cual el sistema operaba con un mayor número de unidades encendidas en el predespacho con tal de tener mayor reserva y, por ende, menor energía o reserva no servida. Pero, en este caso, no es posible tener reserva no servida, y el sistema prefiere botar carga.

En la figura 5.11 se muestran las curvas del USE promedio vs. requerimientos de reserva de los tres casos, mientras que en la figura 5.12 se presentan sólo las curvas de USE promedio vs. requerimientos de reserva de los casos 1 y 2, para poder apreciar mejor las diferencias. Por último, en la figura 5.13 se muestran las curvas de costos de operación en función de la reserva del sistema.

5.2.3. Relación entre reserva disponible y energía no servida

Para conocer el efecto de la reserva disponible⁹ en el sistema se considerarán los siguientes casos:

- Caso A (Req. res. 400): el requerimiento de reserva del sistema es de $400MW$.
- Caso B (Req. res. 2000): el requerimiento de reserva del sistema es de $2000MW$.

En ambos casos el valor del $VoRS=549,34US\$/MWh$ y el $VoLL=1098,68US\$/MWh$.

En la figura 5.14 se presenta la reserva disponible del sistema y la energía no servida en función de la demanda. En ambos casos se consideran todas las centrales eólicas, menos la central Lebu Sur, con lo cual la potencia eólica instalada es igual a $676MW$. En la figura 5.14 se puede apreciar que:

⁹Reserva disponible se refiere a reserva en giro

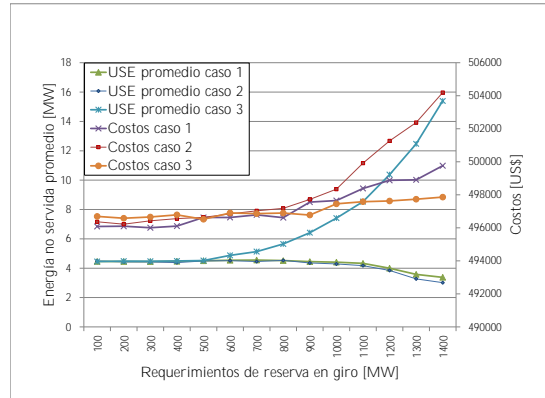


Figura 5.10. Energía no servida promedio y costos de operación en función de los requerimientos de reserva, diferentes casos

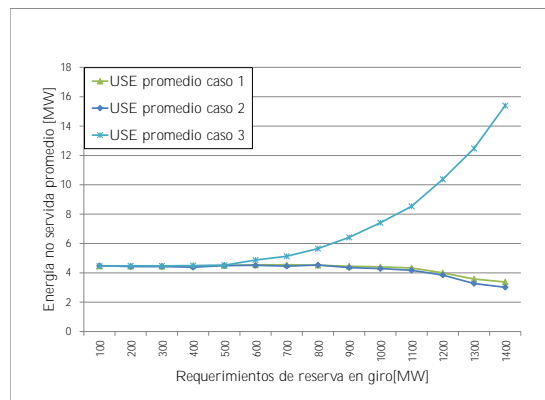


Figura 5.11. Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva, diferentes valores de VoRS y VoLL

- En el caso B (Req. res. 2000) existe mayor reserva disponible en el sistema. Esta situación se acrecienta con los valores más altos de demanda.
- La energía no servida es proporcional a la demanda del sistema. En el caso B (Req. res. 2000), con los valores más altos de demanda, la energía no servida se estabiliza, esta situación se debe a que en esos puntos la reserva disponible también tiende a valores constantes.
- La energía no servida es inversamente proporcional a la reserva disponible; para clarificar esta situación en la figura 5.15 se presenta el USE en función de la reserva

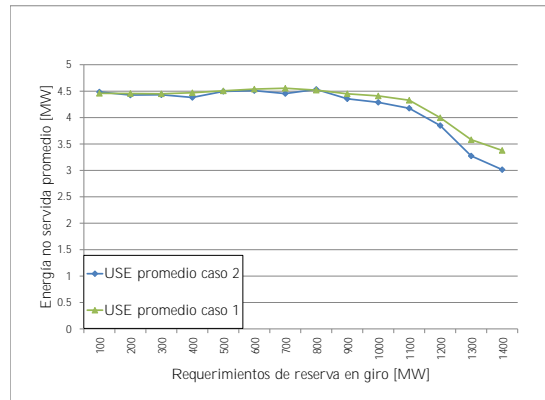


Figura 5.12. *Energía no servida promedio en función de los requerimientos de reserva, diferentes valores de VoRS y VoLL*

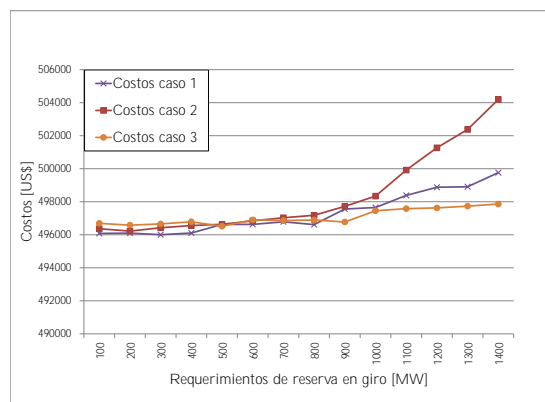


Figura 5.13. *Costos en función de los requerimientos de reserva, diferentes valores de VoRS y VoLL*

disponible.

En la figura 5.15 se puede apreciar que la energía no servida depende de la reserva disponible en el sistema. Es decir, un alto nivel de reserva disponible en el sistema aseguraría poca energía no servida.

Finalmente, en la figura 5.16 se presenta la reserva disponible en función de la demanda frente a dos casos diferentes de generación eólica. En un caso, las centrales eólicas instaladas al 2011, en el otro, considera todas las centrales eólicas mencionadas

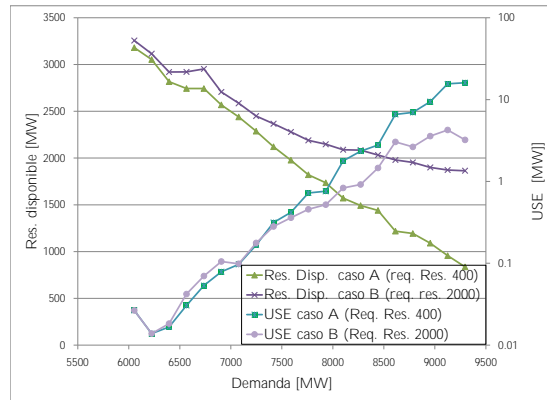


Figura 5.14. Reserva disponible y energía no servida en función de la demanda, diferentes requerimientos de reservas

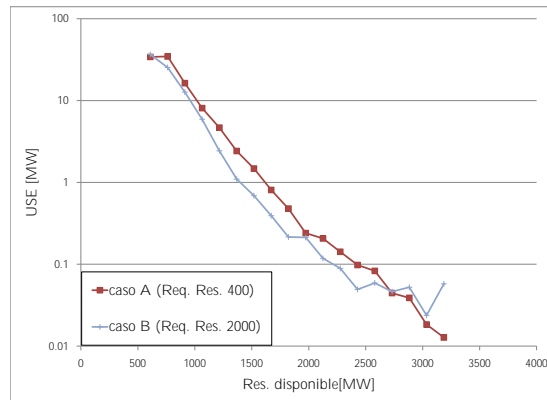


Figura 5.15. Energía no servida en función de la reserva disponible, diferentes requerimientos de reserva

en este trabajo, menos la central Lebu Sur. El total de potencia eólica instalada es de 676MW . En esta figura se puede observar el aporte que hacen las centrales eólicas en la reserva disponible del sistema. Cuando generan las centrales eólicas, desplazan la generación de otras centrales, y ese valor se considera reserva disponible, siempre que no se apague la central. De acuerdo a lo que se vió anteriormente, el aporte que hacen aumentando la reserva disponible, significa un aporte en la disminución de la energía no servida del sistema.

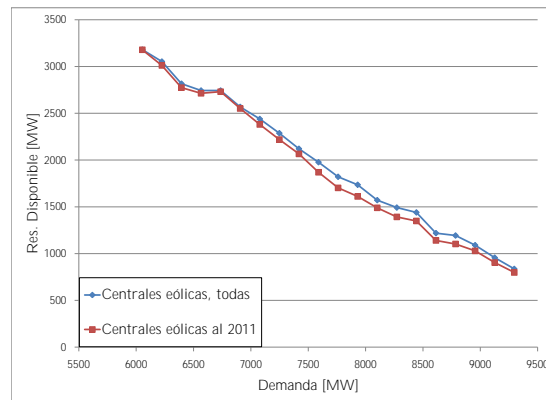


Figura 5.16. Reserva disponible en función de la demanda, diferentes niveles de viento

Conclusiones parciales

En esta sección se pudo apreciar el efecto de los valores de VoLL y VoRS en los costos de operación y la energía no servida del sistema. No permitir reserva no servida en el sistema significa que ante la solicitud de mayor reserva, este tendrá mayor energía no servida. Además, con mayores valores de VoRS y VoLL, habrá menos energía no servida, pero los costos de operación serán mayores. Se puede concluir que estos valores son fundamentales en el momento de encontrar la reserva óptima del sistema. En realidad, el sistema no tiene reserva óptima, ésta depende de las restricciones y de los costos de operación que se esté dispuesto a asumir, los cuales vienen dados por los valores de VoLL y VoRS que se definan para el sistema.

5.3. Análisis de diferentes niveles de generación eólica

En esta parte se examina la suficiencia del sistema frente a diversos niveles de generación eólica. Primero se determina la suficiencia sin energía eólica, luego con las centrales existentes al 2011 (tabla 4.6), y, posteriormente, se comienzan a conectar, una a la vez, seis centrales adicionales (tabla 4.7). Se definen cuatro escenarios, variando los subconjuntos de centrales nuevas a considerar. Antes de desarrollarlos, se conecta cada central por sí sola al sistema y se analiza su influencia en la suficiencia del sistema. Para todos los escenarios analizados, se considera una reserva en giro de $400MW$, un $VoLL=1098,68US\$/MWh$ y un $VoRS=549,34US\$/MWh$.

Al igual que en la sección anterior, aquí se trabaja con el USE promedio (Energía no servida horaria promedio y se calcula de acuerdo a lo definido en la sección 3.3.3.d), ya que se considera que con este índice de suficiencia se pueden realizar mejores comparaciones entre los diferentes escenarios.

En la tabla 5.1 se presenta la energía no servida promedio horaria del sistema, frente a la incorporación de las centrales eólicas. Los datos de la tabla 5.1 se presentan en gráficos de barra en la figura 5.17. En ella se puede apreciar que cada central por sí sola aporta en la suficiencia del sistema, siendo la central Arauco la que produce un aporte mayor, en tanto la central Lebu Sur es la que menos aporta. Esto se debe al nodo de conexión de cada central: ya que todas las centrales tienen un factor de planta y correlación entre generación eólica y demanda bastante similares. A continuación se procede con el análisis de los cuatro casos.

De la tabla 5.2 a la 5.5 se presentan los subconjuntos de centrales operando para cada escenario y el aporte de cada central en la suficiencia del sistema. Los datos de las tablas 5.2 a la 5.5 se presentan graficados en las figuras 5.18 a la 5.21.

Central	Energía no servida promedio [MW]
Sin Viento	4.47
Centrales al 2011	4.15
El Arrayán	3.99
Lebu Sur	4.43
Cabo Leones	4.09
Talinay Oriente	4.24
Punta Colorada	4.15
Arauco	3.82

Tabla 5.1: Energía no servida promedio al agregar diferentes centrales eólicas de manera individual

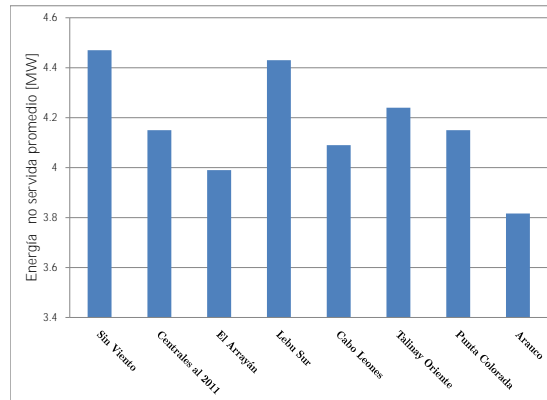


Figura 5.17. Aporte en la suficiencia de cada central eólica

Centrales	Centrales consideradas							
	A	B	C	D	E	F	G	H
Centrales al 2011		X	X	X	X	X	X	X
El Arrayán			X	X	X	X	X	X
Lebu Sur				X	X	X	X	X
Cabo Leones					X	X	X	X
Talinay Oriente						X	X	X
Punta Colorada							X	X
Arauco								X
USE promedio [MW]	4.47	4.15	3.9	3.91	3.86	3.84	3.92	3.27
Pot. eólica [MW]	0	176	276	376	476	576	676	776

Tabla 5.2: Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 1

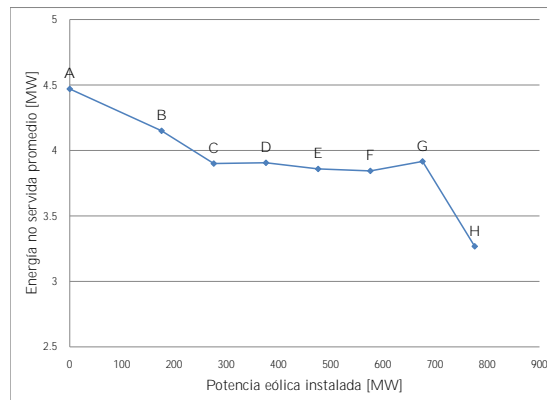


Figura 5.18. Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 1

Centrales	Centrales consideradas							
	A	B	C	D	E	F	G	H
Centrales al 2011		X	X	X	X	X	X	X
Arauco			X	X	X	X	X	X
El Arrayán				X	X	X	X	X
Cabo Leones					X	X	X	X
Punta Colorada						X	X	X
Talinay Oriente							X	X
Lebu Sur								X
USE promedio [MW]	4.47	4.15	3.52	3.19	3.15	3.08	3.07	3.27
Pot. eólica [MW]	0	176	276	376	476	576	676	776

Tabla 5.3: Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 2

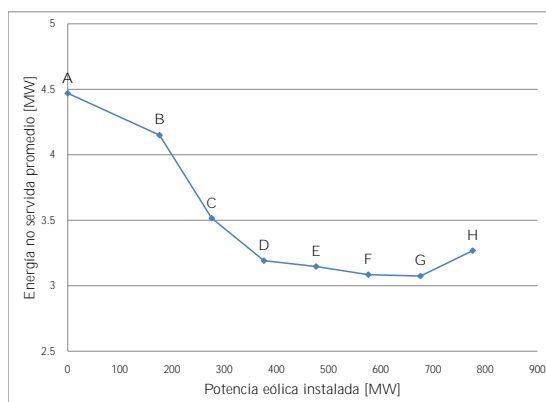


Figura 5.19. Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 2

Centrales	Centrales consideradas							
	A	B	C	D	E	F	G	H
Centrales al 2011		X	X	X	X	X	X	X
El Arrayán			X	X	X	X	X	X
Cabo Leones				X	X	X	X	X
Talinay Oriente					X	X	X	X
Punta Colorada						X	X	X
Arauco							X	X
Lebu Sur								X
USE promedio [MW]	4.47	4.15	3.9	3.79	3.75	3.61	3.04	3.27
Pot. eólica [MW]	0	176	276	376	476	576	676	776

Tabla 5.4: Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 3

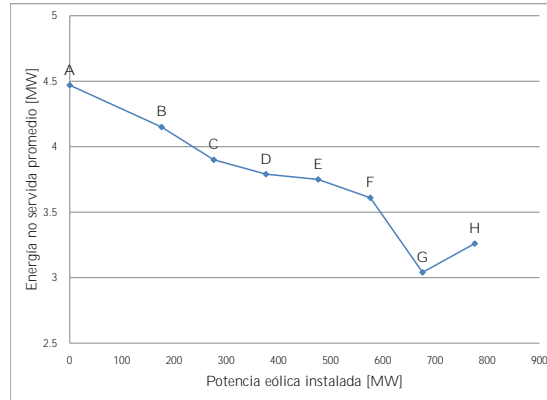


Figura 5.20. Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 3

Centrales	Centrales consideradas							
	A	B	C	D	E	F	G	H
Centrales al 2011		X	X	X	X	X	X	X
Lebu Sur			X	X	X	X	X	X
El Arrayán				X	X	X	X	X
Cabo Leones					X	X	X	X
Talinay Oriente						X	X	X
Punta Colorada							X	X
Arauco								X
USE promedio [MW]	4.47	4.15	4.13	3.93	3.94	4.34	3.91	3.27
Pot. eólica [MW]	0	176	276	376	476	576	676	776

Tabla 5.5: Energía no servida horaria promedio para diferentes niveles de generación eólica, escenario 4

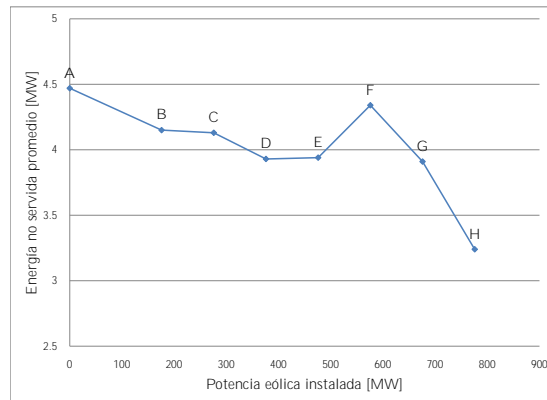


Figura 5.21. Energía no servida promedio en función de la potencia eólica, escenario 4

Comentarios

Para poder realizar un mejor análisis, en la figura 5.22 se presentan las curvas de los cuatro escenarios considerados.

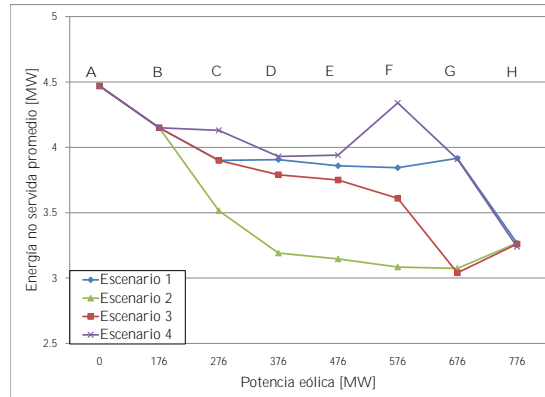


Figura 5.22. *Energía no servida promedio en función de la potencia eólica instalada, todos los escenarios*

En la figura 5.22 se puede apreciar:

- Independiente del subconjunto de centrales nuevas instaladas, se llega al mismo valor de energía no servida, pues el subconjunto de centrales eólicas es el mismo para todos los casos.
- En el escenario 4, al conectar la central Talinay Oriente, se produce un aumento en la energía no servida del sistema. En los otros tres casos se produjo una disminución, leve, en la energía no servida al conectar la misma central.
- La central Lebu Sur sólo contribuye en la suficiencia cuando se conecta primero (escenario 4). En los otros tres escenarios aumenta la energía no servida cuando se incorpora al sistema.
- En el escenario 1, al conectar la central Punta Colorada aumenta la energía no servida, mientras que en el escenario 4 disminuye bastante al incorporarse.
- La central Arauco es la única que aporta en la suficiencia sin importar el orden en que se conecte al sistema.
- En el escenario 2, las centrales se fueron conectando de acuerdo al mayor aporte que cada una realiza, de manera separada, en la suficiencia del sistema. En el mismo escenario se puede apreciar que las últimas centrales en conectarse (sin considerar Lebu Sur) ayudan a disminuir la energía no servida, en mínima cantidad. Sin embargo, al conectarse solas aportaban más. Se puede concluir, entonces, que

cerca de 700MW de potencia eólica, es decir, 524MW adicionales a los ya existentes, ayudan a disminuir la energía no servida del sistema. Con mayor potencia eólica se deberían tomar medidas adicionales, tales como, aumentar la reserva en giro del sistema. Esta situación es válida considerando las centrales eólicas en las regiones IV^a , $VIII^a$ y X^a (zonas donde se encuentra la mayoría de los proyectos eólicos). Como la central Arauco fue la que más contribuyó a disminuir la energía no servida en todos los casos, seguramente más generación eólica en la X^a región aportaría en la suficiencia del sistema .

- El aumento en la energía no servida al conectar nuevas centrales, se debe a que el nivel de reserva en giro es el mismo para todos los escenarios, pese a la mayor variabilidad introducida por el viento. Además, porque este método logra captar efectos operacionales, como los límites térmicos en las líneas de transmisión y las restricciones de las unidades térmicas, como las rampas de carga y los tiempos de encendido y apagado.

En la figura 5.23 se presentan las curvas de los escenarios 3 y 4. El subconjunto de centrales nuevas instaladas es el mismo, con la única diferencia que en el escenario 3 la central Lebu Sur se conecta al final, y en el escenario 4 se conecta al principio. Esta figura sirve para apreciar de manera más clara la importancia del subconjunto de centrales instaladas: en el escenario 4 la conexión de Talinay Oriente aumenta la energía no servida; en el escenario 3 la disminuye. Lo contrario ocurre con Lebu Sur: en el escenario 4 la conexión de esta central aporta en la suficiencia; en el caso 3 la perjudica.

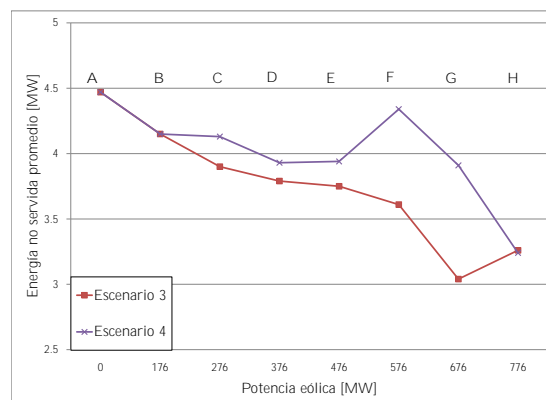


Figura 5.23. Energía no servida promedio en función de la potencia eólica instalada, escenarios 3 y 4

Conclusiones parciales

El sistema soporta cerca de $700MW$ instalados de potencia eólica, por sobre tal cantidad las centrales eólicas no aportarían mayormente en la suficiencia del sistema a menos que se aumentara los requerimientos de reserva en giro.

Se observa que, bajo las condiciones de operación supuestas, ciertas centrales podrían aumentar la energía no servida bajo ciertos escenarios si no se cambian los requerimientos de reserva en giro, producto de la mayor variabilidad introducida en el suministro.

5.4. Análisis de diversificación de las centrales eólicas

En esta sección se analiza el efecto que produce en el sistema la diversificación de las plantas eólicas, se considera diferente ubicación geográfica y distintos perfiles eólicos sintéticos. Con este propósito se analizan cuatro casos:

- Caso 1: sin generación eólica.

- Caso 2: una central eólica de $300MW$ conectada al nodo Pan de Azúcar 220.

- Caso 3: dos centrales eólicas de $150MW$ cada una, conectadas a los nodos Pan de Azúcar 220 y Los Vilos 220.

- Caso 4: tres centrales eólicas de $100MW$ cada una, conectadas a los nodos Pan de Azúcar 220, Los Vilos 220 y Maitencillo 220.

Los perfiles eólicos sintéticos corresponden a los obtenidos de los centros de medición Loma del Hueso, Punta Lengua de Vaca y Faro Carranza para Pan de Azúcar, Los Vilos y Maitencillo, respectivamente. Los tres tienen un factor de planta cercano a 35 %. En la figura 5.24 se presenta la curva del $LOLP_{OP}$ vs Demanda para los cuatro casos. En esta figura no es posible apreciar grandes diferencias, por lo que se decide hacer el análisis en base a la energía no servida horaria promedio (USE promedio) del sistema. En la tabla 5.6 se muestra la energía no servida promedio por período del sistema para los cuatro casos mencionados. Los datos de esta tabla se presentan graficados en la figura 5.25. Se puede observar cómo, al existir mayor diversificación de plantas eólicas, disminuye la energía no servida del sistema. Esto se debe a que la variabilidad conjunta de la energía eólica disminuye.

En el caso en el cual sólo se tiene una central eólica de $300MW$, una disminución drástica de la velocidad del viento, o una predicción de la velocidad del viento incorrecta, provocará que sea necesario utilizar la reserva en giro para abastecer la demanda, con lo cual el sistema quedará vulnerable. Si en este período alguna unidad generadora sufre una salida forzada, lo más probable es que haya energía no servida en el sistema. En el caso de las tres centrales eólicas de $100MW$ cada una, ubicadas en diferentes zonas, es poco probable que el viento disminuya de forma drástica al mismo tiempo, o que se prediga una mayor velocidad del viento en las tres centrales. Quizás, mientras en una zona disminuye la velocidad del viento de manera repentina, en la otra zona puede aumentar. Esta situación se comprueba a partir de la figura 5.25. Pese a tener la misma potencia eólica instalada en el sistema, a medida que ella se instala en diferentes zonas geográficas y con perfiles diferentes, disminuye la energía no servida en el sistema.

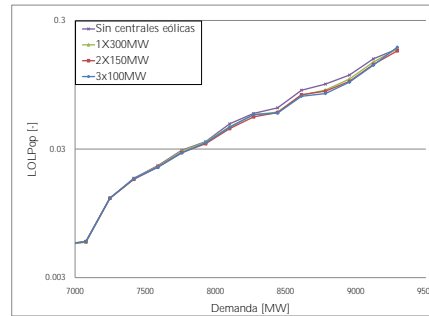


Figura 5.24. $LOLP_{OP}$ vs demanda, diferente ubicación geográfica y distintos perfiles eólicos

Caso	Energía no servida promedio [MW]
Sin viento	4.47
1X300MW	3.88
2X150MW	3.73
3X100MW	3.63

Tabla 5.6: Energía no servida para diferente ubicación geográfica y distintos perfiles eólicos

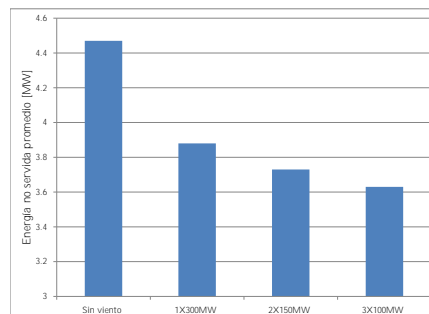


Figura 5.25. Energía no servida para diferente ubicación geográfica y distintos perfiles eólicos

Conclusiones parciales

Si se puede, conviene diversificar el recurso eólico, así la variabilidad conjunta del sistema disminuye. En el análisis desarrollado, al tener 3 centrales eólicas de 100MW instaladas en diferentes zonas, disminuyó la energía no servida del sistema en cerca de un 7%, en comparación con el caso de una sola central de 300MW.

5.5. Valor de Capacidad de centrales eólicas

En esta sección se calcula el valor de capacidad de las plantas eólicas existentes en el SIC al año 2011 y el de tres futuras centrales: El Arrayán, Lebu Sur y Cabo Leones, las cuales se conectan en los nodos de Pan de Azúcar 220, Hualpén 220 y Los Vilos 220, respectivamente.

Para determinar el valor de capacidad de las plantas eólicas se utiliza el método del $ELCC_{OP}$, descrito y discutido en 3.3.5.b. Además, se analiza el impacto en el valor de capacidad de la correlación entre la demanda y la generación eólica, en relación con tres futuras centrales eólicas. Se comparan los resultados obtenidos según el método operacional propuesto y el método sugerido por el IEEE, descrito y discutido en 3.3.5.a.

5.5.1. Método operacional propuesto

En esta sección se calcula el valor de capacidad de las centrales eólicas de acuerdo al método operacional propuesto, el cual fue descrito en la sección 3.3.5.b. Para la estimación del valor de capacidad de las futuras centrales eólicas consideradas en esta sección, se establecen tres correlaciones diferentes entre la generación eólica y la demanda, estas se miden en función de la correlación horaria (índices de Pearson ¹⁰) y en función de la correlación obtenida mediante agrupación por vigiles. A continuación se describe cada una de las correlaciones utilizadas, en cada una de ellas, se consideran 50 perfiles sintéticos de generación.

Peak atardecer: alta correlación positiva con la demanda y corresponde al perfil sintético usando datos reales (Figuras 5.29, 5.36 y 5.43 correspondientes a las centrales El Arrayán, Lebu Sur y Cabo Leones, respectivamente).

Peak mañana: baja correlación con la demanda (Figuras 5.30, 5.37 y 5.44 correspondientes a las centrales El Arrayán, Lebu Sur y Cabo Leones, respectivamente).

Peak noche: alta correlación negativa con la demanda (Figuras 5.31, 5.38 y 5.45 correspondientes a las centrales El Arrayán, Lebu Sur y Cabo Leones, respectivamente).

5.5.1.a. Centrales eólicas existentes al 2011

Como ya se mencionó, el valor de capacidad se calcula con el método del $ELCC_{OP}$. En el caso de las plantas eólicas existentes, y debido a que hay plantas de poca potencia instalada, se decide calcular el valor de capacidad de las cinco plantas existentes (ver tabla 4.1) en su conjunto. Primero se calculó el $LOLE_{OP}$ del sistema sin plantas eólicas ni la planta de comparación. Se obtuvo un $LOLE_{OP}$ igual a 421,76[hrs/año]. Posteriormente, se incorporaron al sistema las plantas eólicas, con lo cual se obtuvo un $LOLE_{OP}$ igual a 408,74[hrs/año]. Finalmente, se agregó el generador térmico de referencia en el nodo Los Vilos 220, el cual tiene una tasa de salida forzada igual a 5%, y se calculó el

¹⁰En la sección 3.1.3.f se explica el índice de Pearson.

$LOLE_{OP}$ para diferentes potencias del generador de referencia. Con una potencia del generador de referencia igual a $45MW$, se obtiene un $LOLE_{OP}$ de $409[hrs/año]$. Por lo tanto, de acuerdo al método desarrollado, el valor de capacidad total de las plantas eólicas actualmente instaladas en Chile es de $45MW$, el cual corresponde a un 25% de la potencia eólica instalada.

En las figuras 5.26 y 5.27 se presentan los gráficos boxplots mensual y horario de la carga, respectivamente. Si se comparan estos gráficos con los de la potencia eólica generada por las centrales eólicas durante el año 2011¹¹ se observa que existe correlación positiva.

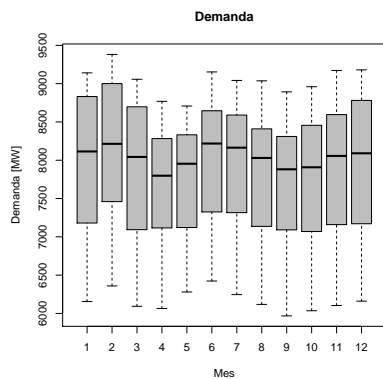


Figura 5.26. *Boxplot mensual, demanda 2019.*

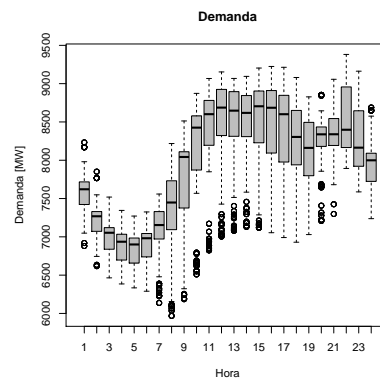


Figura 5.27. *Boxplot horario, demanda 2019.*

5.5.1.b. Valor de capacidad central eólica El Arrayán

En esta parte se estima el valor de capacidad de la central eólica El Arrayán. Como se mencionó anteriormente, se evaluó el valor de capacidad para tres correlaciones distintas entre la generación eólica y la demanda: peak atardecer, peak mañana y peak noche. En la figura 5.28 se muestra el gráfico Boxplot horario de la demanda, mientras que en las figuras 5.29, 5.30 y 5.31 se muestran los gráficos Boxplot horarios de los perfiles sintéticos de generación de la central El Arrayán, los cuales corresponden a la correlación peak atardecer, peak mañana y peak noche, respectivamente. Una inspección visual de estas figuras, permite apreciar que con correlación peak atardecer, la generación eólica máxima ocurre en las mismas horas en las cuales la demanda es máxima, mientras que con la correlación peak noche, la generación eólica máxima ocurre cuando la demanda es mínima. Esta información se puede comprobar analíticamente mediante los índices mostrados en la tabla 5.7 y a través de la figura 5.32.

Además de las tres correlaciones diferentes, se obtiene el valor de capacidad para cuatro niveles de potencia eólica. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 5.8.

¹¹ver figuras A.34 - A.43 en el anexo A.6

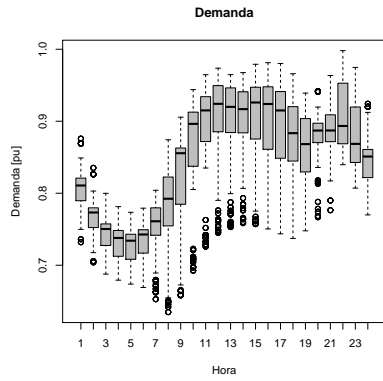


Figura 5.28. *Boxplot horario, demanda 2019.*

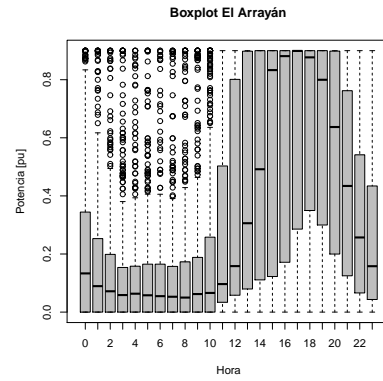


Figura 5.29. *Boxplot horario de potencia central El Arrayán, correlación peak atardecer*

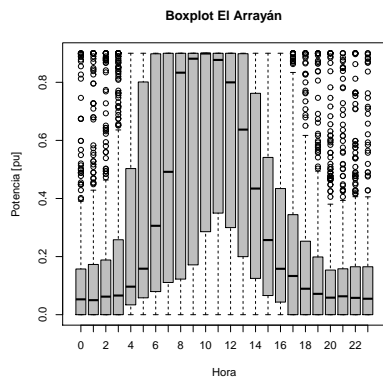


Figura 5.30. *Boxplot horario de potencia central El Arrayán, correlación peak mañana*

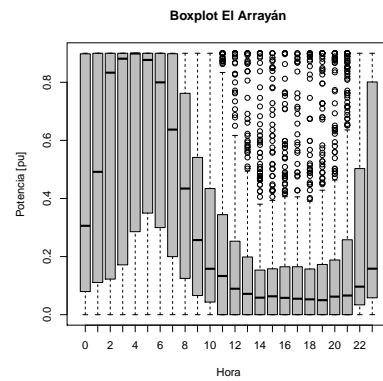


Figura 5.31. *Boxplot horario de potencia central El Arrayán, correlación peak noche*

Correlación	Factor de capacidad [%]	Coeficiente de correlación entre la generación eólica y la demanda	
		Datos Horarios	Datos agrupados por vigiles
Peak atardecer	33	0.3	0.99
Peak mañana	33	0.09	-0.31
Peak noche	33	-0.4	-0.98

Tabla 5.7: Características de la planta eólica El Arrayán

Para apreciar mejor la dependencia del valor de capacidad de la correlación entre la demanda y la potencia de la central, los valores mostrados en la tabla 5.8 se representan en las figuras 5.33 y 5.34, valores en *pu* y valor absoluto, respectivamente.

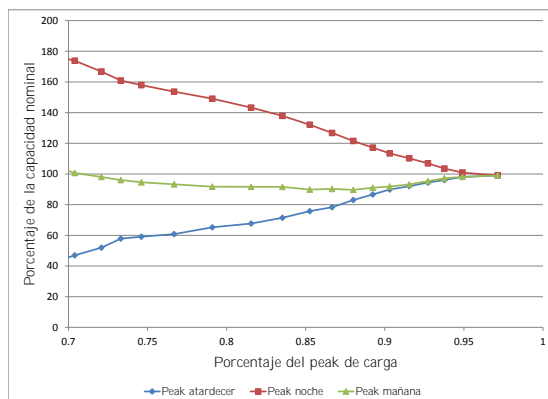


Figura 5.32. Correlación entre la carga y el viento (Central El Arrayán) basado en vigiles

Potencia [MW]	Tipo de correlación	$LOLE_{OP}$ [hrs/año]	Valor de capacidad [MW]	Valor de capacidad [pu]
50	Peak atardecer	419,26	18	0,36
100	Peak atardecer	401,6	40	0,4
200	Peak atardecer	401,66	40	0,2
300	Peak atardecer	395,98	70	0,233
50	Peak mañana	418,96	18	0,36
100	Peak mañana	406,02	37	0,37
200	Peak mañana	394,8	70	0,35
300	Peak mañana	400,07	65	0,217
50	Peak noche	419,22	18	0,36
100	Peak noche	415,36	23	0,23
200	Peak noche	407,74	36	0,18
300	Peak noche	414,16	22	0,073

Tabla 5.8: Valor de capacidad planta eólica “El Arrayán” para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica

En la figura 5.33 se puede apreciar que, para bajos niveles de potencia eólica (50MW), la correlación entre la demanda y la potencia eólica no es tan relevante en el valor de capacidad; sin embargo, esta situación cambia al aumentar la potencia eólica. Además, se observa que los valores de capacidad más elevados (alrededor del 35 %) se obtienen para potencias eólicas relativamente bajas (entre 50 y 100MW). El valor de capacidad más bajo (7,3 %) corresponde a la potencia máxima de generación eólica (300MW) y correlación peak noche. En términos de valor absoluto, los mayores valores de capacidad se obtienen a partir de los 200MW de potencia eólica y correlación peak atardecer, tal como se muestra en la figura 5.34. Los valores de capacidad para mayor potencia bajan por mantenerse el requerimiento de reserva en giro constante, y porque la correlación peak noche hace la demanda neta (demanda-generación eólica) menos plana, lo que causa algunos problemas de operación con el actual parque generador (producto de rampas y encendidos/apagados de centrales térmicas).

Al obtener el promedio del valor de capacidad, considerando todos los casos mencionados anteriormente, se obtiene un valor de 28,3 %. Al comparar este valor con los de las tablas 2.1 y 2.2 se observa que se alcanzan valores similares. Por ejemplo, en EEUU el MN/DOC/Xcel utiliza el método ELCC para obtener el valor de capacidad y consideran un valor entre 26 % y 34 %, y en Dinamarca utilizan valores entre 20 % y 30 %.

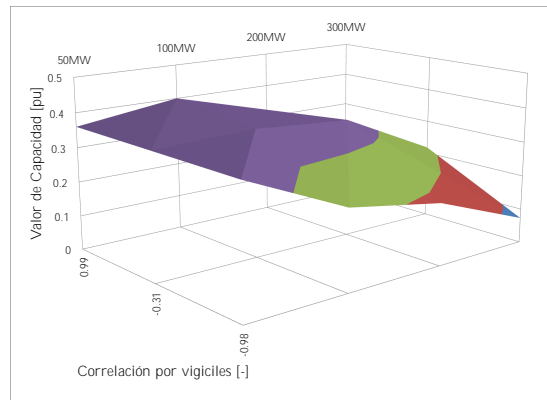


Figura 5.33. Valor de Capacidad, “El Arrayán”

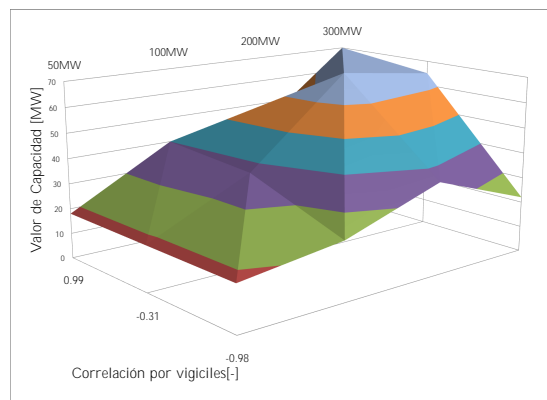


Figura 5.34. Valor de Capacidad, “El Arrayán”, valor absoluto

5.5.1.c. Valor de capacidad central eólica Lebu Sur

En esta sección se estima el valor de capacidad de la central eólica Lebu Sur para un conjunto de perfiles eólicos sintéticos con distinta correlación con la demanda. En la figura 5.35 se muestra el gráfico Boxplot horario de la demanda, mientras que en las figuras 5.36, 5.37 y 5.38 se muestran los gráficos Boxplot horarios de la generación de la central Lebu Sur, los cuales corresponden a la correlación peak atardecer, peak mañana y peak noche, respectivamente. Mediante una inspección visual de estas figuras, se puede ver que con correlación peak atardecer, la generación eólica máxima ocurre en las mismas horas en las cuales la demanda es máxima, mientras que con correlación peak noche, la generación eólica máxima ocurre cuando la demanda es mínima. Esta información se puede comprobar analíticamente mediante los índices mostrados en la tabla 5.9 y a través de la figura 5.39. Se obtiene el valor de capacidad de los mismos casos que en la sección anterior. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 5.10.

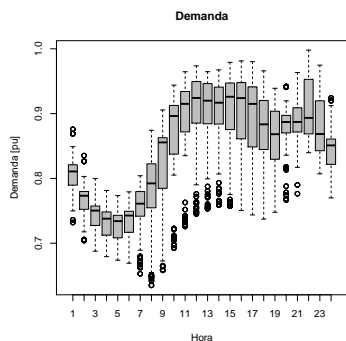


Figura 5.35. *Boxplot horario, demanda 2019.*

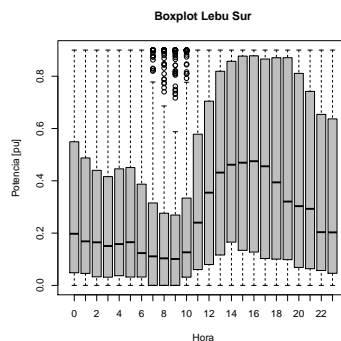


Figura 5.36. *Boxplot horario de potencia central Lebu Sur, correlación peak atardecer*

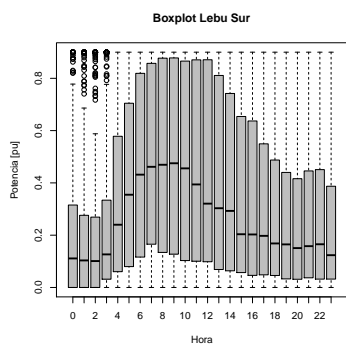


Figura 5.37. *Boxplot horario de potencia central Lebu Sur, correlación peak mañana*

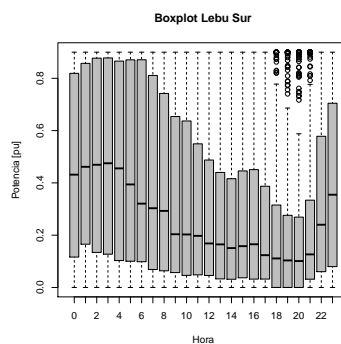


Figura 5.38. *Boxplot horario de potencia central Lebu Sur, correlación peak noche*

Correlación	Factor de capacidad [%]	Coeficiente de correlación entre la generación eólica y la demanda	
		Datos Horarios	Datos agrupados por vigiles
Peak atardecer	34	0.16	0.99
Peak mañana	34	0.02	-0.63
Peak noche	34	-0.2	-0.99

Tabla 5.9: Características de la planta eólica Lebu Sur

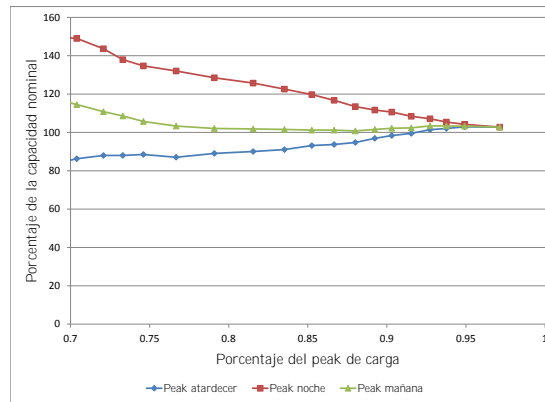


Figura 5.39. Correlación entre la carga y el viento (Central Lebu Sur) basado en vigiles

Potencia [MW]	Tipo de correlación	$LOLE_{OP}$ [hrs/año]	Valor de capacidad [MW]	Valor de capacidad [pu]
50	Peak atardecer	430,54	5	0,1
100	Peak atardecer	422,26	28	0,28
200	Peak atardecer	421,5	30	0,15
300	Peak atardecer	421,2	30	0,1
50	Peak mañana	424,1	17	0,34
100	Peak mañana	425,5	15	0,15
200	Peak mañana	426,82	13	0,065
300	Peak mañana	425,04	16	0,053
50	Peak noche	426,1	13	0,26
100	Peak noche	426,94	10	0,1
200	Peak noche	427,42	10	0,05
300	Peak noche	425,36	15	0,05

Tabla 5.10: Valor de capacidad planta eólica "Lebu Sur" para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica

Para apreciar mejor la dependencia en el valor de capacidad de la correlación y de la potencia de la central, los valores mostrados en la tabla 5.10 se representan en las figuras 5.40 y 5.41, valores en *pu* y valor absoluto, respectivamente.

A partir de estas figuras, se puede apreciar que para esta central sólo se obtiene un valor de capacidad alto para la correlación peak atardecer, alcanzándose valores cercanos

al 30 % para los valores bajos de potencia eólica, y valores cercanos al 5 % para valores altos (mayores a 200MW).

Al obtener el promedio del valor de capacidad, considerando todos los casos mencionados anteriormente, se obtiene un valor de 13,5 %. Al comparar este valor con los de las tablas 2.1 y 2.2 se observa que es un poco menor al utilizado por la mayoría de los operadores, aunque, algunos también utilizan valores bajos. Es el caso de Xcel en EEUU que utiliza un valor de un 10 % y el de España donde utilizan un valor de 10 % para bajos niveles de penetración.

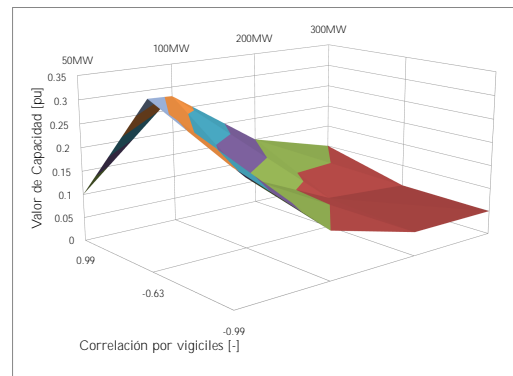


Figura 5.40. Valor de Capacidad, “Lebu Sur”

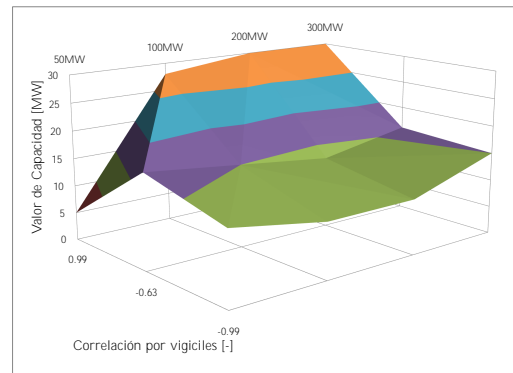


Figura 5.41. Valor de Capacidad, “Lebu Sur”, valor absoluto

5.5.1.d. Valor de capacidad central eólica Cabo Leones

En esta sección se estima el valor de capacidad de la central eólica Cabo Leones. En la figura 5.42 se muestra el gráfico Boxplot horario de la demanda, mientras que en las figuras 5.43, 5.44 y 5.45 se muestran los gráficos Boxplot horarios de la generación de la central Cabo Leones, los cuales corresponden a la correlación peak atardecer, peak mañana y peak noche, respectivamente. En la tabla 5.9 se presentan los índices de correlación entre ambas variables, mientras que en la figura 5.39 se presenta gráficamente la correlación entre la carga y la generación eólica por vigiles.

Se analizan los mismos casos que en la sección anterior, los resultados obtenidos se presentan en la tabla 5.12.

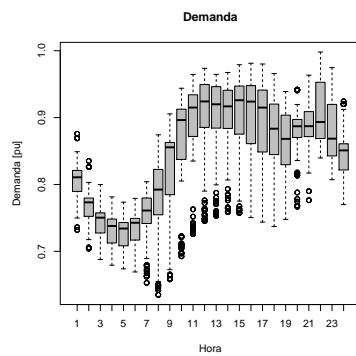


Figura 5.42. *Boxplot horario, demanda 2019.*

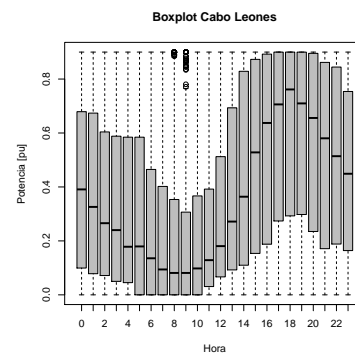


Figura 5.43. *Boxplot horario de potencia central Cabo Leones, correlación peak atardecer*

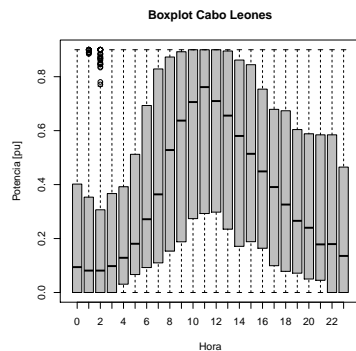


Figura 5.44. *Boxplot horario de potencia central Cabo Leones, correlación peak mañana*

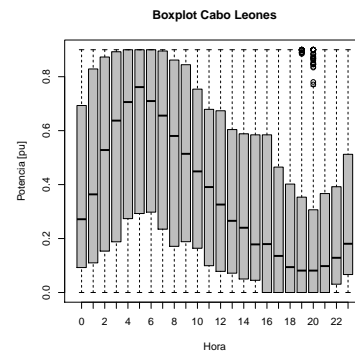


Figura 5.45. *Boxplot horario de potencia central Cabo Leones, correlación peak noche*

Correlación	Factor de capacidad [%]	Coeficiente de correlación entre la generación eólica y la demanda	
		Datos Horarios	Datos agrupados por vigiles
Peak atardecer	40	0.11	0.98
Peak mañana	40	0.17	0.86
Peak noche	40	-0.26	-0.99

Tabla 5.11: Características de la planta eólica Cabo Leones

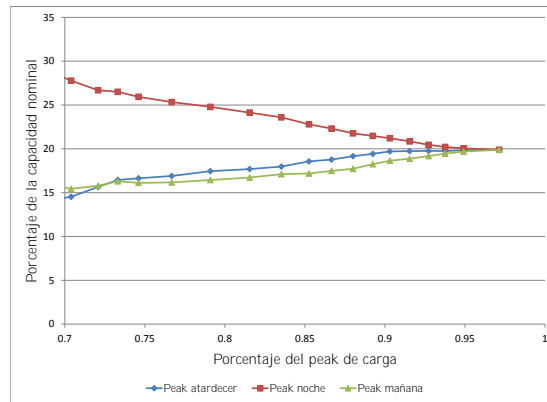


Figura 5.46. Correlación entre la carga y el viento (Central Cabo Leones) basado en vigiles

Potencia [MW]	Tipo de correlación	$LOLE_{OP}$ [hrs/año]	Valor de capacidad [MW]	Valor de capacidad [pu]
50	Peak atardecer	415,94	25	0,5
100	Peak atardecer	406,58	62	0,62
200	Peak atardecer	398,34	82	0,41
300	Peak atardecer	394,48	86	0,287
50	Peak mañana	421,68	15	0,3
100	Peak mañana	412,16	28	0,28
200	Peak mañana	399,28	82	0,405
300	Peak mañana	406,36	62	0,207
50	Peak noche	424,58	10	0,2
100	Peak noche	411,64	28	0,28
200	Peak noche	411,92	29	0,145
300	Peak noche	410,54	30	0,1

Tabla 5.12: Valor de capacidad planta eólica “Cabo Leones” para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica

Para apreciar mejor la dependencia en el valor de capacidad de la correlación y de la potencia de la central, los valores mostrados en la tabla 5.12 se representan en las figuras 5.47 y 5.48, valores en pu y valor absoluto, respectivamente.

En la figura 5.47 se puede apreciar que el valor de capacidad, en pu , alcanza su valor máximo para una potencia de $100MW$ y una correlación peak atardecer, mientras que

el valor mínimo se obtiene para una potencia de 300MW y correlación peak noche. Se observa que con esta central se obtiene el máximo valor de capacidad, el cual alcanza un valor de 62% , este se alcanza con una potencia de la central igual a 100MW y con correlación peak atardecer. En términos de valor absoluto, una planta eólica instalada de 200MW o 300MW tiene el mismo valor de capacidad, tal como se puede observar en la figura 5.48.

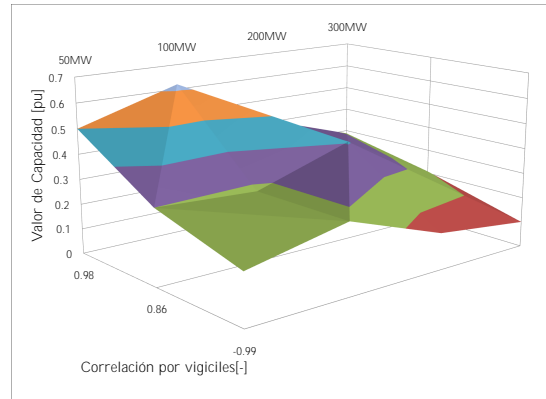


Figura 5.47. Valor de Capacidad, “Cabo Leones”

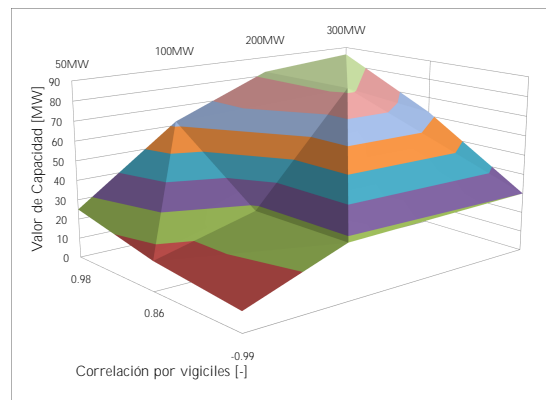


Figura 5.48. Valor de Capacidad, “Cabo Leones”, valor absoluto

En este caso se aprecia claramente la dependencia entre la correlación y la potencia del parque en el valor de capacidad. El parque que se instalará debería, por tanto, tener correlación positiva entre la velocidad del viento y la demanda (correlación peak atardecer), y poseer una potencia entre 50 y 200MW , para que se optimice el valor de capacidad.

Al obtener el promedio del valor de capacidad, considerando todos los casos mencionados, se obtiene un valor de 31,1 %. Al comparar este valor con los de las tablas 2.1 y 2.2 se observa que está en el rango de los valores de capacidad utilizados por operadores importantes, entre ellos, MN/DOC/Xcel y PGE en EEUU y Portugal e Inglaterra en la UE.

5.5.2. Método sugerido por el IEEE

En esta sección se utiliza el método sugerido por el IEEE¹² [34] para estimar el valor de capacidad de los mismos casos analizados en la sección anterior. Se utilizan los mismos perfiles de demanda y de generación eólica.

5.5.2.a. Valor de capacidad central eólica El Arrayán

En la tabla 5.13 se presentan los resultados obtenidos para la central eólica “El Arrayán”. Los valores de esta tabla se presentan graficados en las figuras 5.49 y 5.50, valores en pu y valor absoluto, respectivamente.

Potencia [MW]	Tipo de correlación	LOLE [hrs/año]	Valor de capacidad [MW]	Valor de capacidad [pu]
50	Peak atardecer	2.9404	19	0.38
100	Peak atardecer	2.6436	36.2	0.36
200	Peak atardecer	2.2063	65.4	0.33
300	Peak atardecer	1.9124	88.7	0.30
50	Peak mañana	2.9463	18.7	0.37
100	Peak mañana	2.652	35.6	0.36
200	Peak mañana	2.2139	64.6	0.32
300	Peak mañana	1.9156	88	0.29
50	Peak noche	3.1156	9.7	0.19
100	Peak noche	2.9511	18.4	0.18
200	Peak noche	2.6862	33.5	0.17
300	Peak noche	2.4843	46.1	0.15

Tabla 5.13: Valor de capacidad planta eólica “El Arrayán”, para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica, a través del método propuesto por el IEEE.

5.5.2.b. Valor de capacidad central eólica Lebu Sur

En la tabla 5.14 se presentan los resultados obtenidos para la central eólica “Lebu Sur”. Los valores de esta tabla se presentan graficados en las figuras 5.51 y 5.52, valores en pu y valor absoluto, respectivamente.

¹²Este método se explica en la sección 3.3.5.a

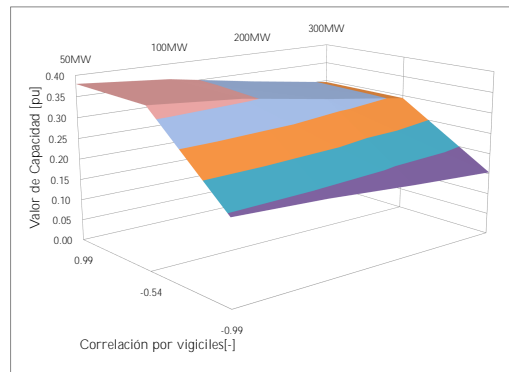


Figura 5.49. Valor de Capacidad, “El Arrayán”, método IEEE.

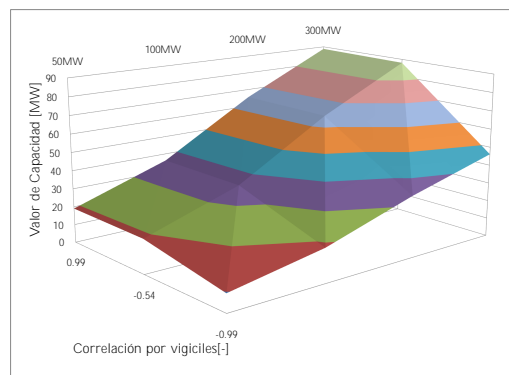


Figura 5.50. Valor de Capacidad, “El Arrayán”, valor absoluto, método IEEE.

Potencia [MW]	Tipo de correlación	LOLE [hrs/año]	Valor de capacidad [MW]	Valor de capacidad [pu]
50	Peak atardecer	2.986	16.5	0.33
100	Peak atardecer	2.7226	31.5	0.32
200	Peak atardecer	2.3268	56.9	0.28
300	Peak atardecer	2.0528	77.4	0.26
50	Peak mañana	3.3078	15.5	0.31
100	Peak mañana	2.7557	29.5	0.30
200	Peak mañana	2.3734	53.6	0.27
300	Peak mañana	2.103	73.2	0.24
50	Peak noche	3.0652	12.3	0.25
100	Peak noche	2.8604	23.5	0.24
200	Peak noche	2.5371	42.8	0.21
300	Peak noche	2.2979	58.8	0.20

Tabla 5.14: Valor de capacidad planta eólica “Lebu Sur”, para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica, a través del método propuesto por el IEEE.

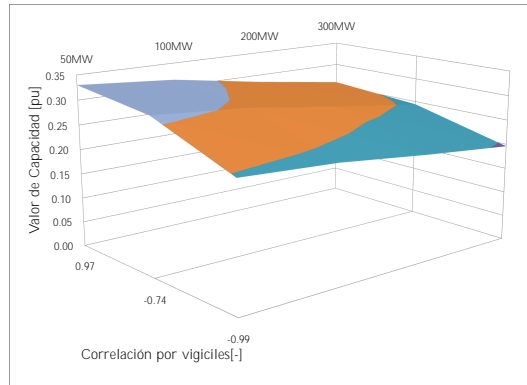


Figura 5.51. Valor de Capacidad, “Lebu Sur”, método IEEE.

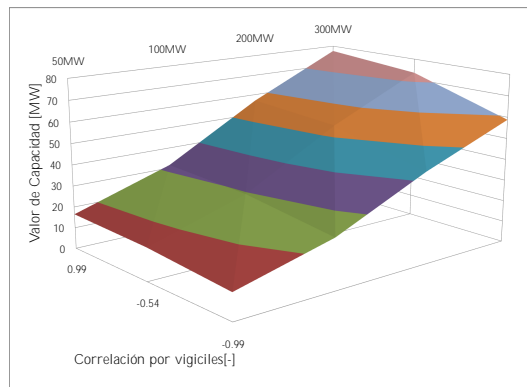


Figura 5.52. Valor de Capacidad, “Lebu Sur”, valor absoluto, método IEEE.

5.5.2.c. Valor de capacidad central eólica Cabo Leones

En la tabla 5.15 se presentan los resultados obtenidos para la central eólica “Cabo Leones”. Los valores de esta tabla se presentan graficados en las figuras 5.53 y 5.54, valores en pu y valor absoluto, respectivamente.

Obs. : Los tres casos analizados tienen comportamientos similares, esto se debe a que no se consideran restricciones operacionales; específicamente de transmisión y de las unidades térmicas. Aquí afecta principalmente el factor de capacidad (los tres casos tienen factores de capacidad similares) y la correlación entre la carga y la generación eólica. En términos de pu, el máximo valor de capacidad se obtiene con correlación positiva y baja potencia instalada. Mientras que en términos de valor absoluto, el valor

máximo de capacidad se obtiene para las altas potencias instaladas y correlación positiva.

El valor de capacidad, en términos de pu, disminuye levemente a medida que aumenta la potencia instalada. Se observa una mayor dependencia del valor de capacidad, de acuerdo a la correlación entre la carga y la generación eólica.

Potencia [MW]	Tipo de correlación	LOLE [hrs/año]	Valor de capacidad [MW]	Valor de capacidad [pu]
50	Peak atardecer	2.926	19.7	0.39
100	Peak atardecer	2.615	37.8	0.38
200	Peak atardecer	2.149	69.4	0.35
300	Peak atardecer	1.829	95.4	0.32
50	Peak mañana	2.868	23	0.46
100	Peak mañana	2.512	44	0.44
200	Peak mañana	1.988	81.7	0.41
300	Peak mañana	1.638	112.9	0.38
50	Peak noche	2.992	16.2	0.32
100	Peak noche	2.731	30.9	0.31
200	Peak noche	2.332	56.1	0.28
300	Peak noche	2.052	76.7	0.26

Tabla 5.15: Valor de capacidad planta eólica “Cabo Leones”, para diferentes tipos de correlación entre la carga y la generación eólica, a través del método propuesto por el IEEE.

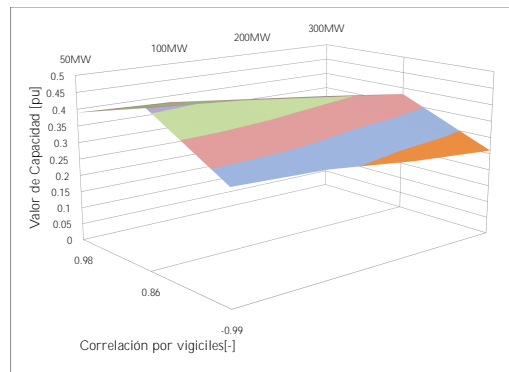


Figura 5.53. Valor de Capacidad, “Cabo Leones”, método IEEE.

5.5.3. Comparación de ambos métodos

Como se pudo ver en las secciones anteriores, las horas al año en las que habrá energía no servida (*LOLE*), varía fuertemente según el método empleado. Con el método operacional propuesto, se obtiene cerca de cien veces más energía no servida, en comparación con el método sugerido por el IEEE. Esto se debe a un conjunto de factores:

1. El *LOLE* tradicional considera toda la generación disponible, sin considerar restricciones de transmisión.

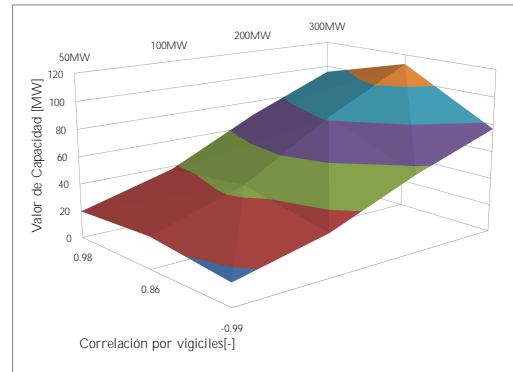


Figura 5.54. Valor de Capacidad, “Cabo Leones”, valor absoluto, método IEEE.

2. El $LOLE_{OP}$ considera restricciones operacionales tales como congestión de transmisión y rampas y tiempos de encendido/apagado de unidades térmicas.
3. El $LOLE_{OP}$ considera instancias de energía no servida que ocurren en cualquier parte del sistema, mientras el $LOLE$ tradicional solo evalúa la probabilidad que la capacidad disponible (para todo el sistema) sea inferior a la demanda total.

En las tablas 5.16, 5.17 y 5.18 se presentan los valores de capacidad obtenidos por el método operacional propuesto y por el método sugerido por el IEEE de las centrales eólicas El Arrayán, Lebu Sur y Cabo Leones, respectivamente. En ellas se puede apreciar que para bajas potencias ambos métodos entregan resultados bastantes similares. Luego, al aumentar la potencia, se comienzan a ver diferencias entre ambos métodos, obteniéndose mejores resultados con el método del IEEE, tal como se puede observar en la figura 5.55. Esto se debe, principalmente, a que este método no capta las restricciones de transmisión, ni tampoco la variabilidad que introducen las centrales eólicas al sistema.

Con el método del IEEE no se logra capturar el efecto del lugar de conexión de las centrales, con lo cual los resultados obtenidos para los tres casos son bastantes similares. No así con el método operacional propuesto, donde si se captan los efectos del nodo de conexión de las centrales. Por ejemplo, con la central Lebu Sur, se obtienen diferencias importantes en el valor de capacidad con ambos métodos. Esto es, como se vió anteriormente, porque en el lugar en donde se conecta dicha central, las líneas de transmisión se encuentran saturadas.

Por lo visto anteriormente, el método operacional propuesto resulta más exacto a la hora de obtener el valor de capacidad de centrales eólicas, debido a que se consideran restricciones operacionales, con lo cual los resultados se deberían acercar más a la realidad. A pesar de esto, ambos métodos captan la correlación entre la carga y la generación eólica, y sirven para determinar el valor de capacidad. El método del IEEE es más simple, y se pueden obtener resultados en un tiempo corto (algunos minutos),

mientras que con el método propuesto, se necesitan varias horas de simulación para obtener resultados (Cerca de 5hrs por cada simulación).

Potencia [MW]	Tipo de correlación	Valor de capacidad [MW]		Valor de capacidad [pu]	
		IEEE	Operacional	IEEE	Operacional
50	Peak atardecer	19	18	0.38	0.36
100	Peak atardecer	36.2	40	0.36	0.4
200	Peak atardecer	65.4	40	0.33	0.2
300	Peak atardecer	88.7	70	0.30	0.233
50	Peak mañana	18.7	18	0.37	0.36
100	Peak mañana	35.6	37	0.36	0.37
200	Peak mañana	64.6	70	0.32	0.35
300	Peak mañana	88	65	0.29	0.217
50	Peak noche	9.7	18	0.19	0.36
100	Peak noche	18.4	23	0.18	0.23
200	Peak noche	33.5	36	0.17	0.18
300	Peak noche	46.1	22	0.15	0.073

Tabla 5.16: Valor de capacidad central “El Arrayán” usando el método operacional y el IEEE

Potencia [MW]	Tipo de correlación	Valor de capacidad [MW]		Valor de capacidad [pu]	
		IEEE	Operacional	IEEE	Operacional
50	Peak atardecer	16.5	5	0.33	0.1
100	Peak atardecer	31.5	28	0.32	0.28
200	Peak atardecer	56.9	30	0.28	0.15
300	Peak atardecer	77.4	30	0.26	0.1
50	Peak mañana	15.5	17	0.31	0.34
100	Peak mañana	29.5	15	0.30	0.15
200	Peak mañana	53.6	13	0.27	0.065
300	Peak mañana	73.2	16	0.24	0.053
50	Peak noche	12.3	13	0.25	0.26
100	Peak noche	23.5	10	0.24	0.1
200	Peak noche	42.8	10	0.21	0.05
300	Peak noche	58.8	15	0.20	0.05

Tabla 5.17: Valor de capacidad central “Lebu Sur” usando el método operacional y el IEEE

Potencia [MW]	Tipo de correlación	Valor de capacidad [MW]		Valor de capacidad [pu]	
		IEEE	Operacional	IEEE	Operacional
50	Peak atardecer	19.7	25	0.39	0.5
100	Peak atardecer	37.8	62	0.38	0.62
200	Peak atardecer	69.4	82	0.35	0.41
300	Peak atardecer	95.4	86	0.32	0.287
50	Peak mañana	23	15	0.46	0.3
100	Peak mañana	44	28	0.44	0.28
200	Peak mañana	81.7	82	0.41	0.405
300	Peak mañana	112.9	62	0.38	0.207
50	Peak noche	16.2	10	0.32	0.2
100	Peak noche	30.9	28	0.31	0.28
200	Peak noche	56.1	29	0.28	0.145
300	Peak noche	76.7	30	0.26	0.1

Tabla 5.18: Valor de capacidad central “Cabo Leones” usando el método operacional y el IEEE

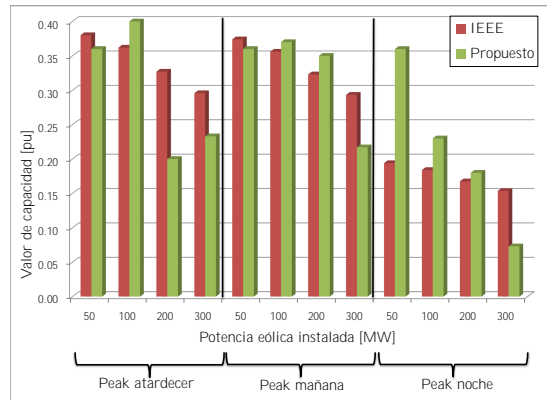


Figura 5.55. Valor de capacidad central “El Arrayán” usando el método operacional y el IEEE

Conclusiones parciales

A partir de los tres casos analizados, se pudo observar que se optimiza el valor de capacidad en por unidad de las plantas eólicas si la potencia instalada es menor de 200MW. Además, a mayor correlación entre la carga y la generación eólica se obtiene mejor valor de capacidad. Por ejemplo, en la central El Arrayán se obtuvo un valor de capacidad de 7% con una potencia de 300MW y correlación negativa, mientras que para una potencia de 100MW y correlación positiva, se obtuvo un valor de capacidad de 35%.

En las zonas analizadas, correspondientes al SIC, la correlación es positiva, por lo que las nuevas plantas eólicas tendrían un valor de capacidad relativamente alto. No obstante, se debe analizar cada caso en particular, ya que el valor de capacidad también depende del nodo de conexión. Así pudo apreciarse con la central Lebu Sur, pese a tener una correlación entre la velocidad del viento y la demanda similar a los otros dos casos, el valor de capacidad es significativamente menor. También se debe tener presente que a mayor potencia eólica se intensifica la relación existente entre la correlación positiva y el valor de capacidad.

5.6. Diferentes hidrologías

Debido a que 46% de la potencia en el SIC es hidro, es importante analizar el impacto de diversas condiciones hidrológicas en la suficiencia energética del sistema. Primero se analiza la influencia de la incorporación de las líneas adicionales frente a las diferentes hidrologías. Posteriormente, con el sistema de transmisión actualizado, se analiza la suficiencia del sistema frente a hidrología húmeda y seca, y por último se analiza el impacto de la generación eólica frente a los diferentes casos hidrológicos.

5.6.1. Impacto de la incorporación de nuevas líneas en el sistema de transmisión

Las nuevas líneas que se incorporan al sistema de transmisión son las que se mencionaron en la sección 5.1.

Se realiza el análisis de suficiencia considerando la demanda correspondiente al año 2019, y frente a tres años hidrológicos diferentes, los cuales se describen a continuación:

HH: Hidrología húmeda y corresponde al año hidrológico 1982-1983.

HM: Hidrología media y corresponde al año hidrológico 2005-2006.

HS: Hidrología seca y corresponde al año hidrológico 2009-2010.

En el anexo C.6 se puede ver más información acerca de las hidrologías utilizadas.

Primero se obtiene la curva de $LOLP_{OP}$ considerando el sistema de transmisión actual para las tres hidrologías. Posteriormente se incorporan las líneas al sistema de transmisión, y se analiza nuevamente la curva de $LOLP_{OP}$ para las diferentes hidrologías. En la figura 5.56¹³ se presenta la curva de $LOLP_{OP}$ de las tres hidrologías, con y sin considerar la incorporación de las nuevas líneas al sistema de transmisión. Debido a que son varias curvas, no se logra apreciar el impacto de las nuevas líneas; pero en las figuras 5.57, 5.58 y 5.59, se presentan las curvas de $LOLP_{OP}$ con y sin considerar las nuevas líneas para hidrología húmeda, hidrología media e hidrología seca, respectivamente.

A través de las figuras 5.57, 5.58 y 5.59 se observa que la incorporación de las nuevas líneas al sistema de transmisión aporta más en la suficiencia frente a un año seco. La causa es que, en un año seco, las centrales hidráulicas poseen menos capacidad de generar, y las centrales térmicas están en condiciones de generar cerca de su máximo, pero no lo pueden hacer debido a las restricciones en las líneas de transmisión. Esto provoca que, con el sistema de transmisión actual y en un año seco, haya gran cantidad de energía no servida. Al incorporar las nuevas líneas, esta situación mejora bastante, incluso hay menor energía no servida en años secos que en años húmedos, situación que parece un poco contradictoria. Esto se analiza en la sección 5.6.2.

En una hidrología húmeda, con el sistema de transmisión actual, no se produce tanta

¹³En las figuras 5.56-5.59 STA significa Sistema de Transmisión Actualizado

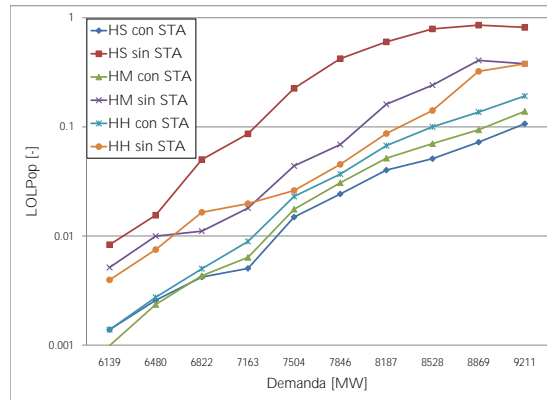


Figura 5.56. *Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión frente a las diferentes hidrológicas*

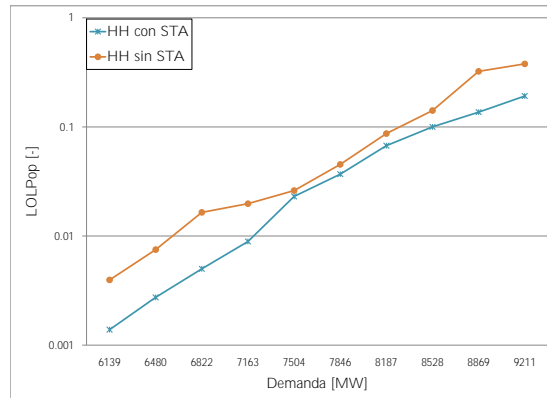


Figura 5.57. *Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión, hidrológica húmeda*

energía no servida. La razón estriba en que las centrales hidráulicas tienen gran capacidad de generación, y a que, además, se cuenta con las centrales térmicas cerca de los centros de consumo, por lo que el sistema de transmisión no es tan crítico. Al incorporar las nuevas líneas la energía no servida disminuye, pero no tanto. Esta situación se analiza en la sección 5.6.2.

En las siguientes secciones se trabaja con el sistema de transmisión actualizado.

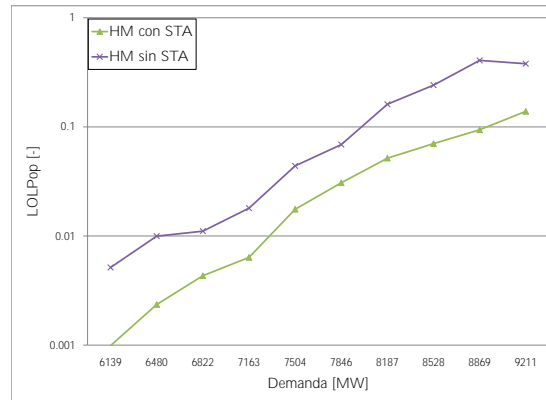


Figura 5.58. Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión, hidrología media

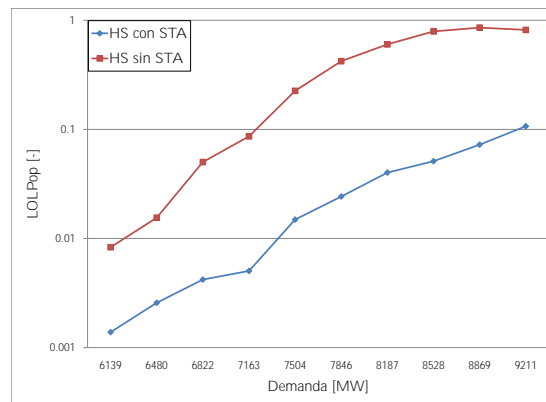


Figura 5.59. Influencia de la incorporación de las nuevas líneas en el sistema de transmisión, hidrología seca

5.6.2. Análisis de la suficiencia frente a diferentes hidrologías

En esta sección se intentará clarificar lo que a simple vista parece una contradicción: “En año seco hay menor energía no servida”. Con ese fin se analizará el caso con hidrología seca e hidrología húmeda.

Para comenzar se estudia el $LOEE_{OP}$ y los costos del sistema, figura 5.60. En ella se puede apreciar que, si bien en hidrología húmeda existe mayor energía no servida, los costos de operación son muy inferiores con respecto a los costos de operación de una

hidrología seca. En hidrología húmeda, los costos de operación son inferiores debido a que las centrales hidráulicas tienen mayor capacidad de generación, por lo que las centrales térmicas generan menos. Al utilizarse menos generación térmica, estas centrales, en especial las diesel, se mantienen apagadas en varios periodos, por lo que disminuye la reserva del sistema. Considérese, además, que las centrales hidráulicas generan más tiempo cerca de su máximo técnico, por lo que, cuando se produce una salida forzada de estas unidades, afecta fuertemente al sistema. Es decir, hay dos factores clave que provocan que en hidrología húmeda haya mayor energía no servida: uno, existe menos reserva en el sistema porque hay unidades térmicas que están apagadas, y dos, como las centrales hidroeléctricas generan a mayor potencia la salida de una de ellas tiene mayor potencial de producir energía no servida en el sistema.

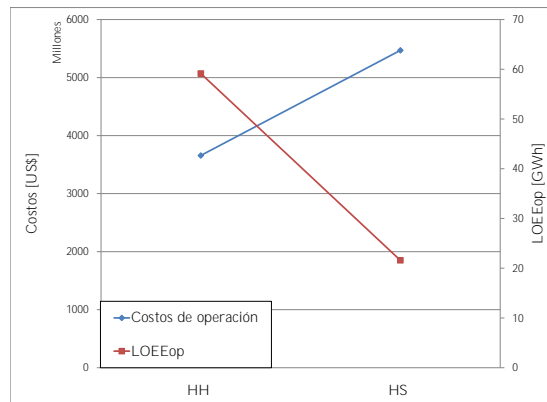


Figura 5.60. Comparación de los costos y el $LOEE_{OP}$ frente a hidrología húmeda e hidrología seca

En la figura 5.61 se presenta la generación anual de los diferentes tipos de centrales frente a hidrología húmeda e hidrología seca. En las mismas se puede apreciar que en hidrología húmeda las centrales hidroeléctricas (las de embalse y pasada) generan más. Mientras que en hidrología seca, las centrales diesel son las que aportan con el déficit de generación producido por las centrales hidroeléctricas. Las centrales a carbón, GNL, otras térmicas (biomasa y desechos forestales) y eólicas, al tener costos de operación bajos (en algunos casos cero), no se ven afectadas mayormente por el año hidrológico.

En el anexo F se presenta la generación anual de cada central para hidrologías húmeda y seca.

En la tabla 5.19 se muestra una comparación de parámetros frente a hidrología húmeda e hidrología seca. De la misma se puede apreciar que:

- Los costos de operación en hidrología húmeda son cerca de un 35% menor con respecto a una hidrología seca.

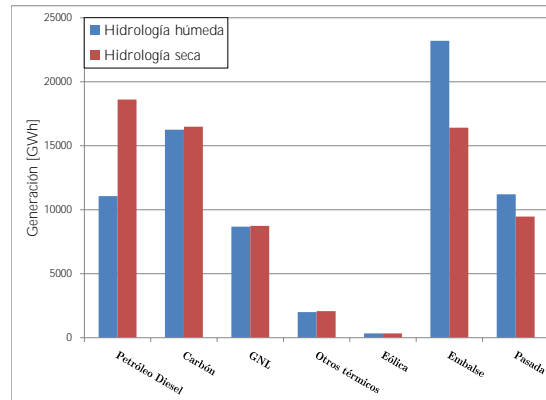


Figura 5.61. Comparación de la generación anual de los diferentes tipos de centrales frente a hidrología húmeda y seca

- En hidrología húmeda existe mayor generación, debido a que las centrales hidroeléctricas generan más, y por lo general se encuentran en zonas lejanas a los centros de consumo, entonces hay más pérdidas en las líneas de transmisión.
- Con respecto a la reserva, en ambas hidrologías existe el mismo suministro, 3503GWh , valor que corresponde a 400MW (reserva requerida) multiplicada por la cantidad de horas del año (8760). En cambio, con respecto a la disponible, se puede apreciar que en hidrología seca existe cerca de un 50% más de reserva, esto es por lo que se había anticipado, y por lo que se pudo ver en la figura 5.61; en hidrología seca están generando la mayoría de los generadores Diesel, que son los que aportan principalmente a la reserva. Los generadores a carbón y GNL operan cerca del máximo, por lo que no es mucho su aporte.

En la figura 5.62 se puede comprobar lo comentado, en hidrología seca existe mayor reserva en giro disponible en el sistema.

Parámetro		HH	HS	Unidad
Sistema	Costos de operación	3657	5469	MUS\$
	$LOEE_{OP}$	59.15	21.6	GWh
	Generación	72747	72127	GWh
	Carga	69200	69200	GWh
Reserva	Suministrada	3503	3503	GWh
	Disponible	12770	18421	GWh

Tabla 5.19: Comparación de parámetros frente a hidrologías húmeda y seca

A continuación el problema se resuelve, nuevamente, con hidrología húmeda y seca, pero esta vez se considera una restricción de reserva en giro de 2000MW . Los datos más importantes obtenidos se presentan en la tabla 5.20 y en la figura 5.63.

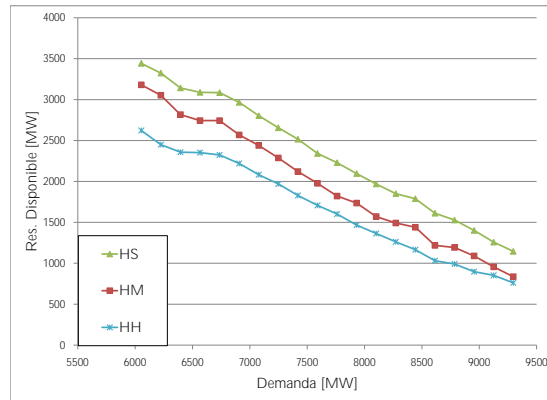


Figura 5.62. Reserva en giro disponible en función de la demanda, diferentes hidrologías, restricción de reserva en giro de 400MW

En la tabla 5.20 se puede observar que ante una restricción de reserva en giro de 2000MW los costos de operación en hidrología húmeda aumentan en 7% con respecto a una restricción de reserva en giro de 400MW, mientras que el $LOEE_{OP}$ disminuye 70%. En hidrología seca, ante una restricción de reserva en giro de 2000MW, los costos de operación aumentan 1,2% con respecto a una restricción de reserva en giro de 400MW, mientras que el $LOEE_{OP}$ disminuye 19%. Al aumentar el requerimiento de reserva del sistema, en hidrología seca, se observan menos cambios debido a que el sistema de por sí ya estaba operando con una reserva más alta de la exigida, tal como se aprecia en la figura 5.63.

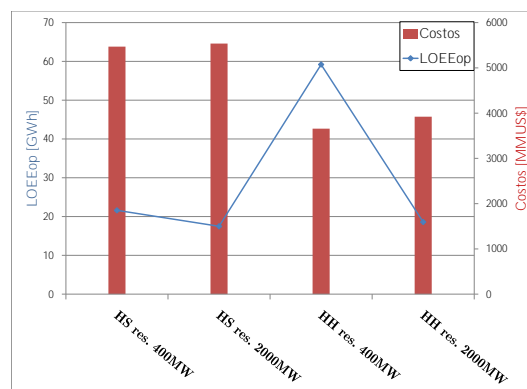


Figura 5.63. Comparación de parámetros frente a hidrologías húmeda y seca

Caso	Sistema		Reserva
	Costos [MMUS\$]	LOEE _{OP} [GWh]	Disponible [GWh]
HS res. 400MW	5469.1	21.6	18421
HH res. 400MW	3656.8	59.2	12770
HS res. 2000MW	5536.1	17.49	20531
HH res. 2000MW	3921.4	18.6	18716

Tabla 5.20: Comparación de parámetros frente a hidrologías húmeda y seca

En la figura 5.64 se observa la reserva disponible en función de la demanda para las diferentes hidrologías, con una restricción de reserva del sistema de 2000MW . En la misma figura se puede apreciar que para altos niveles de demanda, con hidrología húmeda, existe mayor reserva disponible, lo que significa menor energía no servida. También se puede observar, que a pesar de tener una restricción de reserva de 2000MW , esta no se cumple para altos niveles de demanda, esto es posible porque se está considerando como una restricción blanda.

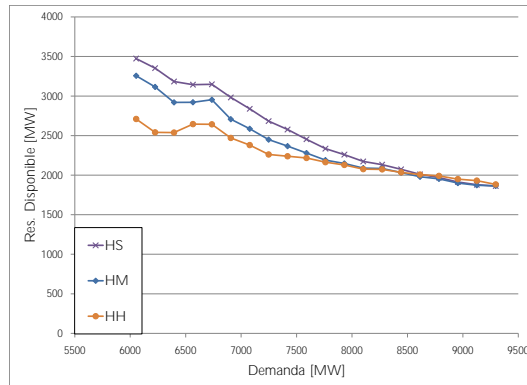


Figura 5.64. Reserva disponible en función de la demanda, diferentes hidrologías, restricción de reserva en giro de 2000MW

En la figura 5.65 se aprecia la energía no servida (USE) del sistema en función de la demanda para diferentes hidrologías y diferentes restricciones de reserva. En las figuras 5.66 y 5.67 se presentan las curvas de la energía no servida en función de la demanda para las diferentes hidrologías y para una restricción de reserva de 400MW y 2000MW , respectivamente. En la figura 5.66 se aprecia que existe una diferencia destacable en el USE del sistema dependiendo de la hidrología, al tiempo que en la figura 5.67 se nota que bajo las tres hidrologías se obtienen valores similares de energía no servida.

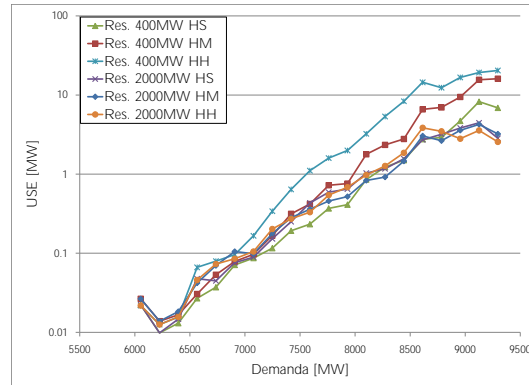


Figura 5.65. Energía no servida para diferente reserva e hidrológica

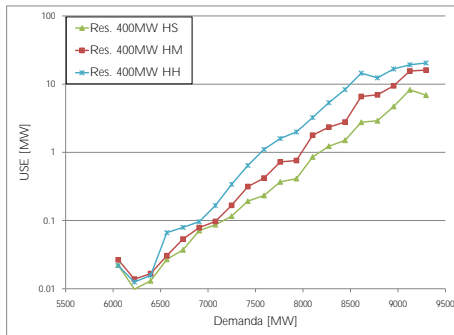


Figura 5.66. Energía no servida para diferente hidrológica, restricción de reserva en giro de 400MW

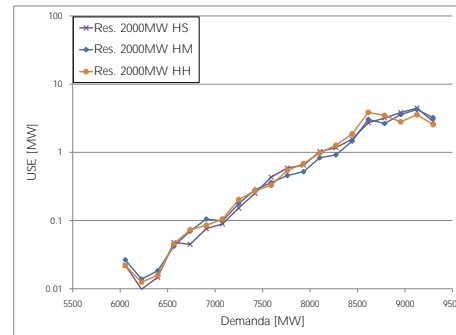


Figura 5.67. Energía no servida para diferente hidrológica, restricción de reserva en giro de 2000MW

En las figuras 5.68, 5.69 y 5.70 se presentan otras formas de ver la influencia de la reserva del sistema, en la energía no servida, frente a diferentes hidrológicas. Se analiza cada hidrológica por separado. Se observa que en hidrológica seca no hay mucha diferencia al aumentar la reserva del sistema, en cambio, en hidrológica húmeda sí se puede distinguir una disminución importante al aumentar la reserva del sistema.

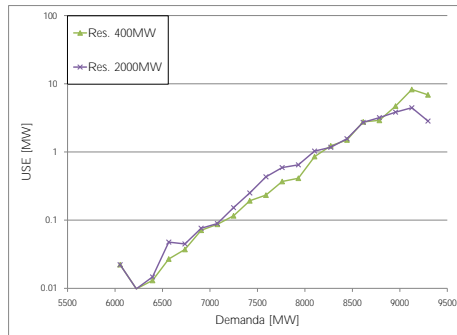


Figura 5.68. *Energía no servida bajo hidrología seca, restricción de reserva en giro de 400MW y 2000MW*

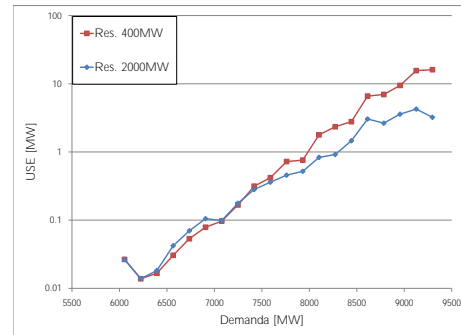


Figura 5.69. *Energía no servida bajo hidrología media, restricción de reserva en giro de 400MW y 2000MW*

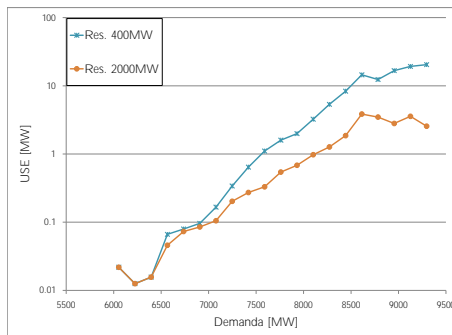


Figura 5.70. *Energía no servida bajo hidrología húmeda, restricción de reserva en giro de 400MW y 2000MW*

Conclusiones parciales

En un año hidrológico húmedo, los costos de operación del sistema son considerablemente más bajos con respecto a un año hidrológico seco. Sin embargo, la energía no servida podría aumentar. La situación cambia al imponer que el sistema tenga mayor reserva en giro, porque los costos de operación aumentan levemente, a la vez que la energía no servida disminuye de manera drástica. Se dilucidó lo que a simple vista parecía una contradicción. El hecho de que “con hidrología seca hay menor energía no servida.

En la sección siguiente se analiza el aporte de la generación eólica frente a diferentes años hidrológicos.

5.6.3. Aporte de la energía eólica frente a diferentes años hidrológicos

En la tabla 5.21¹⁴ se muestra el $LOEE_{OP}$ del sistema frente a diferentes niveles de generación eólica y diferentes años hidrológicos. Los datos de esta tabla se presentan en la figura 5.71. En la misma figura se puede apreciar que la energía eólica aporta más en la suficiencia del sistema en años hidrológicos secos, a pesar que con esta hidrología hay menor energía no servida. La principal razón de esto es porque con hidrología seca el sistema tiene mayor reserva, tal cómo se analizó en la sección 5.6.2. También se aprecia que, bajo hidrologías húmeda y media, la incorporación de algunas centrales eólicas provocan aumento en la energía no servida del sistema, esto es, como se vió en la sección anterior, porque existe menor reserva en giro disponible en el sistema, por lo que la variabilidad introducida por la generación eólica podría provocar un mayor aumento en la energía no servida. Mientras que en hidrología seca, la incorporación de todas las centrales eólicas ayudan a disminuir la energía no servida del sistema, aunque sea en un valor pequeño.

MW eólicos instalados	Centrales eólicas	$LOEE_{OP}[GWh]$		
		HH	HM	HS
0	Sin centrales eólicas	61.41	37.14	21.99
176	Centrales eólicas al 2011 (CE 2011)	59.13	34.86	21.64
276	CE 2011+ARR	55.01	34.43	19.36
376	CE 2011+ARR+LS	57.99	36.44	19.36
476	CE 2011+ARR+LS+TO	59.13	36.27	18.57
576	CE 2011+ARR+LS+TO+CL	56.68	34.34	17.78

Tabla 5.21: Aporte de la generación eólica en la suficiencia del sistema frente a diferentes hidrologías

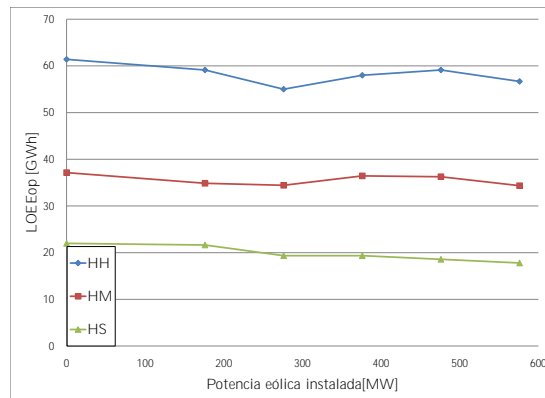


Figura 5.71. Aporte de la energía eólica en la suficiencia del sistema frente a diferentes hidrologías

¹⁴En la tabla 5.21 las siglas ARR, LS, TO y CL representan a las centrales eólicas El Arrayán, Lebu Sur, Talinay Oriente y Cabo Leones, respectivamente.

A continuación se analizan dos casos con diferentes niveles de generación eólica frente a hidrologías seca y húmeda. En el caso 1 se encuentran disponibles las centrales eólicas instaladas al 2011, y en el caso 2, además de las centrales eólicas instaladas al 2011, se incorporan: El Arrayán, Cabo Leones, Arauco, Talinay Oriente y Punta Colorada, cada una con una potencia instalada de $100MW$. En la tabla 5.22 se encuentran los valores obtenidos del $LOEE_{OP}$ y los costos de operación de ambos casos. A partir de esta tabla se realizan los siguientes análisis:

Variable	Caso 1		Caso 2		Unidad
	HS	HH	HS	HH	
$LOEE_{OP}$	21.6	59.2	12.42	50.24	GWh
Costos de operación	5469.1	3656.8	5083.6	3311.9	$MMUS\$$

Tabla 5.22: Aporte de la generación eólica en la suficiencia del sistema frente a hidrología húmeda y seca

- El $LOEE_{OP}$ en hidrología seca, al incorporar las centrales eólicas El Arrayán, Cabo Leones, Arauco, Talinay Oriente y Punta Colorada, disminuye un 42,5 %, mientras que en hidrología húmeda, al incorporar las mismas centrales, disminuye sólo un 15,14 %.
- El costo de operación del sistema con hidrología seca, al incorporar las centrales mencionadas, disminuye en 7,05 %, mientras que en hidrología húmeda disminuye un 9,43 %.

Si se hace el mismo ejercicio, pero con una restricción de reserva del sistema de $2000MW$, tabla 5.23, se obtienen los siguientes resultados:

- El $LOEE_{OP}$ en hidrología seca, al incorporar las centrales eólicas El Arrayán, Cabo Leones, Arauco, Talinay Oriente y Punta Colorada, disminuye un 33,9 %. En hidrología húmeda, al incorporar las mismas centrales, disminuye 34 %.
- El costo de operación del sistema con hidrología seca, al incorporar las centrales mencionadas, disminuye 7,27 %, mientras que en hidrología húmeda disminuye un 9,46 %.

Variable	Caso 1		Caso 2		Unidad
	HS	HH	HS	HH	
$LOEE_{OP}$	17.49	18.29	11.56	12.07	GWh
Costos de operación	5536.1	3856	5133.4	3491.2	$MMUS\$$

Tabla 5.23: Aporte de la generación eólica en la suficiencia del sistema frente a hidrología húmeda y seca, reserva $2000MW$

De la figura 5.72 a la 5.75 se presenta el análisis de energía no servida del sistema, que es otra forma de estudiar el aporte de la energía eólica frente a diferentes hidrologías. En las figuras 5.72 y 5.73 se presenta la energía no servida en función de la demanda en hidrología seca, considerando diferentes niveles de generación eólica, para restricciones

de reserva en giro de $400MW$ y $2000MW$, respectivamente. En las mismas figuras se puede apreciar que, en ambos casos, el aporte de la energía eólica es casi el mismo. Incluso, con una reserva de $2000MW$, para los niveles más altos de demanda, la energía eólica sólo realiza un pequeño aporte en la suficiencia del sistema; ayudando a disminuir levemente la energía no servida.

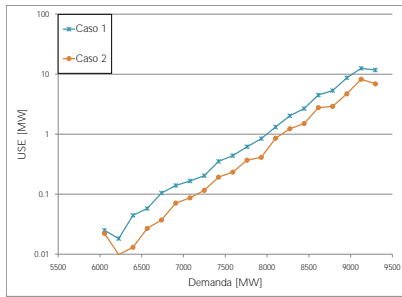


Figura 5.72. *Energía no servida bajo hidrología seca, restricción de reserva en giro de $400MW$*

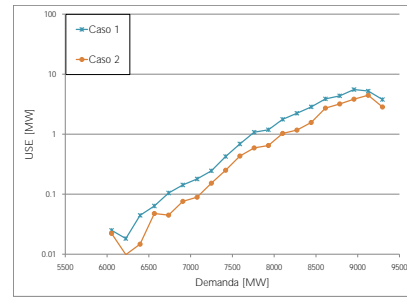


Figura 5.73. *Energía no servida bajo hidrología seca, restricción de reserva en giro de $2000MW$*

En las figuras 5.74 y 5.75 se presenta la energía no servida en función de la demanda en hidrología húmeda, considerando diferentes niveles de generación eólica, para una reserva de $400MW$ y $2000MW$, respectivamente.

En la figura 5.74 se puede observar que la energía eólica aporta levemente con la disminución de energía no servida. Por su parte, en la figura 5.75 se observa un aporte considerable de la energía eólica en la suficiencia del sistema; ayudando a disminuir la energía no servida para los diferentes niveles de demanda.

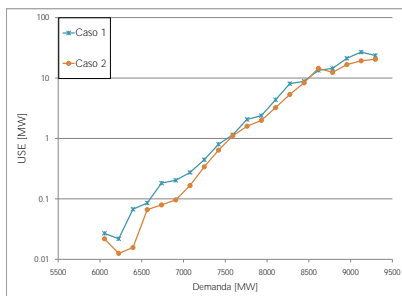


Figura 5.74. *Energía no servida bajo hidrología húmeda, restricción de reserva en giro de $400MW$*

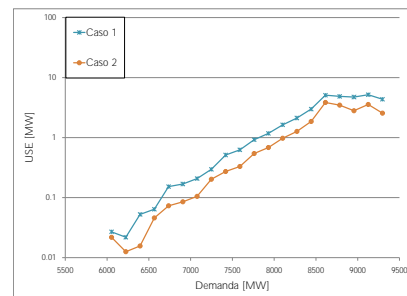


Figura 5.75. *Energía no servida bajo hidrología húmeda, restricción de reserva en giro de $2000MW$*

Conclusiones parciales

En esta sección se mostró que, bajo un mismo requerimiento de reserva en giro del sistema, la energía eólica aporta más en la suficiencia frente a hidrología seca. La explicación es que en esta hidrología hay mayor reserva en giro del sistema, porque se encuentran prendidos la mayoría de los generadores térmicos, y, por ende ayudan con la incertidumbre de la energía eólica. Para una mayor restricción de reserva en giro del sistema, la energía eólica aporta prácticamente lo mismo independientemente de la hidrología. Incluso, para los niveles más altos de generación, la energía eólica aporta más en hidrología húmeda.

Capítulo 6

Conclusiones.

En esta sección se presentan las principales conclusiones de esta tesis.

- En Chile, en las regiones que componen el SIC, existen diferentes centros de medición de la velocidad del viento. Un problema es que la velocidad se mide a $20m$, mientras que las turbinas se ubican sobre $80m$, así que se estudiaron diferentes métodos para extrapolarla. Se trabajó con el método de Hellmann debido a su simplicidad y a los buenos resultados obtenidos.
- Existen varios métodos para realizar predicciones de series de datos. Los métodos más recurridos son las series de tiempo, y dentro de estas, para la predicción de la velocidad del viento, las más utilizadas son los modelos ARIMA y SARIMA. En esta tesis se utilizó un modelo SARIMA $(1, 0, 1)x(1, 1, 1)_{24}$ ya que arrojó los mejores resultados en la predicción.
- Se creó una base de datos en PLEXOS y se analizó la suficiencia utilizando simulación de Monte Carlo. Las variables aleatorias fueron la generación eólica y la tasa de salida forzada de los generadores. Con respecto a la generación eólica, en el predespacho se utilizaron los valores diarios obtenidos con la predicción de velocidad, mientras que para el despacho se utilizaron los perfiles sintéticos eólicos creados, elaborados en base a la predicción con el modelo SARIMA más un error aleatorio con media cero.

La simulación permite incorporar aspectos operacionales, tales como límites térmicos en las líneas de transmisión, restricciones de las unidades térmicas, etc. Por lo que se deberían obtener resultados más realistas.

- A medida que aumenta el requerimiento de reserva en giro del sistema disminuye la energía no servida y aumentan los costos de operación.
- Los valores de $VoRS$ y $VoLL$ juegan un rol importante en la energía no servida del sistema: a mayor valor de ambas se obtiene menor energía no servida y, a la vez, mayores costos de operación. Con la condición de restricción dura de la reserva

en giro, a medida que aumenta el requerimiento de reserva en giro del sistema, aumenta también la energía no servida.

- Cerca de $500MW$ adicionales de generación eólica aportan a la disminución de la energía no servida del sistema. Con mayor potencia eólica, la energía no servida del sistema permanece casi constante. Es importante definir el subconjunto de centrales eólicas operando en el sistema, ya que si no se aumenta el requerimiento de reserva en giro, en algunos casos la incorporación de alguna puede incluso provocar un aumento de la energía no servida. Esta situación se logró captar con el método propuesto al incluir las restricciones operacionales.
- Con mayor diversificación del recurso eólico se disminuye la energía no servida del sistema, ya que su variabilidad decrece. Al tener 3 plantas eólicas de $100MW$ instaladas en diferentes zonas tal merma se acerca al 7%, en comparación con una sola planta eólica de $300MW$.
- El valor de capacidad de las plantas eólicas depende de su ubicación, de su potencia instalada y de la correlación entre la generación eólica y la demanda. En términos unitarios (por unidad), a mayor potencia eólica instalada disminuye el valor de capacidad, y, a mayor correlación entre generación eólica y demanda se obtiene un mayor valor de capacidad. En ambos casos la disminución puede ser cercano al 50%.
- Con ambos métodos utilizados para calcular el valor de capacidad (propuesto e IEEE), se obtuvieron valores muy similares a bajas potencias de las centrales eólicas. Las diferencias se detectaron al aumentarlas. Esto se debe principalmente a que el método propuesto logra captar las restricciones del sistema de transmisión, la variabilidad que la generación eólica introduce al sistema y las restricciones de las centrales térmicas. Esta afirmación quedó demostrada cuando, con el método propuesto, se obtuvieron diferencias en el valor de capacidad según el nodo de conexión (diferencias entre las centrales El Arrayán y Lebu Sur), mientras que con el método del IEEE, los valores fueron similares para los tres casos.

El método operacional es adecuado para cuando se requieran resultados semejantes a la realidad, por ejemplo, cuando se desee instalar una nueva central. Este método es más realista, pero también más complejo de calcular, su desarrollo tarda varias horas (una simulación demora cerca de $5hrs$), mientras que el método sugerido por el IEEE, conlleva solo un par de minutos.

- En Chile, en las regiones que componen el SIC, existe en general una correlación positiva entre la velocidad del viento y la demanda. Esta situación es favorable para las centrales eólicas, sobre todo si en algún momento se decide pagarles por el aporte que realicen a la suficiencia energética del sistema.
- La zona donde se emplazaría la central Lebu Sur, octava región, nodo Hualpén 220, se encuentra congestionada — esto se constató al conectar la central Lebu Sur al sistema. De todas las centrales eólicas es la que menos aporta en la suficiencia del sistema. En algunas ocasiones, incluso provocó un aumento de la energía no

servida del sistema. Además, al determinar el valor de capacidad de esta central se obtuvo que el valor de capacidad permaneció constante al instalar $50MW$ o $300MW$, en términos del valor absoluto.

- La energía eólica aporta más en la suficiencia del sistema frente a un año hidrológico seco. Este hecho se debe, principalmente, a que en esos años existe mayor reserva en giro, en comparación con años hidrológicos húmedos. Sin embargo, si en años hidrológicos húmedos se resuelve la operación del sistema requiriendo mayor reserva en giro, la energía eólica puede aportar incluso más que en años hidrológicos secos.

Apéndice A

Energía eólica

En la primera parte de este capítulo se revisan aspectos importantes de la generación eólica: su historia, la evolución tecnológica de los aerogeneradores, el crecimiento de la capacidad eólica y la naturaleza y casusas del viento.

A.1. Características de la energía eólica

A.1.1. Historia de la energía eólica

- El hombre usa por primeza vez la energía del viento en Egipto, alrededor del año 3000 AC, para propulsar barcos de vela.
- Se dice que Hammurabi usaba molinos de viento para irrigación en el año 2000 AC. Los primeros molinos conocidos son los de Seistan, del siglo VII.
- En el año 1400, el papa Celestino III reclama la propiedad del viento: los molinos pueden usarlo pagando una cuota.
- En 1854, Halladay introduce un molino de viento ligero, barato, que se establece como uno de los símbolos de las granjas americanas.
- In 1888, Brush construye la que se cree es la primera turbina eólica para generación eléctrica, mejorada en los años siguientes por Poul La Cour.
- El primer molino de viento de grandes dimensiones para generación de electricidad, la turbina Smith-Putnam, fue construida en Vermont en 1945.
- En el año 2012, existen generadores que producen más de $7MW$, y grandes parques (o “granjas”) eólicas instaladas en el mar (“offshore”).

A.1.2. Evolución tecnológica del aerogenerador

En 1888, Brush construyó la que hoy se cree fue la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad (aerogenerador). Tenía un diámetro de rotor de $17m$ y 144 palas fabricadas en madera de cedro. A pesar del tamaño de la turbina, el generador era solamente de $12kW$, debido a que las turbinas eólicas de giro lento del tipo americano tienen una eficiencia media baja (Poul la Cour más tarde descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido con pocas palas de rotor son más eficientes para la producción de electricidad que las de giro lento). La turbina funcionó durante 20 años actuando como cargador de baterías.

Poul la Cour (1846-1908), es considerado el pionero de las modernas turbinas eólicas generadoras de electricidad. También fue uno de los pioneros de la moderna aerodinámica, y construyó su propio túnel de viento para realizar experimentos. En 1918, unas 120 empresas públicas locales tenían un aerogenerador, generalmente del tamaño de 20 a $35kW$.

Durante la segunda guerra mundial, la compañía danesa de ingeniería F.L. Smidth construyó diversos aerogeneradores bi y tripala. Las bipala (al igual que sus predecesoras) generaban CC. Las tripla incorporaban un generador asíncrono de CA.

El innovador aerogenerador Gedser de $200kW$ (construido por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS de Dinamarca) marcó los años de postguerra. La turbina tripala con rotor a barlovento¹⁵, con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores. La turbina disponía de regulación por pérdida aerodinámica (básicamente, el mismo sistema empleado actualmente en las modernas turbinas). J. Juul inventó los frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, que se sueltan por la fuerza centrífuga en caso de sobrevelocidad. Funcionó durante 11 años sin mantenimiento.

En los años 70, después de la primera crisis del petróleo (1973), el interés por la energía eólica se reavivó con fuerza en muchos países. En Dinamarca, Alemania, Suecia, el Reino Unido y los EE.UU., las compañías de energía dirigieron su atención a la construcción de grandes aerogeneradores. En 1979 se construyeron dos aerogeneradores Nibe de $630kW$, uno con regulación por cambio de paso de pala y el otro de regulación por pérdida aerodinámica. Las turbinas resultaron extremadamente caras y, en consecuencia, el alto precio de la energía devino un argumento clave en contra de la energía eólica.

La generación de aerogeneradores de $55kW$, que fueron desarrollados en 1980-1981, supuso la ruptura industrial y tecnológica para los modernos aerogeneradores. El costo del kilowatts-hora (kWh) de electricidad cayó alrededor de un 50 por ciento con la aparición de esta nueva generación. La industria eólica se hizo mucho más profesional [80].

Desde la década de los 70, la tecnología de estas turbinas se ha ido mejorando continuamente. A finales de los 90, la energía eólica resurgió como una de las fuentes energéticas renovables más importantes. Durante la última década del siglo XX, la capacidad eólica a nivel mundial se duplicó aproximadamente cada tres años. Los costos

¹⁵Los rotores a barlovento son los que reciben el viento de frente y necesitan un sistema independiente de orientación. Si el molino es de reducidas dimensiones basta una cola que actúa como veleta la que se desplaza impulsada por la dirección del viento.

de la electricidad a partir de potencia eólica han caído a cerca de un séptimo de lo que eran en la década de los 80. Y la tendencia continúa.

La tecnología de la energía eólica también ha avanzado rápidamente. En el final de 1989, existían turbinas de $300kW$ con un rotor de $30m$ de diámetro. Sólo 10 años después, varios fabricantes tenían turbinas de $2MW$ con un rotor de $80m$ de diámetro. Antes del cambio de siglo, existían demostraciones de proyectos que usaban turbinas de $3MW$ con un rotor de diámetro de $90m$. En el año 2003, existían en el comercio turbinas de 3 a $3,6MW$. Desde el 2004 se han estado desarrollando turbinas de $4 - 5MW$, mientras que desde el 2006 se construyen turbinas de $6MW$. En la actualidad, la turbina más grande tiene una capacidad de $7,58MW$ y es desarrollada por ENERCON [81]. En la tabla A.1 se presenta la evolución que han tenido las turbinas eólicas en capacidad y diámetro del rotor.

Año	Capacidad [kW]	Diámetro del rotor [m]
1985	50	15
1989	300	30
1992	500	37
1994	600	46
1998	1500	70
2003	3000-3600	90-104
2004	4500-5000	112-128
2006	6000	114
2012	7580	127

Tabla A.1: Desarrollo del tamaño de las turbinas eólicas entre 1985 y 2012

Junto con el desarrollo de su tamaño se han diseñado diferentes tipos de turbinas [82]. En el anexo A.3 se describen las diferentes tipos de turbinas existentes. Además, en el anexo A.2 se presentan y describen las principales partes de un aerogenerador.

A.1.3. Crecimiento de la capacidad eólica

En la tabla A.2 se presentan los países TOP 10 con mayor capacidad eólica instalada durante el año 2012. En la figura A.1 se presentan graficados los datos de esta tabla. Se puede apreciar que las dos grandes potencias mundiales, China y EE.UU., instalaron cerca del 30 %, cada una, del total de la capacidad eólica instalada durante el 2012. De cierto modo, existe una lucha de poder por ser el líder mundial en energías renovables no convencionales. En la misma tabla se presentan los países TOP 10 con capacidad eólica instalada. Estos países son prácticamente los mismos que los países TOP 10 con mayor capacidad eólica instalada durante el año 2012, a excepción de Francia y Portugal, que se encuentran entre los 10 países con mayor capacidad eólica, pero no entre los 10 con mayor capacidad eólica instalada durante el 2012. El lugar de estos países lo ocupan Rumania y Brasil. En ambos casos, capacidad eólica instalada durante el 2012 y capacidad eólica total instalada, los países TOP 10 ocupan cerca del 85 % del total.

Top 10 nueva capacidad instalada ene-dic 2012			Top 10 capacidad acumulada dic 2012		
País	MW	%	País	MW	%
China	13200	30	China	75564	26.8
USA	13124	29	USA	60007	21.2
Alemania	2439	5	Alemania	31332	11.1
India	2336	5	España	22796	8.1
UK	1897	4.2	India	18421	6.5
Italia	1273	2.8	UK	8445	3
España	1122	2.5	Italia	8144	2.9
Brasil	1077	2.4	Francia	7196	2.5
Canada	935	2.1	Canada	6200	2.2
Rumania	923	2.1	Portugal	4525	1.6
Resto del mundo	6385	14.3	Resto del mundo	39853	14.1
Total TOP 10	38326	85.7	Total TOP 10	242630	85.9
Total mundial	44711	100	Total mundial	282482	100

Tabla A.2: Países TOP 10 con capacidad eólica instalada, Ene-Dic 2012

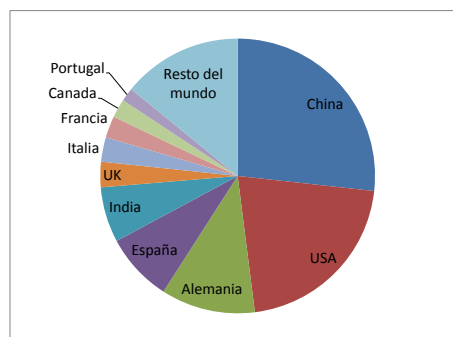
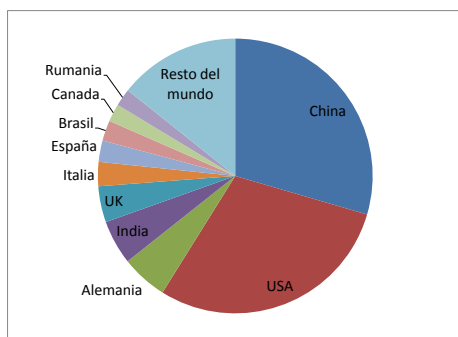


Figura A.1. Países TOP 10 con capacidad eólica instalada, Ene-Dic 2012

Figura A.2. Países TOP 10 con el total de capacidad eólica instalada

En la tabla A.3 se presenta la capacidad eólica instalada desde el año 1996 hasta el año 2012. Se aprecia el constante aumento en la instalación de nueva capacidad eólica. Esta tendencia se ve alterada en los años 2009 y 2010, debido a la crisis mundial del año 2009. En la misma tabla se presenta la capacidad eólica existente desde el año 1996 hasta el año 2012. Se puede observar el constante aumento, y confirmar lo que se mencionó con anterioridad: aproximadamente cada tres años se duplica la capacidad eólica instalada a nivel mundial. Esta información se presenta en las figuras A.3 y A.4, respectivamente.

Año	Instalación anual	Capacidad instalada
	Capacidad [MW]	Capacidad [MW]
1996	1280	6100
1997	1530	7500
1998	2520	10200
1999	3440	13600
2000	3760	17400
2001	6500	23900
2002	7270	31100
2003	8133	39431

Año	Instalación anual	Capacidad instalada
	Capacidad [MW]	Capacidad [MW]
2004	8207	47620
2005	11531	59091
2006	15052	74006
2007	19865	93639
2008	26721	120267
2009	38708	158854
2010	38850	197685
2011	40629	238035
2012	44711	282430

Tabla A.3: Instalación anual de capacidad eólica, 1996-2012

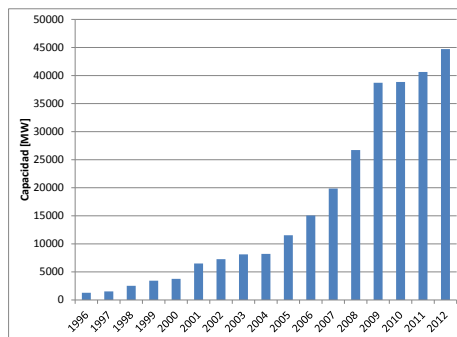


Figura A.3. Instalación anual de capacidad eólica, 1996-2012

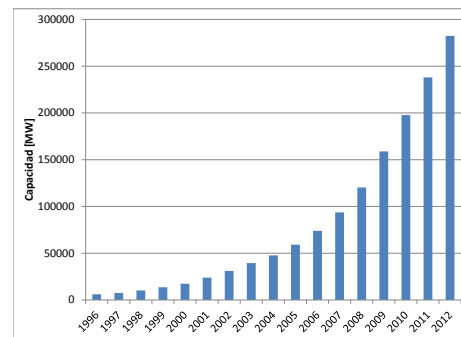


Figura A.4. Total de capacidad eólica, 1996-2012

A.1.4. Naturaleza y causas del viento

¿De dónde viene la energía eólica?

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la maremotriz y la geotérmica), incluyendo la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. La Tierra recibe $1,74 \times 10^{14} kW$ de potencia del sol. Alrededor de un 1 a un 2% de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra. Los vientos tienen distinto origen o naturaleza según la escala geográfica en la que varían [83]:

- Variación a escala global, $10,000 km$ (vientos geostróficos)
- Variación en la macroescala, $1,000 km$
- Variación en la mesoescala, $100 km$
- Variación en la microescala, $10 km$

A.1.4.a. Causas del viento a escala global

Desigual calentamiento de la tierra (también causa de vientos a menor escala). Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo. El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador. Debido a la rotación del globo, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, mientras que en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda. Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843). El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios, la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento sube desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío.

Considerando la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, se obtienen resultados generales de las direcciones del viento dominantes, los cuales se presentan en la tabla A.4 y en la figura A.5.

Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

Tabla A.4: Direcciones de viento dominantes

El espesor de la atmósfera está exagerado en la figura A.5. Realmente, la atmósfera tiene un espesor de sólo 10km , lo que representa $1/1200$ del diámetro del globo. Esta parte de la atmósfera, conocida con el nombre de troposfera, es donde ocurren todos los fenómenos meteorológicos (y también el efecto invernadero). Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente se querrá situar en un lugar en el que haya el mínimo número de obstáculos posibles. Sin embargo, la geografía local puede influenciar en los resultados de la tabla A.4.

A.1.4.b. Variación del viento en la meso-escala

Brisas Marinas

Durante el día, por efecto del sol, la tierra se calienta más rápidamente que el mar (debido al menor calor específico del agua). El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Esto es lo que se llama brisa marina. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan. Durante la noche, los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente, durante la noche, la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña. El conocido

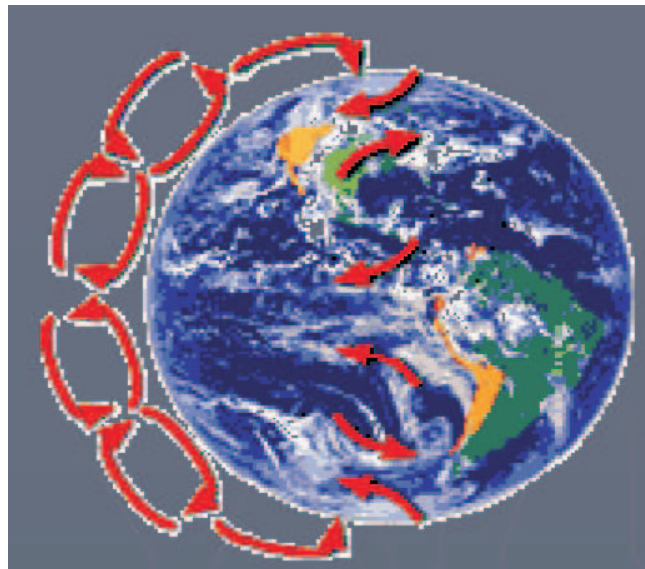


Figura A.5. Direcciones de viento dominantes. Fuente [83].

monzón del sureste asiático es, en realidad, una forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

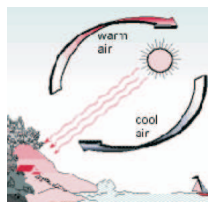


Figura A.6. Brisas marinas, día. Fuente [83].

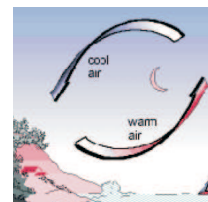


Figura A.7. Brisas marinas, noche. Fuente [83].

Vientos de montaña

El viento del valle se origina en las laderas que dan al norte (o en las que dan al sur en el hemisferio norte). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes, la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche, la dirección se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por él; este efecto es conocido como viento de cañón. Los vientos que soplan en las laderas a sotavento¹⁶ pueden ser bastante potentes. Ejemplo de ello son El Föhn de los Alpes en Europa, el Chinook en las Montañas Rocosas y el Zonda en los Andes.

¹⁶término marino que indica el sentido señalado por los vientos dominantes.

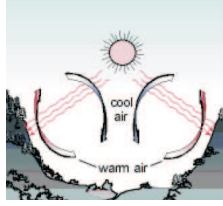


Figura A.8. *Vientos de montaña, día. . Fuente [83].*

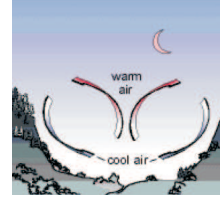


Figura A.9. *Vientos de montaña, noche. . Fuente [83].*

A.1.4.c. Variación del viento en la microescala

Causa: pequeños obstáculos, cerros, colinas, estelas de aeroturbinas u otros.

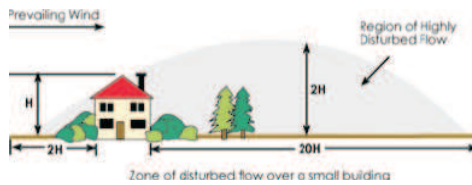


Figura A.10. *Variación del viento en la microescala. Fuente [83].*

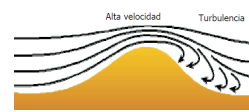


Figura A.11. *Turbulencias en la microescala. Fuente [83].*

A.1.5. Impacto de la agregación en la generación de energía eléctrica

La potencia eólica agrega un importante efecto en la operación del sistema de potencia y en la calidad de la potencia. La figura A.12 muestra el efecto de la producción de potencia eólica agregada [82]. El efecto positivo de la agregación de potencia eólica en la operación de sistemas de potencias tiene dos componentes:

- Incremento en el número de turbinas eólicas en el parque
- Distribución de plantas eólicas en diferentes zonas geográficas

Incremento en el número de turbinas eólicas en el parque

Un aumento del número de turbinas eólicas reduce el impacto de las turbulencias, no todas se verán afectadas con este fenómeno al mismo tiempo. En condiciones ideales, el porcentaje de variación de la potencia de salida se reducirá como $n^{-1/2}$, donde n es el número de generadores eólicos. Entonces, para lograr un efecto suavizante efectivo, el número de turbinas en el parque no necesita ser muy alto.

Distribución de plantas eólicas en diferentes zonas geográficas

Una distribución geográfica de las plantas eólicas reduce el impacto de las variaciones del viento. Los cambios climáticos no afectarán a todas las turbinas al mismo tiempo.

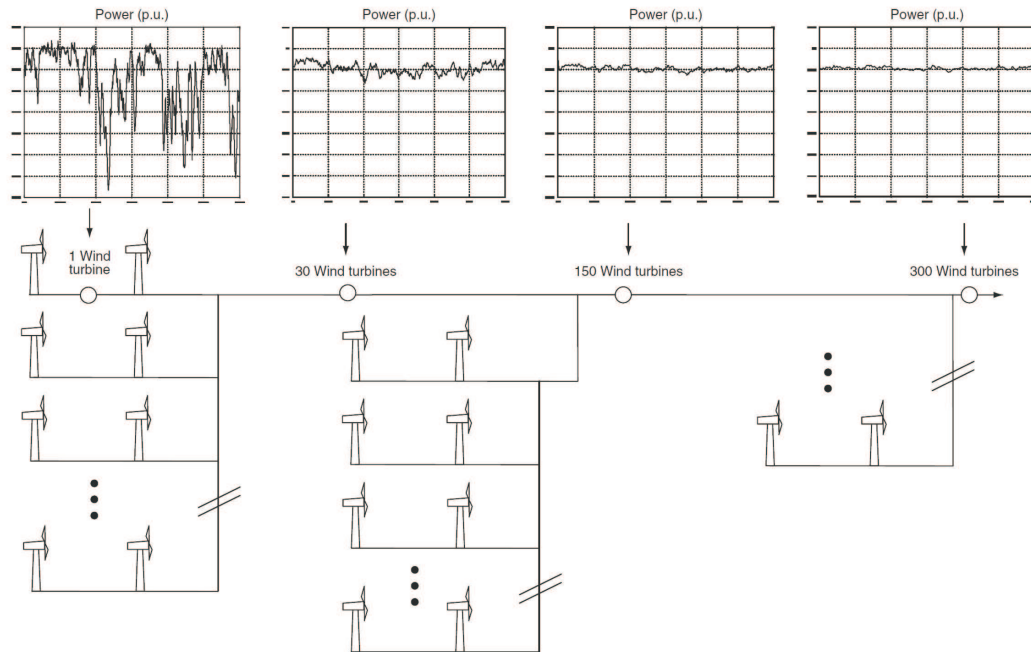


Figura A.12. Impacto de la distribución geográfica e instalación de turbinas eólicas adicionales en la producción conjunta de potencia eólica. La escala de tiempo del gráfico se encuentra en segundos. Fuente [82].

A.1.6. Efecto de la estela

Dado que un generador eólico produce energía a partir del viento, el aire que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega.

Lo anterior deriva del hecho de que la energía ni se crea ni se destruye. Un aerogenerador siempre creará un abrigo en la dirección a favor del viento. De hecho, habrá una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina. Una forma para observar el comportamiento del viento después de haber pasado por la turbina es añadir humo al aire. Esta situación se muestra en la figura A.13.

En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto a una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor en dirección perpendicular a los vientos dominantes, y con una separación mayor en las direcciones de viento dominante. Lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el costo del terreno y de la conexión de los generadores eólicos a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras.

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros

de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes.

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, se puede calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre los generadores eólicos. La pérdida de energía típica es de alrededor del 5 a 10 por ciento.



Figura A.13. Efecto estela de un generador eólico. Fuente [83].

A.2. Partes de un aerogenerador

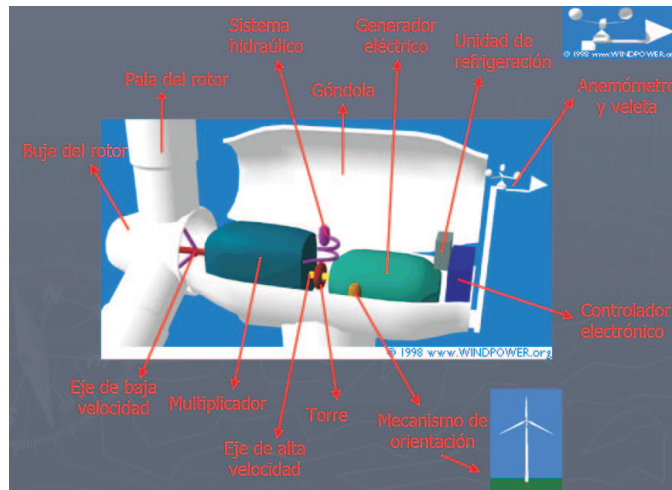


Figura A.14. Componentes del aerogenerador. Fuente [83].

- **Góndola:** contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola se tiene el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.
- **Buje del rotor:** está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

- **Palas del rotor:** capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.
- **Eje de baja velocidad del aerogenerador:** conecta el buje del rotor al multiplicador. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.
- **Eje de alta velocidad:** gira aproximadamente a $1,500r.p.m.$, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
- **Multiplicador:** tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad.
- **Generador eléctrico:** suele llamarse generador asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar cercana a 2 o $3MW$.
- **Mecanismo de orientación:** es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. El dibujo muestra la orientación de la turbina. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.
- **Controlador electrónico:** tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.
- **Sistema hidráulico:** es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.
- **Unidad de refrigeración:** contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.
- **Anemómetro y veleta:** se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.
- **Torre del aerogenerador:** soporta la góndola y el rotor. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Las

torres tubulares tensadas con vientos sólo se utilizan en aerogeneradores pequeños (cargadores de baterías, etc.).

A.3. Configuraciones típicas de turbinas eólicas

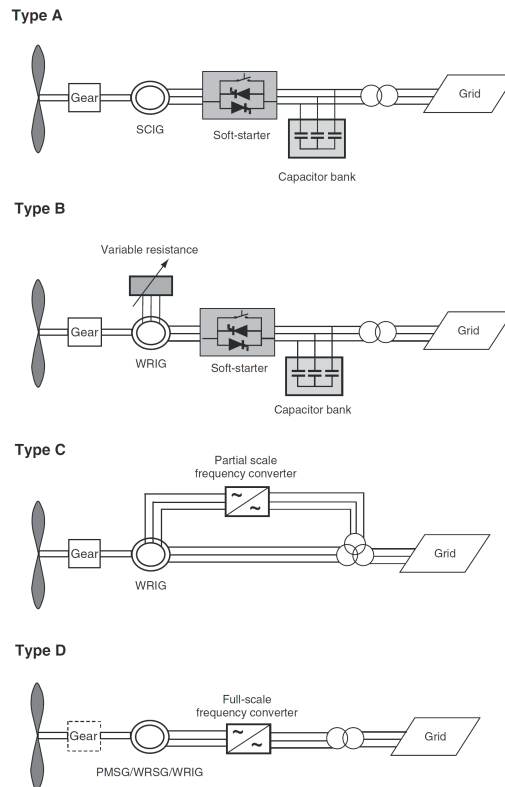


Figura A.15. Configuraciones típicas de turbinas eólicas. Nota: La línea segmentada a través de la caja de engranaje (Gear) en la configuración tipo D indica que puede o no puede ir. Fuente [82]

Donde:

- SCIG : generador de inducción tipo jaula de ardilla
- WRIG : generador de inducción de rotor devanado
- PMSG : generador sincrónico de imanes permanentes
- WRSG : generador sincrónico de rotor devanado

A.4. Extrapolación de velocidad a 80m

A.4.1. Estación Loma del Hueso

En esta estación de medición, los anenómetros se encuentran ubicados a 10 y 20m de altura, por lo que se procede de manera idéntica al presentado en la sección 4.2.1. Los valores de los coeficientes obtenidos son:

$$\alpha = 0,1733019 \quad z_0 = 0,0433921m$$

Según la tabla 3.1, el tipo de terreno donde se ubica este centro de medición puede ser desde un terreno con césped hasta uno de cultivo, setos o vallas y arbustos. Mientras que la tabla 3.2 lo ubica en la clase de rugosidad 1, el cual consiste en áreas abiertas con muy poca protección contra el viento. Por último, la tabla 3.3 lo considera como un terreno de cultivos. El tipo de terreno obtenido con las tres tablas es bastante similar, coincidiendo en que es un terreno con poca protección contra el viento. En la figura A.16 se muestra una foto del lugar donde se encuentra la torre de medición. Se aprecia que coincide con la descripción obtenida a partir de las tablas.



Figura A.16. Torre de medición estación Loma del Hueso [86]

Ahora es necesario validar el valor de los coeficientes obtenidos. En la figura A.17 se presenta la velocidad medida a 10 y 20m y la velocidad obtenida a 20m con el método de exponencial de Hellmann y el método logarítmico del viento. Con ambos métodos se obtienen prácticamente los mismos resultados, y estos son similares a los valores de velocidad medidos a la misma altura. Se puede observar que durante las horas de la noche, desde las 9pm hasta las 7am, los datos de velocidad obtenidos de manera extrapolada son inferiores a los valores medidos, mientras que en el resto del día ocurre lo contrario, los valores extrapolados son mayores a los medidos. Esta situación reafirma lo que se había mencionado anteriormente, que para una misma zona se pueden obtener diferentes coeficientes dependiendo la hora del día o las estaciones del año. Ya que se cuenta con la medición de velocidad a diferentes alturas se utiliza un valor del parámetro α para cada hora, así la extrapolación a 80m es más precisa. A 20m se obtiene exactamente la misma gráfica para la velocidad obtenida mediante: la ley exponencial de Hellmann, la ley de perfil logarítmico del viento y medida.

Para realizar la extrapolación a 80m se utiliza la ley de Hellmann debido a su simpleza, en la figura A.18 se presenta la extrapolación realizada utilizando un valor promedio y un valor diferente para cada hora del parámetro α , este último es el que se utilizará para la generación de perfiles.

En la figura A.19 se presentan los valores de la velocidad del viento extrapolados a 80m, al igual que en el caso anterior, se confirma que para alturas superiores a 40m los dos métodos presentan pequeñas variaciones, obteniéndose con el método de Hellmann valores levemente superiores, sin embargo, ambos son válidos.

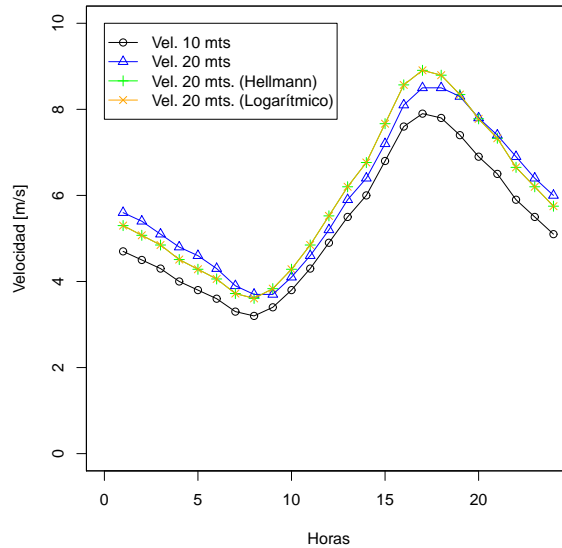


Figura A.17. Validación de los coeficientes de fricción y rugosidad, estación Loma del Hueso

A.4.2. Estación Faro Carranza

En esta estación hay mediciones a 20, 30 y 40m de altura, por lo que se determina el coeficiente α para cada par de altura, luego con cada uno de estos coeficientes se obtiene el valor de z_0 , y finalmente se obtiene el promedio de los coeficientes α y z_0 . Los valores obtenidos son:

$$\begin{aligned} \alpha_{20-30} &= 0,14610329 & z_{0_{20-30}} &= 0,02604291m \\ \alpha_{20-40} &= 0,1668194 & z_{0_{20-40}} &= 0,07002672m \\ \alpha_{30-40} &= 0,19601712 & z_{0_{30-40}} &= 0,21057601m \\ \bar{\alpha} &= 0,1696466 & \bar{z}_0 &= 0,10221522m \end{aligned}$$

Aquí se puede comprobar lo que se había mencionado anteriormente; los coeficientes pueden variar para un mismo sitio dependiendo la altura. Se decide trabajar con el valor promedio.

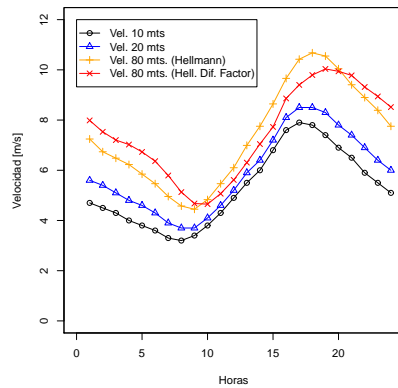


Figura A.18. Extrapolación a 80m de la velocidad del viento diferentes factores, método Hellmann, estación Loma del Hueso

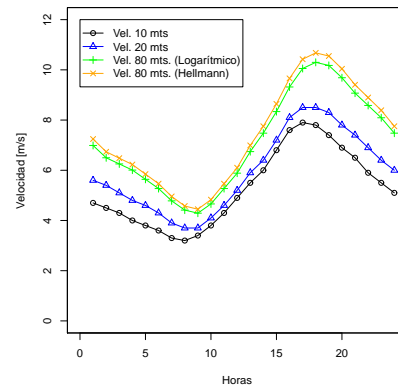


Figura A.19. Extrapolación a 80m de la velocidad del viento, estación Loma del Hueso

Según la tabla 3.1 el tipo de terreno se clasifica entre, césped y terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos. Mientras que según la tabla 3.2 el terreno es de una clase de rugosidad igual a 2 el cual se describe como un terreno agrícola con algo de protección contra el viento de más de 1km de distancia de separación. Por último, según la tabla 3.3 el terreno es de pocos árboles. Las tres tablas coinciden en que el terreno tiene algo de protección contra el viento. En la figura A.20 se muestra una foto de la torre de medición de la estación Faro Carranza, en la misma se puede apreciar que el tipo de terreno coincide con el descrito según las tablas.

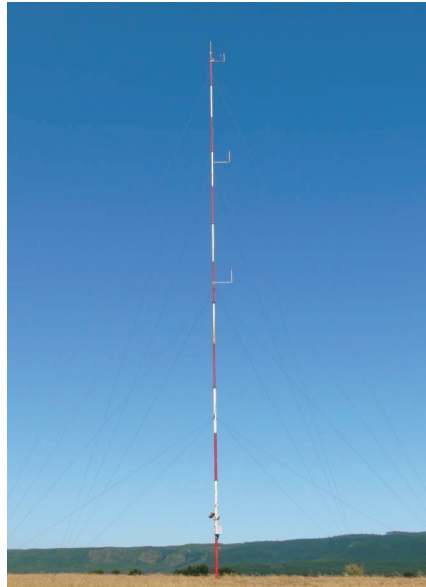


Figura A.20. Torre de medición estación Faro Carranza [94]

Ahora se debe validar el valor de los coeficientes, lo cual se muestra en la figura

A.21, donde se ha extrapolado a 30 y 40m la velocidad medida a 20m, y se compara con lo medido a 30 y 40m. La figura A.21 muestra la extrapolación realizada con los métodos exponencial y perfil logarítmico, en esta figura resulta complejo apreciar el comportamiento de cada método, por lo que en las figuras A.22 y A.23 se presenta de manera separada la extrapolación realizada con el método exponencial y logarítmico respectivamente. Se aprecia que existen diferencias entre lo extrapolado y lo medido, esto se debe a que los coeficientes tienen diferente valor en el día y en la noche.

Ya que se cuenta con la medición de velocidad a diferentes alturas se utiliza un valor del parámetro α para cada hora, así la extrapolación a 80mts. es más precisa.

Para realizar la extrapolación a 80m se utiliza la ley de Hellmann debido a su simpleza, en la figura A.25 se presenta la extrapolación realizada utilizando un valor promedio y un valor diferente para cada hora del parámetro α , este último es el que se utilizará para la generación de perfiles.

En la figura A.19 se presentan los valores de la velocidad del viento extrapolados a 80m, al igual que en el caso anterior, se confirma que para alturas superiores a 40m los dos métodos presentan pequeñas variaciones, obteniéndose con el método de Hellmann valores levemente superiores, sin embargo, ambos son válidos.

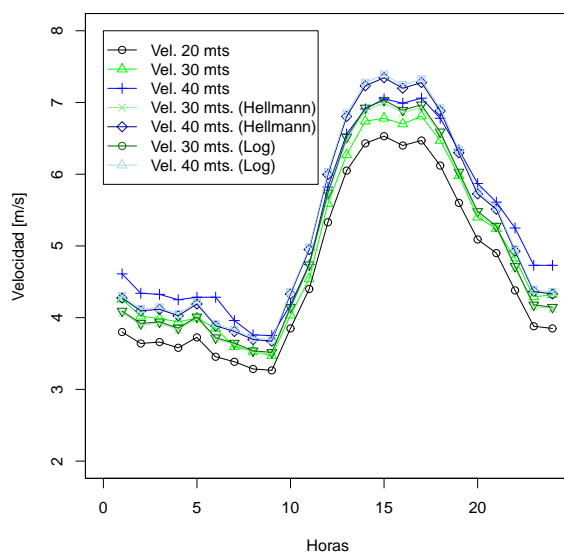


Figura A.21. Validación de los coeficientes de fricción y rugosidad, estación Faro Carranza

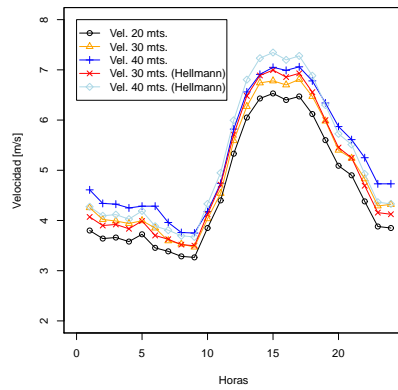


Figura A.22. Validación α y z_0 método exponencial, estación Faro Carranza

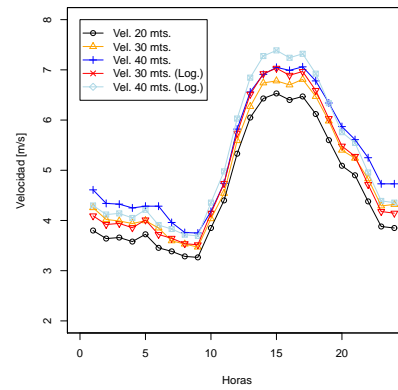


Figura A.23. Validación α y z_0 método logarítmico, estación Faro Carranza

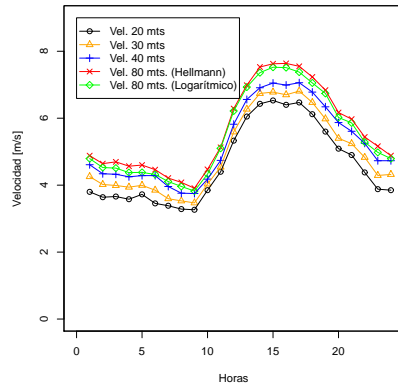


Figura A.24. Extrapolación a 80m de la velocidad del viento, estación Faro Carranza

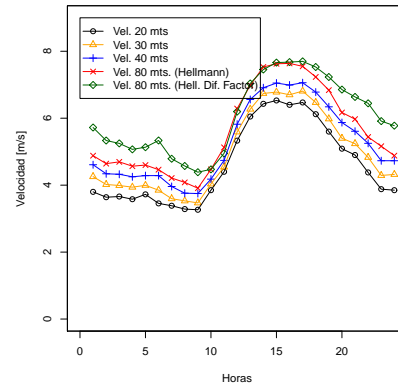


Figura A.25. Extrapolación a 80m de la velocidad del viento diferentes factores, método Hellmann, estación Faro Carranza

A.5. AIC de centrales eólicas y estaciones de medición.

Centro de medición o central	AIC
Punta Lengua de Vaca	200628.2
Loma del Hueso	182704.3
Faro Carranza	47684.9
Canela I	143263.1
Monte Redondo	131459.6
Totoral	132640.1
Canela II	147880.9
Lebu	18728.78

Tabla A.5

VALOR DE AIC, CENTROS DE MEDICIÓN Y CENTRALES EÓLICAS

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	259012
1	0	0	0	1	0	212895
0	0	1	0	1	0	233480
1	0	1	0	1	0	212030
0	0	0	1	1	0	252865
1	0	0	1	1	0	200526
0	0	1	1	1	0	225245
1	0	1	1	1	0	199572
0	0	0	0	1	1	241410
1	0	0	0	1	1	183625
0	0	1	0	1	1	211803
1	0	1	0	1	1	182743
0	0	0	1	1	1	238760
1	0	0	1	1	1	183585
0	0	1	1	1	1	210506
1	0	1	1	1	1	182704

Tabla A.6

VALOR DE AIC, ESTACIÓN DE MEDICIÓN LOMA DEL HUESO

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	69463
1	0	0	0	1	0	55552
0	0	1	0	1	0	62248
1	0	1	0	1	0	55212
0	0	0	1	1	0	67705
1	0	0	1	1	0	52582
0	0	1	1	1	0	60117
1	0	1	1	1	0	52169
0	0	0	0	1	1	64780
1	0	0	0	1	1	48117
0	0	1	0	1	1	56673
1	0	1	0	1	1	47704
0	0	0	1	1	1	64111
1	0	0	1	1	1	48091
0	0	1	1	1	1	56307
1	0	1	1	1	1	47685

Tabla A.7

VALOR DE AIC, ESTACIÓN FARO CARRANZA

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	234317
1	0	0	0	1	0	167854
0	0	1	0	1	0	201694
1	0	1	0	1	0	167856
0	0	0	1	1	0	229754
1	0	0	1	1	0	157951
0	0	1	1	1	0	195798
1	0	1	1	1	0	157953
0	0	0	0	1	1	220875
1	0	0	0	1	1	143376
0	0	1	0	1	1	185373
1	0	1	0	1	1	143375
0	0	0	1	1	1	217862
1	0	0	1	1	1	143264
0	0	1	1	1	1	183467
1	0	1	1	1	1	143263

Tabla A.8

VALOR DE AIC, CENTRAL CANELA I

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	188778
1	0	0	0	1	0	148423
0	0	1	0	1	0	167783
1	0	1	0	1	0	148141
0	0	0	1	1	0	186125
1	0	0	1	1	0	142071
0	0	1	1	1	0	164274
1	0	1	1	1	0	141748
0	0	0	0	1	1	180904
1	0	0	0	1	1	133013
0	0	1	0	1	1	158121
1	0	1	0	1	1	132655
0	0	0	1	1	1	178845
1	0	0	1	1	1	132997
0	0	1	1	1	1	156784
1	0	1	1	1	1	132640

Tabla A.9

VALOR DE AIC, CENTRAL TOTORAL

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	191525
1	0	0	0	1	0	147215
0	0	1	0	1	0	168728
1	0	1	0	1	0	146542
0	0	0	1	1	0	189398
1	0	0	1	1	0	140921
0	0	1	1	1	0	165845
1	0	1	1	1	0	140201
0	0	0	0	1	1	185355
1	0	0	0	1	1	132297
0	0	1	0	1	1	160905
1	0	1	0	1	1	131496
0	0	0	1	1	1	182692
1	0	0	1	1	1	132254
0	0	1	1	1	1	158942
1	0	1	1	1	1	131460

Tabla A.10

VALOR DE AIC, MONTE REDONDO

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	210365
1	0	0	0	1	0	163209
0	0	1	0	1	0	187605
1	0	1	0	1	0	163034
0	0	0	1	1	0	207367
1	0	0	1	1	0	156759
0	0	1	1	1	0	183974
1	0	1	1	1	0	156576
0	0	0	0	1	1	202393
1	0	0	0	1	1	148180
0	0	1	0	1	1	178262
1	0	1	0	1	1	147926
0	0	0	1	1	1	200633
1	0	0	1	1	1	148132
0	0	1	1	1	1	176956
1	0	1	1	1	1	147881

Tabla A.11

VALOR DE AIC, CENTRAL CANELA II

p	d	q	P	D	Q	AIC
0	0	0	0	1	0	97199
1	0	0	0	1	0	38696
0	0	1	0	1	0	69056
1	0	1	0	1	0	38555
0	0	0	1	1	0	92158
1	0	0	1	1	0	30284
0	0	1	1	1	0	63422
1	0	1	1	1	0	30181
0	0	0	0	1	1	83826
1	0	0	0	1	1	18880
0	0	1	0	1	1	54470
1	0	1	0	1	1	18780
0	0	0	1	1	1	82396
1	0	0	1	1	1	18832
0	0	1	1	1	1	53416
1	0	1	1	1	1	18729

Tabla A.12

VALOR DE AIC, CENTRAL LEBU

A.6. Gráficos Boxplots de los perfiles eólicos

En esta sección se presentan los gráficos Boxplot mensuales y horarios de velocidad y potencia para los centros de medición, mientras que para las centrales que se encuentran

en funcionamiento, se presentan los gráficos Boxplot mensuales y horarios de potencia. En los mismos se puede observar que el viento tiene una tendencia marcada según los meses del año, y también según las horas del día. Además, se puede ver que todos los centros de medición y las centrales que se encuentran actualmente en funcionamiento tienen un patrón común, el cual es, existe un potencial eólico elevado durante la tarde, mientras que en la noche y la madrugada el viento sopla poco. Para el caso del sistema interconectado central, esto es ventajoso ya que coincide con el período de carga máxima.

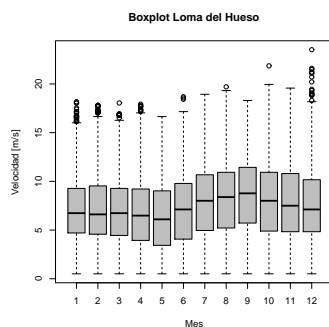


Figura A.26. Gráfico *Boxplot* mensual de velocidad, estación de medición Loma del Hueso

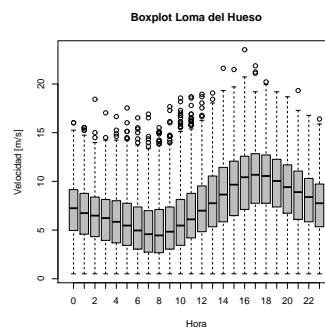


Figura A.27. Gráfico *Boxplot* horario de velocidad, estación de medición Loma del Hueso

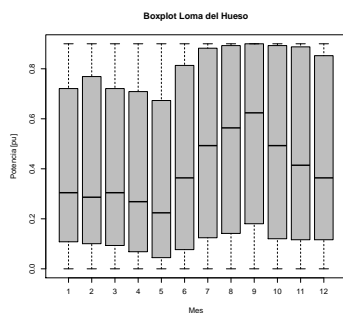


Figura A.28. Gráfico *Boxplot* mensual de potencia, estación de medición Loma del Hueso

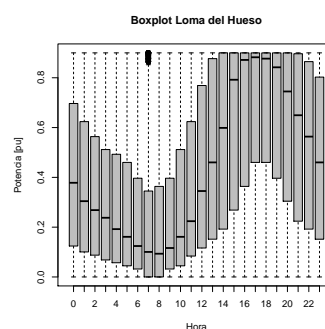


Figura A.29. Gráfico *Boxplot* horario de potencia, estación de medición Loma del Hueso

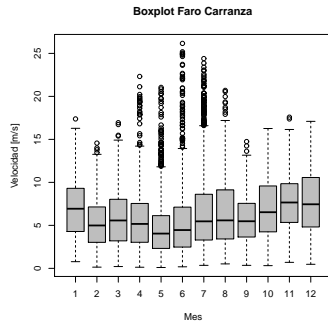


Figura A.30. Gráfico Boxplot mensual de velocidad, estación de medición Faro Carranza

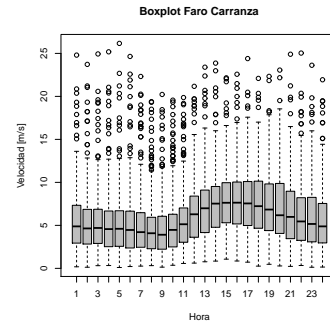


Figura A.31. Gráfico Boxplot horario de velocidad, estación de medición Faro Carranza

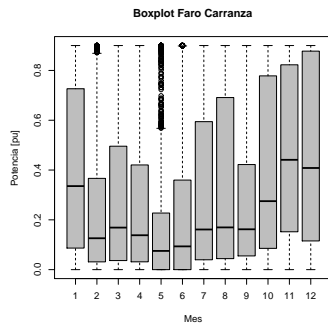


Figura A.32. Gráfico Boxplot mensual de potencia, estación de medición Faro Carranza

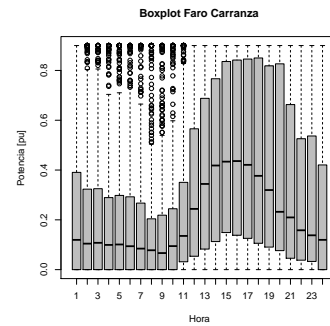


Figura A.33. Gráfico Boxplot horario de potencia, estación de medición Faro Carranza

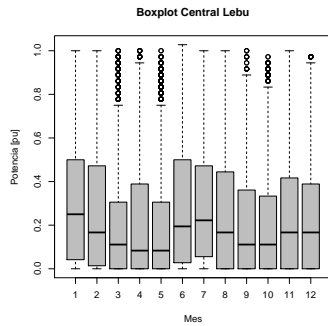


Figura A.34. Gráfico Boxplot mensual de potencia, central eólica Lebu

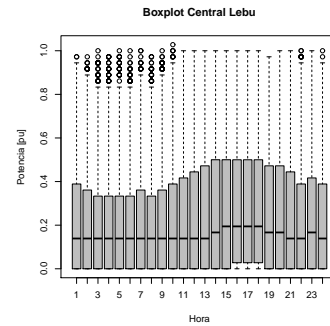


Figura A.35. Gráfico Boxplot horario de potencia, central eólica Lebu

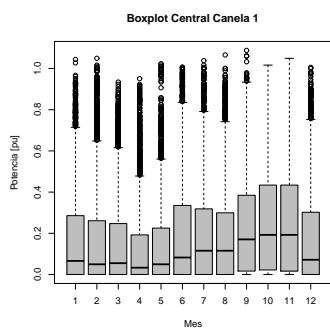


Figura A.36. Gráfico *Boxplot* mensual de potencia, central eólica Canela 1

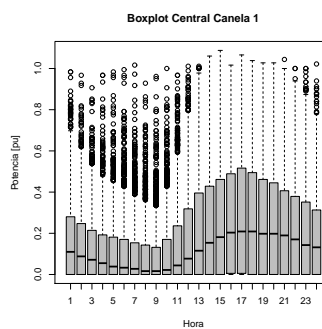


Figura A.37. Gráfico *Boxplot* horario de potencia, central eólica Canela 1

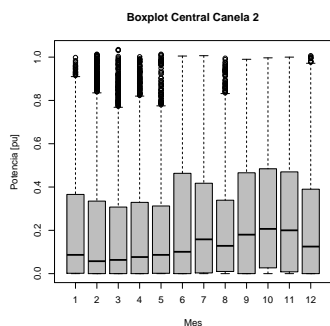


Figura A.38. Gráfico *Boxplot* mensual de potencia, central eólica Canela 2

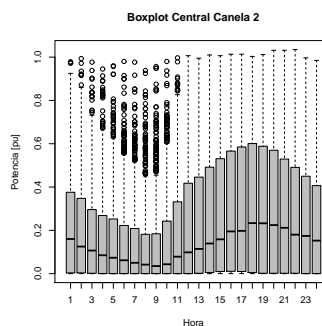


Figura A.39. Gráfico *Boxplot* horario de potencia, central eólica Canela 2

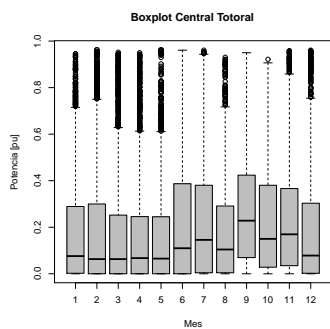


Figura A.40. Gráfico *Boxplot* mensual de potencia, central eólica Totoral

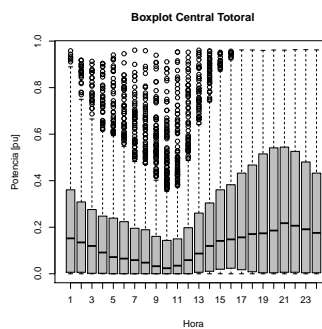


Figura A.41. Gráfico *Boxplot* horario de potencia, central eólica Totoral

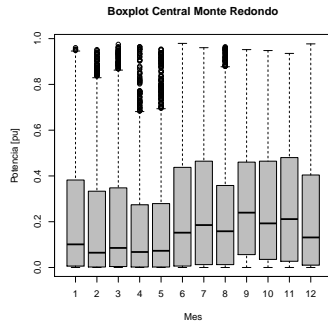


Figura A.42. Gráfico *Boxplot* mensual de potencia, central eólica Monte Redondo

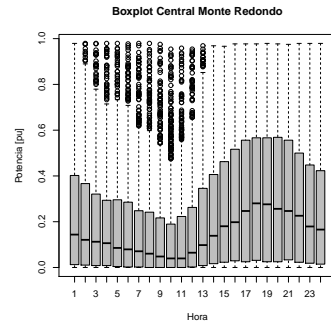


Figura A.43. Gráfico *Boxplot* horario de potencia, central eólica Monte Redondo

Apéndice B

Series de tiempo

Una serie temporal o cronológica es una secuencia de datos, observaciones o valores, medidos en determinados momentos del tiempo, ordenados cronológicamente y, normalmente, espaciados entre sí de manera uniforme. El análisis de series temporales comprende métodos que ayudan a interpretar este tipo de datos, extrayendo información representativa, tanto referente a los orígenes o relaciones subyacentes como a la posibilidad de extrapolar y predecir su comportamiento futuro [95].

B.1. Componentes de una serie de tiempo

El análisis clásico de las series de tiempo se basa en la suposición de que los valores que toma la variable de observación es la consecuencia de tres componentes, cuya actuación conjunta da como resultado los valores medidos, estos componentes son:

a. **Componente tendencia**

Se puede definir como un cambio a largo plazo que se produce en la relación al nivel medio, o el cambio a largo plazo de la media. La tendencia se identifica con un movimiento suave de la serie a largo plazo.

b. **Componente estacional**

Muchas series temporales presentan cierta periodicidad o dicho de otro modo, variación de cierto período (semestral, mensual, etc.). Por ejemplo la velocidad del viento varía con las horas del día. Estos efectos son fáciles de entender y se pueden medir explícitamente o incluso se pueden eliminar de la serie de datos, a este proceso se le llama desestacionalización de la serie.

c. **Componente aleatoria**

Esta componente no responde a ningún patrón de comportamiento, sino que es el resultado de factores fortuitos o aleatorios que inciden de forma aislada en una serie de tiempo.

De estos tres componentes los dos primeros son componentes determinísticos, mientras que la última es aleatoria. Así se puede denotar la serie de tiempo como:

$$X_t = T_t + E_t + I_t$$

donde T_t es la tendencia, E_t es la componente estacional e I_t es la componente aleatoria.

B.2. Clasificación descriptiva de las series temporales

Las series temporales se pueden clasificar en:

Estacionarias Una serie es estacionaria cuando es estable a lo largo del tiempo, es decir, cuando la media y varianza son constantes en el tiempo. Esto se refleja gráficamente en que los valores de la serie tienden a oscilar alrededor de una media constante y la variabilidad con respecto a esa media también permanece constante en el tiempo.

No estacionarias Son series en las cuales la tendencia y/o variabilidad cambian en el tiempo. Los cambios en la media determinan una tendencia a crecer o decrecer a largo plazo, por lo que la serie no oscila alrededor de un valor constante.

Apéndice C

Supuestos modelo SIC

En este capítulo se detallan los antecedentes utilizados y supuestos definitivos del modelo del Sistema Interconectado Central (SIC) implementado en PLEXOS. El punto de partida es la base de datos usada para estudios de planificación en el proyecto Transelec $I + D$.

El modelo inicial se basaba íntegramente en la información contenida en el Informe de Precios de Nudo de abril de 2011 [96]. Posteriormente se realizaron algunas modificaciones, las cuales son detalladas en esta sección.

Se considera la demanda generada a partir del consumo de energía previsto en [96] y los perfiles de carga del año 2009.

El modelo hidrológico ha sido modificado para corregir algunas imprecisiones e incorporar de manera simplificada las filtraciones de los embalses y los convenios de riego, que imponen restricciones adicionales sobre el uso de agua.

Para las centrales eólicas que se encuentran en funcionamiento se crearon perfiles en base a los datos históricos de generación, mientras que para las centrales que se encuentran próximas a entrar en funcionamiento, se realizaron los perfiles en función a los datos históricos del viento en las zonas cercanas donde se emplazarán los proyectos.

En este informe se detallan las centrales que se encontraban operando al año 2011.

C.1. Sistema de Transmisión

C.1.1. Consideraciones generales

El modelo simplificado del sistema de transmisión del SIC se ha construido sobre la base del modelo de optimización hidrológico de la CNE¹⁷. A él se ha agregado el sistema troncal de la zona de Concepción, el sistema en 154kV – que va en paralelo al troncal – entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa. En lo que sigue se detallan los componentes y atributos del sistema de transmisión modelado.

¹⁷Extraído desde las bases de cálculo del OSE2000 disponibles en [96].

C.1.2. Regiones y nodos

Se modela el sistema como una única región (“SIC”) dividida en tres zonas, de acuerdo a lo establecido para el pago de peajes: Transmisión Norte, Transmisión Sur y Transmisión Común (“TxT Norte”, “TxT Sur” y “TxT Común” respectivamente).

En total, el sistema está compuesto por 90 nodos, de los cuales 15 corresponden a nodos auxiliares agregados para imponer restricciones especiales sobre ciertos tramos (terminados en “(RTx)”, “Aux” y “(trafo II)”). En las tablas C.1, C.2 y C.3 se detallan los nodos del modelo separados por región.

Nodos zona “TxT Norte”	
Nombre	Tensión [kV]
Cardones 220	220
Cardones 220 NORTE (RTx)	220
Carrera Pinto 220	220
Diego de Almagro 220	220
Los Vilos 220	220
Maitencillo 220	220
Pan de Azucar 220	220

Tabla C.1: Nodos en sistema de Transmisión Norte.

Nodos zona “TxT Común”	
Nombre	Tensión [kV]
Agua Santa 110	110
Agua Santa 220	220
Alto Jahuel 110	110
Alto Jahuel 154	154
Alto Jahuel 220	220
Alto Jahuel 500	500
Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	500
Ancoa 220	220
Ancoa 500	500
Ancoa 500 NORTE (RTx)	500
Candelaria 220	220
Cerro Navia 110	110
Cerro Navia 220	220
Cerro Navia 220 Aux ¹⁸	220
Charrua 154	154
Charrua 220	220
Charrua 500	500
Charrua 500 NORTE (RTx)	500

¹⁸Nodo retirado con la entrada de “Cerro Navia Desf 220”

Nombre	Tensión [kV]
Chena 110	110
Chena 220	220
Chillan 154	154
Colbun 220	220
Concepcion 154	154
Concepcion 220	220
El Salto 110	110
El Salto 220	220
Hualpen 154	154
Hualpen 220	220
Itahue 154	154
Itahue 220	220
Lagunillas 154	154
Lagunillas 220	220
Lampa 220	220
Las Vegas 110	110
Linares 154	154
Los Almendros 110	110
Los Almendros 220	220
Maule 154	154
Melipilla 220	220
Melipilla 220 NORTE (RTx)	220
Nogales 220	220
Paine 154	154
Parral 154	154
Polpaico 220	220
Polpaico 500	500
Polpaico 500 SUR (RTx)	500
Punta de Cortes 154	154
Quillota 110	110
Quillota 220	220
Rancagua 154	154
Rapel 220	220
Rapel 220 NORTE (RTx)	220
San Fernando 154	154
San Luis 220	220
Sauzal 110	154
Teno 154	154
Tilcoco 154	154
Tinguiririca 154	154

Tabla C.2: Nodos en Área de Influencia Común.

Nodos zona "TxT Sur"	
Nombre	Tensión [kV]
Barro Blanco 220	220
Cautin 220	220
Cautin 220 NORTE (RTx)	220
Ciruelos 220	220
Ciruelos 220 NORTE (RTx)	220
Ciruelos 220 SUR (RTx)	220
Esperanza 220	220
Puerto Montt 220	220
Temuco 220	220
Valdivia 220	220

Tabla C.3: Nodos en sistema de Transmisión Sur.

C.1.3. Líneas de transmisión

Las líneas reales son presentadas en la tabla C.4, mientras que en la tabla C.6 se enumeran las líneas auxiliares utilizadas para limitar los flujos en los tramos troncales.

Datos de líneas de transmisión predefinidas					
Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]
	Desde	Hacia			
Agua Santa 110→Quillota 110	Agua Santa 110	Quillota 110	0.0172	0.0431	800
Agua Santa 220→San Luis 220	Agua Santa 220	San Luis 220	0.0034	0.0194	321
Alto Jahuel 110→Chena 110	Alto Jahuel 110	Chena 110	0.0092	0.0302	316
Alto Jahuel 110→Los Almendros 110	Alto Jahuel 110	Los Almendros 110	0.0212	0.0673	162
Alto Jahuel 154→Paine 154	Alto Jahuel 154	Paine 154	0.0061	0.0283	179
Alto Jahuel 154→Punta de Cortes 154	Alto Jahuel 154	Punta de Cortes 154	0.0216	0.0976	179
Alto Jahuel 220→Chena 220	Alto Jahuel 220	Chena 220	0.0013	0.0061	1220
Alto Jahuel 220→Chena 220	Alto Jahuel 220	Chena 220	0.0013	0.0061	1500
Alto Jahuel 500→Polpaico 500	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)	0.0006	0.0079	1800
Ancoa 220→Itahue 220	Ancoa 220	Itahue 220	0.0029	0.0278	944
Ancoa 500→Alto Jahuel 500	Ancoa 500 NORTE (RTx)	Alto Jahuel 500	0.0026	0.0133	1550
Ancoa 500→Polpaico 500	Ancoa 500 NORTE (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)	0.0026	0.017	1800
Candelaria 220→Alto Jahuel 220	Candelaria 220	Alto Jahuel 220	0.0019	0.0081	610
Cardones 220→Maitencillo 220	Cardones 220	Maitencillo 220	0.0091	0.0363	777
Carrera Pinto 220→Cardones 220	Carrera Pinto 220	Cardones 220 NORTE (RTx)	0.0144	0.0585	197
Cerro Navia 110→Las Vegas 110	Cerro Navia 110	Las Vegas 110	0.0316	0.1162	162
Cerro Navia 220→Cerro Navia 220 Aux	Cerro Navia 220	Cerro Navia 220 Aux	0	0	720
Cerro Navia 220→Lampa 220	Cerro Navia 220 Aux	Lampa 220	0.0028	0.0105	310
Cerro Navia 220→Polpaico 220	Cerro Navia 220 Aux	Polpaico 220	0.0064	0.0237	310
Charrua 154→Concepcion 154	Charrua 154	Concepcion 154	0.0399	0.1249	168
Charrua 220→Cautin 220	Charrua 220	Cautin 220 NORTE (RTx)	0.0103	0.0624	1000
Charrua 220→Concepcion 220	Charrua 220	Concepcion 220	0.0148	0.0574	265
Charrua 220→Esperanza 220	Charrua 220	Esperanza 220	0.0146	0.0747	193
Charrua 220→Hualpen 220	Charrua 220	Hualpen 220	0.0135	0.1001	273
Charrua 500→Ancoa 500	Charrua 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500	0.002	0.0128	1766
Charrua 500→Ancoa 500 II	Charrua 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500	0.002	0.0128	1766
Chena 110→Cerro Navia 110	Chena 110	Cerro Navia 110	0.0053	0.0189	128
Chena 110→Los Almendros 110	Chena 110	Los Almendros 110	0.01	0.0311	1368
Chena 220→Cerro Navia 220	Chena 220	Cerro Navia 220	0.0013	0.005	520
Chena 220→Cerro Navia 220	Chena 220	Cerro Navia 220	0.0013	0.005	800
Chillan 154→Charrua 154	Chillan 154	Charrua 154	0.0138	0.1034	157
Ciruelos 220→Cautin 220	Ciruelos 220 NORTE (RTx)	Cautin 220	0.0263	0.083	290
Colbun 220→Candelaria 220	Colbun 220	Candelaria 220	0.0077	0.0326	610
Diego de Almagro 220→Carrera Pinto 220	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	0.0151	0.0611	220
El Salto 110→Cerro Navia 110	El Salto 110	Cerro Navia 110	0.0207	0.0545	316
Esperanza 220→Temuco 220	Esperanza 220	Temuco 220	0.0167	0.0853	193
Hualpen 154→Concepcion 154	Hualpen 154	Concepcion 154	0.0049	0.0142	316
Hualpen 154→Lagunillas 154	Hualpen 154	Lagunillas 154	0.0092	0.0346	188

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]
	Desde	Hacia			
Hualpen 220→Lagunillas 220	Hualpen 220	Lagunillas 220	0.0019	0.0094	600
Itahue 154→Maule 154	Itahue 154	Maule 154	0.0239	0.0747	107
Lampa 220→Polpaico 220	Lampa 220	Polpaico 220	0.0036	0.0132	310
Las Vegas 110→Quillota 110	Las Vegas 110	Quillota 110	0.008	0.0446	366
Linares 154→Parral 154	Linares 154	Parral 154	0.0205	0.064	107
Los Almendros 110→El Salto 110	Los Almendros 110	El Salto 110	0.0069	0.0257	316
Los Almendros 220→Alto Jahuel 220	Los Almendros 220	Alto Jahuel 220	0.0025	0.0174	423
Los Vilos 220→Nogales 220	Los Vilos 220	Nogales 220	0.0097	0.0386	446
Maitencillo 220→Pan de Azucar 220	Maitencillo 220	Pan de Azucar 220	0.0199	0.0795	394
Maule 154→Linares 154	Maule 154	Linares 154	0.0237	0.0742	107
Melipilla 220→Cerro Navia 220	Melipilla 220 NORTE (RTx)	Cerro Navia 220	0.0118	0.0458	193
Melipilla 220→Cerro Navia 220 II	Melipilla 220 NORTE (RTx)	Cerro Navia 220	0.0118	0.0458	193
Nogales 220→Polpaico 220	Nogales 220	Polpaico 220	0.001	0.0122	3000
Paine 154→Rancagua 154	Paine 154	Rancagua 154	0.0096	0.0535	179
Pan de Azucar 220→Los Vilos 220	Pan de Azucar 220	Los Vilos 220	0.0235	0.0919	446
Parral 154→Chillan 154	Parral 154	Chillan 154	0.0361	0.1132	107
Polpaico 220→El Salto 220	Polpaico 220	El Salto 220	0.0017	0.0162	646
Puerto Montt 220→Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	0.0227	0.0942	193
Punta de Cortes 154→Tilcoco 154	Punta de Cortes 154	Tilcoco 154	0.0096	0.0347	128
Quillota 220→Polpaico 220	Quillota 220	Polpaico 220	0.001	0.0121	2000
Rancagua 154→Tinguiririca 154	Rancagua 154	Tinguiririca 154	0.0289	0.1084	125
Rapel 220→Melipilla 220	Rapel 220 NORTE (RTx)	Melipilla 220	0.0118	0.0458	193
Rapel 220→Melipilla 220 II	Rapel 220 NORTE (RTx)	Melipilla 220	0.0118	0.0458	193
San Luis 220→Quillota 220	San Luis 220	Quillota 220	0.0002	0.0022	2352
Sauzal 110→Alto Jahuel 110	Sauzal 110	Alto Jahuel 110	0.0364	0.1123	152
Temuco 220→Cautin 220	Temuco 220	Cautin 220	0.0013	0.004	332
Teno 154→Itahue 154	Teno 154	Itahue 154	0.0131	0.0606	198
Tilcoco 154→Tinguiririca 154	Tilcoco 154	Tinguiririca 154	0.008	0.0289	128
Tinguiririca 154→Itahue 154	Tinguiririca 154	Itahue 154	0.0227	0.1051	192
Tinguiririca 154→San Fernando 154	Tinguiririca 154	San Fernando 154	0.0018	0.0071	127
Tinguiririca 154→Teno 154	Tinguiririca 154	Teno 154	0.0122	0.0516	198
Valdivia 220→Ciruelos 220	Valdivia 220	Ciruelos 220 SUR (RTx)	0.0091	0.0288	338
Valdivia 220→Ciruelos 220	Valdivia 220	Ciruelos 220 SUR (RTx)	0.0091	0.0288	386

Tabla C.4: Características de líneas de transmisión predefinidas.

Datos de líneas de transmisión agregadas					
Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]
	Desde	Hacia			
Alto Jahuel 500→Alto Jahuel 220 III	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	0.0002	0.0196	750
Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500 Aux	Lo Aguirre 500	0.0004	0.00415864	1400
Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500 II	Alto Jahuel 500 Aux	Lo Aguirre 500	0.0004	0.00415864	1400
Alto Jahuel 500→Polpaico 500	Alto Jahuel 500 Aux	Polpaico 500 Aux	0.0006	0.0079	1400
Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III	Alto Jahuel 500 Aux	Polpaico 500 Aux	0.0007	0.0077136	1400
Ancoa 500→Alto Jahuel 500 II	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	0.0025	0.0133	1400
Ancoa 500→Alto Jahuel 500 III	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	0.0025	0.0133	1400
Ancoa 500→Alto Jahuel 500 IV	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	0.0025	0.0133	1400
Ancoa 500→Ancoa 220 II	Ancoa 500	Ancoa 220	0.0002	0.0195	750
Ancoa 500→Polpaico 500	Ancoa 500 Aux	Polpaico 500	0.0026	0.017	1400
Barro Blanco 220→Valdivia 220	Barro Blanco 220	Valdivia 220	0.022	0.087	193
Cardones 220→Diego de Almagro 220	Cardones 220 Aux	Diego de Almagro 220	0.0304	0.12128202	290
Cardones 220→Diego de Almagro 220 II	Cardones 220 Aux	Diego de Almagro 220	0.0304	0.12128202	290
Cardones 500 → Cardones 220	Cardones 500	Cardones 220	0.0002	0.0195	750
Cerro Navia 220→Cerro Navia 220 Aux	Cerro Navia 220	Cerro Navia 220 Aux	0	4.00E-10	720
Cerro Navia 220→Cerro Navia Desf 220	Cerro Navia 220	Cerro Navia Desf 220	0	0.0001	700
Cerro Navia 220→Lampa 220	Cerro Navia 220 Aux	Lampa 220	0.0028	0.01049586	310
Cerro Navia 220→Polpaico 220	Cerro Navia 220 Aux	Polpaico 220	0.0064	0.02367768	310
Cerro Navia Desf 220→Lampa 220	Cerro Navia Desf 220	Lampa 220	0.0028	0.01049586	310
Cerro Navia Desf 220→Polpaico 220	Cerro Navia Desf 220	Polpaico 220	0.0064	0.02367768	310
Charrua 220→Cautin 220	Charrua 220	Cautin 220 Aux	0.0103	0.06235	1000
Charrua 220→Charrua 500 III	Charrua 220	Charrua 500	0.0001357	0.018239	750
Charrua 220→Lagunillas 220	Charrua 220	Lagunillas 220	0.0057	0.0433	300
Charrua 220→Mulchen 220	Charrua 220	Mulchen 220 Aux	0.003534	0.021394	1000
Charrua 500→Ancoa 500 III	Charrua 500 Aux	Ancoa 500	0.002	0.0127616	1766
Ciruelos 220→Pichirropulli 220	Ciruelos 220 Aux Sur	Pichirropulli 220	0.0138	0.05505372	2600
Lo Aguirre 220→Cerro Navia 220	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	0.0003	0.00391736	3000
Lo Aguirre 500→Lo Aguirre 220 I	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220	0.0002	0.0195	771
Lo Aguirre 500→Polpaico 500	Lo Aguirre 500	Polpaico 500 Aux	0.0003	0.00372088	1400
Lo Aguirre 500→Polpaico 500 II	Lo Aguirre 500	Polpaico 500 Aux	0.0003	0.00372088	1400
Maitencillo 500→Cardones 500	Maitencillo 500	Cardones 500	0.0006	0.00368044	3000
Maitencillo500 →Maitencillo220	Maitencillo 500	Maitencillo 220	0.0002	0.0195	750
Melipilla 220→Cerro Navia 220	Melipilla 220 Aux	Cerro Navia 220	0.0118	0.0458	193
Melipilla 220→Cerro Navia 220 II	Melipilla 220 Aux	Cerro Navia 220	0.0118	0.0458	193
Melipilla 220→Lo Aguirre 220	Melipilla 220 Aux	Lo Aguirre 220	0.0168	0.0661113	193
Melipilla 220→Lo Aguirre 220 II	Melipilla 220 Aux	Lo Aguirre 220	0.0168	0.0661113	193
Melipilla 220→Lo Aguirre 220 III	Melipilla 220 Aux	Lo Aguirre 220	0.008856	0.035333	290
Mulchen 220→Cautin 220	Mulchen 220	Cautin 220 Aux	0.006766	0.040955	1000

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]
	Desde	Hacia			
Pan de Azucar 500 → Pan de Azucar 220	Pan de Azucar 500	Pan de Azucar 220	0.0001	0.00975	1500
Pan de Azucar 500 → Maitencillo 500	Pan de Azucar 500	Maitencillo 500	0.0009	0.00544044	3000
Pan de Azucar 500 → Polpaico 500	Pan de Azucar 500	Polpaico 500	0.002	0.01121016	3000
Pichirropulli 220 → Barro Blanco 220	Pichirropulli 220 Aux	Barro Blanco 220	0.0176	0.02362087	193
Pichirropulli 220 → Puerto Montt 220	Pichirropulli 220 Aux	Puerto Montt 220	0.0171	0.06820062	145
Pichirropulli 220 → Puerto Montt 220 II	Pichirropulli 220 Aux	Puerto Montt 220	0.004847	0.015808	290
Pichirropulli 220 → Valdivia 220	Pichirropulli 220	Valdivia 220	0.0218	0.08709959	332
Puerto Montt 220 → Valdivia 220	Puerto Montt 220	Valdivia 220	0.0637	0.17071653	145
Rapel 220 → Melipilla 220 III	Rapel 220 Aux	Melipilla 220	0.011822	0.047165	290

Tabla C.5: Características de líneas de transmisión agregadas.

Datos de líneas de transmisión auxiliares					
Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	
	Desde	Hacia			
Cardones 220 → Cardones 220 NORTE (RTx)	Cardones 220	Cardones 220 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Cautin 220 → Cautin 220 NORTE (RTx)	Cautin 220	Cautin 220 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Charrua 500 → Charrua 500 NORTE (RTx)	Charrua 500	Charrua 500 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Ciruelos 220 → Ciruelos 220 NORTE (RTx)	Ciruelos 220	Ciruelos 220 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Ciruelos 220 → Ciruelos 220 SUR (RTx)	Ciruelos 220	Ciruelos 220 SUR (RTx)	0	1E-8	
Melipilla 220 → Melipilla 220 NORTE (RTx)	Melipilla 220	Melipilla 220 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Rapel 220 → Rapel 220 NORTE (RTx)	Rapel 220	Rapel 220 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Alto Jahuel 500 → Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Ancoa 500 → Ancoa 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500	Ancoa 500 NORTE (RTx)	0	1E-8	
Polpaico 500 → Polpaico 500 SUR (RTx)	Polpaico 500	Polpaico 500 SUR (RTx)	0	1E-8	

Tabla C.6: Características de líneas de transmisión auxiliares.

Datos de transformadores				
Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]
	Desde	Hacia		
Agua Santa 220→Agua Santa 110	Agua Santa 220	Agua Santa 110	0.0000	0.0419
Alto Jahuel 220→Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 110	0.0003	0.0155
Alto Jahuel 220→Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 154	0.0002	0.0320
Alto Jahuel 500→Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	0.0002	0.0196
Alto Jahuel 500→Alto Jahuel 220 II	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	0.0002	0.0196
Ancoa 500→Ancoa 220	Ancoa 500	Ancoa 220	0.0002	0.0195
Cerro Navia 220→Cerro Navia 110	Cerro Navia 220	Cerro Navia 110	0.0002	0.0163
Charrua 220→Charrua 154	Charrua 220	Charrua 154	0.0005	0.0280
Charrua 220→Charrua 500	Charrua 220	Charrua 500	0.0001	0.0182
Charrua 220→Charrua 500 II	Charrua 220	Charrua 500	0.0001	0.0182
Chena 220→Chena 110	Chena 220	Chena 110	0.0026	0.0261
Concepcion 220→Concepcion 154	Concepcion 220	Concepcion 154	0.0005	0.0300
El Salto 220→El Salto 110	El Salto 220	El Salto 110	0.0026	0.0261
Hualpen 220→Hualpen 154	Hualpen 220	Hualpen 154	0.0006	0.0322
Itahue 220→Itahue 154	Itahue 220	Itahue 154	0.0002	0.0320
Lagunillas 220→Lagunillas 154	Lagunillas 220	Lagunillas 154	0.0005	0.0280
Los Almendros 220→Los Almendros 110	Los Almendros 220	Los Almendros 110	0.0026	0.0261
Polpaico 500→Polpaico 220	Polpaico 500	Polpaico 220	0.0002	0.0195
Polpaico 500→Polpaico 220 II	Polpaico 500	Polpaico 220	0.0002	0.0195
Quillota 220→Quillota 110	Quillota 220	Quillota 110	0.0006	0.0485
Rancagua 154→Sauzal 110	Rancagua 154	Sauzal 110	0.0235	0.1809

Tabla C.7

TRANSFORMADORES INCLUIDOS EN EL MODELO.

C.1.4. Transformadores

El modelo inicial – análogo al modelo CNE OSE2000 – representaba a los transformadores como líneas del sistema, puesto que el nivel de tensión es indiferente para los resultados al calcular los flujos de potencia en sistema por unidad. No obstante, la implementación de transformadores permite discriminar el detalle de precisión con que se modela el flujo en los distintos niveles de tensión, facilitando la ejecución y permitiendo descartar situaciones irrelevantes para este estudio.

Por tanto, se reemplaza las líneas que representan transformadores por transformadores. Las características de éstos últimos se presentan en la tabla C.7.

C.1.5. Restricciones de transmisión y criterio N-1

Adicionales a las restricciones por capacidad térmica de las líneas, en distintos tramos del sistema modelado aparecen restricciones adicionales dadas por estabilidad de tensión y la aplicación del criterio de seguridad $N-1$ en transmisión troncal.

Aquellos tramos operados bajo criterio $N-1$ representados como una sola línea y que no presentan variaciones¹⁹, o si las presentan éstas se encuentran predefinidas, son restringidos utilizando la propiedad *Rating*. Los tramos en estas condiciones se detallan en la tabla C.8.

¹⁹En este contexto, se entiende por variaciones la puesta en servicio de líneas en paralelo entre los mismos nodos.

Líneas restringidas por criterio $N-1$	
Nombre	Límite $N-1$
Alto Jahuel 110→Chena 110	158
Alto Jahuel 110→Los Almendros 110	81
Alto Jahuel 220→Chena 220	935
Ancoa 220→Itahue 220	400
Cerro Navia 220→Cerro Navia 220 Aux	460
Cerro Navia 220→Cerro Navia Desf 220	460
Chena 110→Los Almendros 110	721
Chena 220→Cerro Navia 220	260
El Salto 110→Cerro Navia 110	158
Lo Aguirre 220→Cerro Navia 220	1500
Los Almendros 110→El Salto 110	158
Nogales 220→Polpaico 220	1500
Nogales 220→Quillota 220	224
Pichirropulli 220→Valdivia 220	166
Polpaico 220→El Salto 220	323
Quillota 220→Polpaico 220	1445
San Luis 220→Quillota 220	1520
Temuco 220→Cautin 220	145
Cardones 220→Maitencillo 220	381
Maitencillo 220→Pan de Azucar 220	197
Charrua 500→Mulchen 500	2500
Ciruelos 500→Cautin 500	2500
Mulchen 500→Cautin 500	2500
Pan de Azucar 500→Maitencillo 500	1500
Maitencillo 500→Cardones 500	1500

Tabla C.8

LÍNEAS RESTRINGIDAS POR CRITERIO $N-1$, MEDIANTE LA PROPIEDAD *Rating*.

C.2. Parque Generador

C.2.1. Consideraciones generales

Las mayoría de las características de las centrales generadoras corresponden a las de la base de datos utilizada para la simulación de los precios de nudo [96]. Algunas características necesarias para la operación, tales como: nivel mínimo estable, costo de partida y tiempo de partida, fueron obtenidos a través de la página del CDEC-SIC. Además, se han agregado los tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades térmicas, la tasa de salida forzada de las unidades hidráulicas, y el M.T.T.R de todas las centrales en base a las unidades genéricas del *IEEE Reliability Test System-1996* [97].

Para efectos de la descripción de la generación del SIC, se agrupan las centrales de generación en: hidroeléctrica, termoeléctrica y eólica.

C.2.2. Centrales hidroeléctricas

C.2.2.a. Centrales de embalse

Las centrales de embalse modeladas y sus características se presentan en la tabla C.9. Las tres últimas columnas de la mencionada tabla corresponden a:

η Eficiencia de la turbina.

F.O.R. (*Forced Outage Rate*) Tasa de salida forzada.

M.T.T.R. (*Mean Time To Repair*) Tiempo medio de reparación, tras la salida forzada de la central.

Se ha supuesto que los rendimientos de las centrales de embalse son constantes e independientes del volumen embalsado.

Características de centrales de embalse							
Nombre central	Nodo	Embalse asociado	$P_{\text{máx}}$ [MW]	$P_{\text{mín}}$ [MW]	η [MW/cumec]	F.O.R. [%]	M.T.T.R. [hrs]
Antuco	Charrua 220	Poza Polcura	320	20	1,63	4	50
Canutillar	Puerto Montt 220	Lago Chapo	169	40	1,92	4	50
Cipreses	Itahue 154	Laguna Invernada	105		2,79	4	50
Colbun	Colbun 220	Embalse Colbun	460	100	1,43	4	50
El Toro	Charrua 220	Lago Laja	450		4,74	4	50
Machicura	Colbun 220	Embalse Machicura	97	20	0,32	4	50
Pangué	Charrua 220	Embalse Pangué	472	90	0,89	4	50
Pehuenche	Ancoa 220	Embalse Melado	560	120	1,67	4	50
Ralco	Charrua 220	Embalse Ralco	660	230	1,55	4	50
Rapel	Rapel 220	Lago Rapel	350	40	0,67	4	50

Tabla C.9

CARACTERÍSTICAS MODELADAS DE CENTRALES HIDRÁULICAS DE EMBALSE.

C.2.2.b. Centrales de pasada

Las centrales hidroeléctricas de pasada (o bien, aquellas modeladas como pasada) incluidas en el modelo corresponden a las presentadas en las tablas C.10. Debe tenerse en cuenta que algunas de las centrales de pasada forman parte de las series hidrológicas detalladas en la sección C.2.2.d.

La energía afluente a las centrales de pasada utilizada, para las diversas hidrologías históricas, están contenidas en las bases de datos de Informe de Precios de Nudo [96].

Datos de centrales de pasada					
Nombre central	Nodo	$P_{\text{máx}}$ [MW]	η [MW/cumec]	F.O.R. [%]	M.T.T.R. [hrs]
Abanico	Charrua 154	136,0	1,27	4	50
Alfalfal	Los Almendros 220	196,0	5,94	4	50
Blanco	Polpaico 220	57,0	5,76	4	50
Capullo	Barro Blanco 220	10,0	1,00	4	50
Chacabucquito	Polpaico 220	25,0	1,22	4	50

Nombre central	Nodo	$P_{\text{máx}}$ [MW]	η [MW/cumec]	F.O.R. [%]	M.T.T.R. [hrs]
Chacayes	Sauzal 110	106,0	1,00	4	50
Chiburgo	Alto Jahuel 220	19,4	0,97	4	50
Confluencia	Tinguiririca 154	159,0	1,00	4	50
Coya-Pangal	Sauzal 110	10,8	1,00	4	50
Curillinque	Itahue 154	89,0	1,01	4	50
El Manzano	Temuco 220	4,9	1,00	4	50
Eyzaguirre	Los Almendros 110	2,0	1,00	4	50
Florida	Los Almendros 110	28,0	1,00	4	50
Guayacan	Los Almendros 110	12,0	1,00	4	50
Hornitos	Las Vegas 110	55,0	5,00	4	50
Isla	Itahue 154	68,0	0,81	4	50
Juncal	Polpaico 220	32,0	2,20	4	50
La Higuera	Tinguiririca 154	153,0	3,20	4	50
La Paloma	Pan de Azucar 220	4,5	1,00	4	50
Lican	Barro Blanco 220	17,0	1,00	4	50
Lircay	Maule 154	19,0	0,90	4	50
Loma Alta	Ancoa 220	38,0	0,45	4	50
Los Molles	Pan de Azucar 220	19,0	1,00	4	50
Los Morros	Alto Jahuel 110	1,6	1,00	4	50
Los Quilos	Polpaico 220	40,0	1,90	4	50
Maitenes	Los Almendros 110	30,8	1,40	4	50
Mampil	Charrua 220	49,0	1,05	4	50
Mariposas	Barro Blanco 220	6,0	1,00	4	50
Ojos de Agua	Itahue 154	9,0	0,68	4	50
Palmucho	Charrua 220	32,0	1,14	4	50
Peuchen	Charrua 220	77,0	2,10	4	50
Pilmaiquen	Barro Blanco 220	35,0	1,00	4	50
Puclaro	Pan de Azucar 220	5,6	1,00	4	50
Pullinque	Temuco 220	48,6	1,00	4	50
Puntilla	Los Almendros 110	22,1	0,76	4	50
Quilleco	Charrua 220	70,0	0,55	4	50
Rio Trueno	Temuco 220	5,8	1,00	4	50
Rucue	Charrua 220	169,0	1,33	4	50
San Clemente	Alto Jahuel 220	5,4	1,00	4	50
San Ignacio	Itahue 154	37,0	0,19	4	50
Sauce Andes	Las Vegas 110	0,5	1,00	4	50
Sauzal	Sauzal 110	90,0	1,00	4	50
Volcan	Los Almendros 110	63,0	1,00	4	50

Tabla C.10: Características de centrales de pasada.

Características de embalses			
Nombre	Volumen máximo [CMD]	Volumen mínimo [CMD]	Volumen inicial [CMD]
Embalse Colbun	17977,4	4416,9	16384,3
Embalse Machicura	204,9	27,0	112,3
Embalse Melado	1546,8	1233,6	1400,5
Embalse Pangue	832,9	356,6	756,0
Embalse Ralco	13579,7	4738,5	8347,2
Lago Chapo	12330,8	1041,1	1957,2
Lago Laja	64651,5	4687,6	17584,5
Lago Rapel	6518,6	3151,6	3407,4
Laguna del Maule	16821,9	0,0	16782,0
Laguna Invernada	2021,5	54,6	225,7

Tabla C.11

CARACTERÍSTICAS DE LOS EMBALSES INCLUIDOS EN EL MODELO.

C.2.2.c. Hidrologías

Los flujos de agua en los embalses y la generación de las centrales de pasada serán determinados por un subconjunto de hidrologías seleccionadas desde las hidrologías históricas del SIC entre los años 1960 y 2010, disponibles en las bases de datos del modelo OSE2000.

C.2.2.d. Modelo hidrológico

La mayor parte de los embalses del sistema se encuentra en unas pocas cuencas, por lo cual se hace necesario modelar las series hidrológicas existentes. El modelo OSE2000 (CNE) incorpora un modelo de las cuencas más relevantes, por lo que a partir de éste último se modelan las series hidrológicas.

Los embalses incluidos se presentan en la tabla C.11, descritos en términos de volumen (en CMD, *Cubic Meter-Day*) en lugar de cotas (bajo el supuesto de rendimiento constante de las turbinas generadoras, el tratamiento en volumen es equivalente al de cotas).

El modelo OSE2000 emplea generadores virtuales para modelar las cascadas hidrológicas y los convenios de riego. En su lugar, para efectos del modelamiento todas las bocatomas y riegos han sido modeladas como embalses de volumen cero, que en el fondo son una forma de representar en el software de simulación un punto de conexión entre caudales, de modo de que los caudales de entrada y de salida se balanceen. Las Cuencas del: Maule, Lago Laja, Alto BioBío y Lago Chapa se modelan de acuerdo a los diagramas de las figuras C.1,C.2,C.3 y C.4, respectivamente.

C.2.3. Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas incluidas en el modelo se corresponden plenamente con las centrales incluidas en las bases de datos del OSE2000.

El *heat rate* de cada unidad incluye tanto los costos combustibles, como los costos variables no combustibles. El tratamiento de los combustibles se detalla en la sección C.4.2.

En las tablas C.12 y C.13 se presentan las características de los generadores termoeléctricos. En la tabla C.13 *sc* y *set* corresponde a *start cost* y *start cost time*, respectivamente.

De los datos en las tablas resaltan algunas centrales generadoras con *heat rate* nulo. Éstas corresponden a centrales que operan con biomasa, desechos forestales y centrales geotérmicas. Para las dos primeras no existen limitaciones en cuánto a la generación, por considerarse que sus combustibles son abundantes en relación al tamaño de las unidades.

Las centrales geotérmicas, en cambio, están sujetas a la disponibilidad de vapor (de forma similar a como lo están las centrales eólicas del viento). Por esta razón, se modelan convenientemente como grupos de unidades de 1MW cada una, operadas bajo un *rating* dinámico. Al estar modeladas como unidades de 1MW, el *rating* está normalizado al intervalo 0-1, con las consecuentes ventajas para análisis y asignación a distintos generadores que esto ofrece.

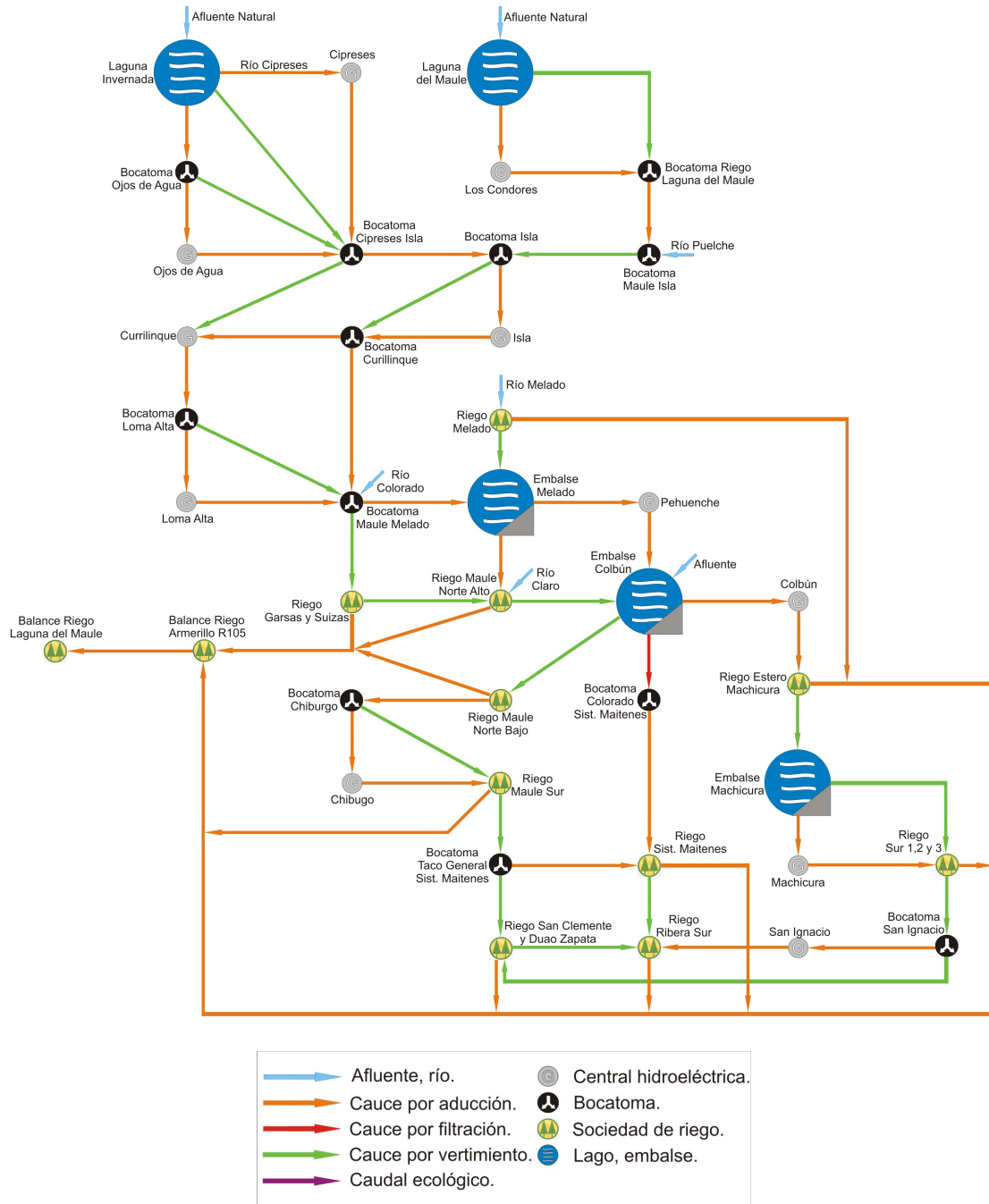


Figura C.1. Esquema cuenca del Maule.

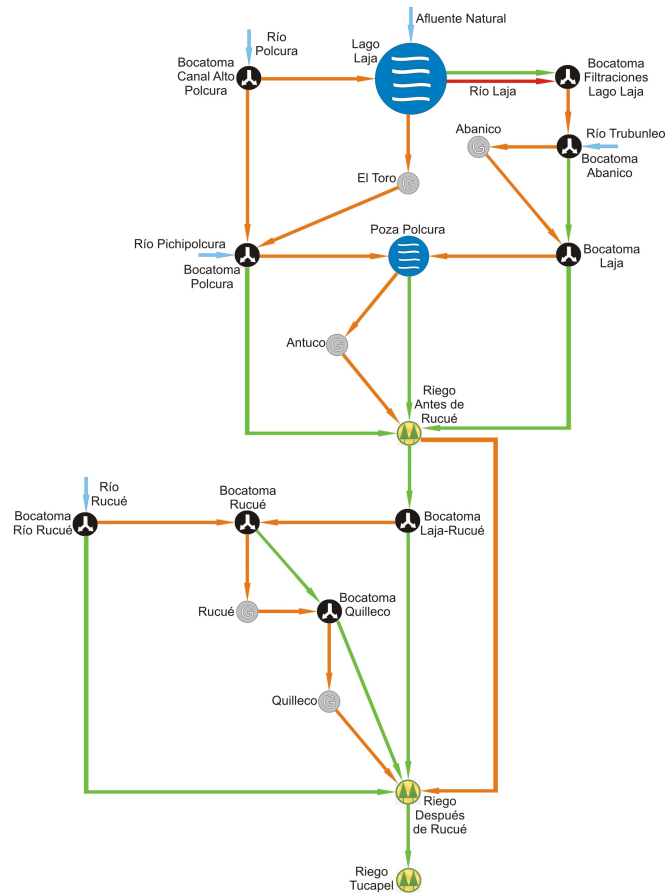


Figura C.2. Esquema cuenca del Lago Laja.

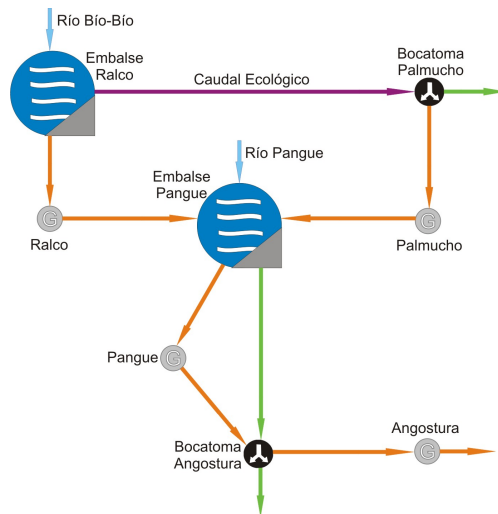


Figura C.3. Esquema cuenca del Alto BioBío.

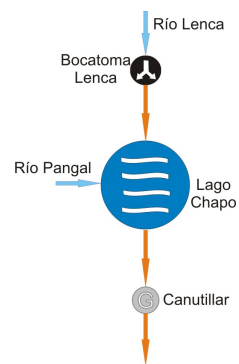


Figura C.4. *Esquema cuenca del Lago Chapo.*

Datos de centrales termoeléctricas						
Nombre central	Combustible	Nodo	$P_{\text{máx}}$ [MW]	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]	M.T.T.R. [hrs]
Ancud	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220	3	10,46	2	60
Antilhue TG 01	Petroleo Diesel	Valdivia 220	52	10,02	10	50
Antilhue TG 02	Petroleo Diesel	Valdivia 220	51	10,02	10	50
Arauco 01a	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Hualpen 154	21	0,00	10	50
Arauco 02a	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Hualpen 154	11	0,00	2	60
Bocamina	Carbon	Hualpen 154	122	11,97	4	40
Bocamina 02	Carbon	Lagunillas 154	342	11,09	8	100
Calle-Calle	Petroleo Diesel	Valdivia 220	13	9,92	2	60
Campanario 01 Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220	56	10,66	10	50
Campanario 02 Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220	56	10,69	10	50
Campanario 03 Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220	56	10,60	10	50
Campanario 04 CC Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220	60	8,31	10	50
Candelaria CA 01 Diesel	Petroleo Diesel	Candelaria 220	125	11,77	5	50
Candelaria CA 02 Diesel	Petroleo Diesel	Candelaria 220	129	11,77	5	50
Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154	3	0,00	2	60
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154	2	0,00	2	60
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154	3	0,00	2	60
Cementos Bio Bio	Petroleo IFO-180	Teno 154	14	9,26	2	60
Cenizas	Petroleo Diesel	Cardones 220	14	9,97	2	60
Chiloe	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220	9	11,64	2	60
cholguan 00	Biomasa-Petroleo N°6	Charrua 220	9	0,00	2	60
cholguan 01	Biomasa-Petroleo N°6	Charrua 220	4	0,00	2	60
Chuyaca	Petroleo Diesel	Barro Blanco 220	15	9,61	10	50
Coligues	Petroleo Diesel	Candelaria 220	22	9,27	10	50
Colmito	Petroleo Diesel	San Luis 220	58	12,90	10	50
Con Con	Petroleo Diesel	Quillota 110	2	10,37	2	60
Constitucion	Desechos Forestales	Itahue 154	7	0,00	2	60
Constitucion Elektragen	Petroleo Diesel	Itahue 154	9	12,20	2	60
Coronel TG Diesel	Petroleo Diesel	Hualpen 154	47	9,77	10	50
Degan	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220	56	9,47	10	50
Diego de Almagro TG	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	23	14,59	10	50
El Salvador TG	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	24	14,59	10	50
Emelda 01	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	33	12,47	10	50
Emelda 02	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	36	15,59	10	50
Escuadron	Biomasa	Hualpen 154	14	0,00	2	60
Esperanza 01	Petroleo Diesel	Sauzal 110	19	14,87	10	50
Esperanza 02	Petroleo Diesel	Sauzal 110	2	9,51	2	60
Esperanza 03	Petroleo Diesel	Sauzal 110	2	9,86	2	60

Nombre central	Combustible	Nodo	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]	M.T.T.R. [hrs]
Espinos	Petroleo Diesel	Los Vilos 220	122	9,58	5	50
EV25	Petroleo Diesel	Rancagua 154	26	13,38	10	50
Guacolda 01	Carbon	Maitencillo 220	143	11,34	4	40
Guacolda 02	Carbon	Maitencillo 220	143	11,34	4	40
Guacolda 03	Carbon	Maitencillo 220	137	11,03	4	40
Guacolda 04	Carbon	Maitencillo 220	139	11,03	4	40
Horcones TG Diesel	Petroleo Diesel	Hualpen 154	24	15,30	10	50
Huasco TG	Petroleo IFO-180	Maitencillo 220	58	14,78	10	50
Laguna Verde	Petroleo Diesel	Agua Santa 110	53	11,69	10	50
Laguna Verde TG	Petroleo Diesel	Agua Santa 110	18	11,43	10	50
Laja	Desechos Forestales	Charrua 154	7	0,00	2	60
Las Vegas	Petroleo Diesel	Las Vegas 110	2	10,37	2	60
Lautaro	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Temuco 220	25	0,00	10	50
licanten 00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154	1	0,00	2	60
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154	3	0,00	2	60
Linares	Petroleo Diesel	Itahue 154	0	9,61	2	60
Los Colorados 2	Biomasa	Polpaico 220	9	0,00	2	60
Los Pinos	Petroleo Diesel	Charrua 220	104	8,30	5	50
Los Vientos	Petroleo Diesel	Las Vegas 110	132	11,56	5	50
Masisa	Biomasa	Charrua 154	10	0,00	2	60
Maule	Petroleo Diesel	Itahue 154	6	12,20	2	60
Nehuenco 01 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220	310	6,94	5	50
Nehuenco 02 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220	392	6,93	5	50
Nehuenco 9B 01 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220	92	11,98	5	50
Nehuenco 9B 02 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220	16	0,00	10	50
Newen	Petroleo Diesel	Hualpen 154	13	11,22	2	60
Nueva Aldea 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Chillan 154	14	0,00	2	60
Nueva Aldea 02 Diesel	Petroleo Diesel	Chillan 154	10	12,62	2	60
Nueva Aldea 03	Licor Negro-Petroleo N°6	Chillan 154	37	11,00	10	50
Nueva Renca Diesel	Petroleo Diesel	Cerro Navia 110	312	7,40	5	50
Nueva Renca FA GLP	Petroleo Diesel	Cerro Navia 110	30	3,63	10	50
Nueva Ventanas	Carbon	Nogales 220	249	11,97	8	100
Olivos	Petroleo Diesel	Los Vilos 220	125	9,76	5	50
Petropower	Petroleo Diesel	Hualpen 154	54	11,22	10	50
Placilla	Petroleo Diesel	Agua Santa 110	3	10,18	2	60
Punta Colorada 01 Fuel	Petroleo IFO-180	Pan de Azucar 220	17	8,88	10	50
Quellon 02	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220	10	9,61	2	60
Quemchi	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220	3	9,76	2	60
Quintay	Petroleo Diesel	Agua Santa 110	3	10,18	2	60

Nombre central	Combustible	Nodo	$P_{\text{máx}}$ [MW]	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]	M.T.T.R. [hrs]
Quintero 01 CA GNL	GNL	San Luis 220	128	5,22	5	50
Quintero 02 CA GNL	GNL	San Luis 220	129	5,22	5	50
Renca	Petroleo Diesel	Cerro Navia 110	92	15,81	5	50
San Gregorio	Petroleo Diesel	Itahue 154	0	9,61	2	60
San Isidro 02 GNL	GNL	San Luis 220	392	3,48	5	50
San Isidro FA GNL	GNL	San Luis 220	20	6,37	10	50
San Isidro GNL	GNL	San Luis 220	350	3,84	5	50
San Lorenzo 01	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	29	14,19	10	50
San Lorenzo 02	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	26	15,86	10	50
Santa Lidia	Petroleo Diesel	Charrua 220	139	11,22	5	50
Santa Maria	Carbon	Charrua 220	343	11,09	8	100
Taltal 01 Diesel	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	122	11,00	5	50
Taltal 02 Diesel	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220	123	11,00	5	50
Teno	Petroleo Diesel	Teno 154	59	9,79	10	50
Termopacifico	Petroleo Diesel	Cardones 220	81	9,74	5	50
TG Penon	Petroleo Diesel	Pan de Azucar 220	81	9,50	5	50
Tierra Amarilla	Petroleo Diesel	Cardones 220	153	10,35	5	50
Totalal	Petroleo Diesel	Agua Santa 110	3	10,18	2	60
Trapen	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220	81	9,50	5	50
valdivia 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Valdivia 220	11	0,00	2	60
valdivia 02	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Valdivia 220	26	0,00	10	50
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Valdivia 220	24	0,00	10	50
Ventanas 01	Carbon	Quillota 110	113	13,07	4	40
Ventanas 02	Carbon	Quillota 110	209	12,51	4	40

Tabla C.12: Características de centrales termoeléctricas.

Datos de centrales termoeléctricas							
Nombre central	Combustible	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	$P_{m\acute{i}n}$ [MW]	SC [US\$]	SCT [hrs]	Min Up Time [hrs]	Min Down Time [hrs]
Ancud	Petroleo Diesel	3				4	2
Antilhue TG 01	Petroleo Diesel	52	25		0,2	4	2
Antilhue TG 02	Petroleo Diesel	51	25		0,2	4	2
Arauco 01a	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	21			0,4	4	2
Arauco 02a	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	11				4	2
Bocamina	Carbon	122	70	2562	40	8	8
Bocamina 02	Carbon	342	161	7182	26	24	48
Calle-Calle	Petroleo Diesel	13	7.81			4	2
Campanario 01 Diesel	Petroleo Diesel	56	25			4	2
Campanario 02 Diesel	Petroleo Diesel	56	25			4	2
Campanario 03 Diesel	Petroleo Diesel	56	25			4	2
Campanario 04 CC Diesel	Petroleo Diesel	60	35			4	2
Candelaria CA 01 Diesel	Petroleo Diesel	125	60	11000	0,5	12	10
Candelaria CA 02 Diesel	Petroleo Diesel	129	60	1500	0,5	12	10
Celco 01	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	3			3,4	4	2
Celco 02	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	2				4	2
Celco 03	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	3				4	2
Cementos Bio Bio	Petroleo IFO-180	14	8			4	2
Cenizas	Petroleo Diesel	14	4			4	2
Chiloe	Petroleo Diesel	9			0,2	4	2
Cholguan 00	Biomasa-Petroleo N°6	9				4	2
Cholguan 01	Biomasa-Petroleo N°6	4				4	2
Chuyaca	Petroleo Diesel	15	3.2		0,4	4	2
Coligues	Petroleo Diesel	22	11		4	4	2
Colmito	Petroleo Diesel	58	30		0,3	4	2
Con Con	Petroleo Diesel	2	0.34		0,1	4	2
Constitucion	Desechos Forestales	7	5.6			4	2
Constitucion Elektragen	Petroleo Diesel	9	1.5		0,2	4	2
Coronel TG Diesel	Petroleo Diesel	47	15		0,2	4	2
Degan	Petroleo Diesel	56	10		0,5	4	2
Diego de Almagro TG	Petroleo Diesel	23	5		0,1	4	2
El Salvador TG	Petroleo Diesel	24	5		4	4	2
Emelda 01	Petroleo Diesel	33	7.5		0,5	4	2
Emelda 02	Petroleo Diesel	36	12			4	2
Escuadron	Biomasa	14			0,5	4	2
Esperanza 01	Petroleo Diesel	19			0,1	4	2
Esperanza 02	Petroleo Diesel	2			0,1	4	2
Esperanza 03	Petroleo Diesel	2				4	2

Nombre central	Combustible	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	$P_{m\acute{i}n}$ [MW]	SC [US\$]	SCT [hrs]	Min Up Time. [hrs]	Min Down Time [hrs]
Espinosa	Petroleo Diesel	122	20	1000	0,5	12	10
EV25	Petroleo Diesel	26				12	10
Guacolda 01	Carbon	143	75	2900	10	8	8
Guacolda 02	Carbon	143	75	2900	10	8	8
Guacolda 03	Carbon	137	60	2900	10	8	8
Guacolda 04	Carbon	139	60	2800	10	8	8
Horcones TG Diesel	Petroleo Diesel	24	12		0,2	12	10
Huasco TG	Petroleo IFO-180	58	10		0,1	4	2
Laguna Verde	Petroleo Diesel	53	7	1640	0,1	12	10
Laguna Verde TG	Petroleo Diesel	18	2			12	10
Laja	Desechos Forestales	7	5.6		6	4	2
Las Vegas	Petroleo Diesel	2			0,1	4	2
Lautaro	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	25	3		12	4	2
Licanten 00	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	1				4	2
Licanten 01	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	3			4	4	2
Linares	Petroleo Diesel	0,4		8	0,1	4	2
Los Colorados 2	Biomasa	9	8			4	2
Los Pinos	Petroleo Diesel	104	30	1000	0,3	12	10
Los Vientos	Petroleo Diesel	132	60	1000	1	12	10
Masisa	Biomasa	10				4	2
Maule	Petroleo Diesel	6	1.02		0,2	4	2
Nehuenco 01 Diesel	Petroleo Diesel	310	280	3500	5	12	10
Nehuenco 02 Diesel	Petroleo Diesel	392	257	3500	5	12	10
Nehuenco 9B 01 Diesel	Petroleo Diesel	92	40	1000	0,5	12	10
Nehuenco 9B 02 Diesel	Petroleo Diesel	16				12	10
Newen	Petroleo Diesel	13	10		0,2	4	2
Nueva Aldea 01	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	14			4	4	2
Nueva Aldea 02 Diesel	Petroleo Diesel	10			0,7	4	2
Nueva Aldea 03	Licor Negro-Petroleo N°6	37	15			12	10
Nueva Renca Diesel	Petroleo Diesel	312	200	3500	4	12	10
Nueva Renca FA GLP	Petroleo Diesel	30				12	10
Nueva Ventanas	Carbon	249	110	5800	12	24	48
Olivos	Petroleo Diesel	125	20	1000	0,3	12	10
Petropower	Petroleo Diesel	54	42		18	12	10
Placilla	Petroleo Diesel	3	0.36		0,1	4	2
Punta Colorada 01 Fuel	Petroleo IFO-180	17	16		5	4	2
Quellon 02	Petroleo Diesel	10	1.6		0,2	4	2
Quemchi	Petroleo Diesel	3				4	2
Quintay	Petroleo Diesel	3	0.36		0,1	4	2

Nombre central	Combustible	$P_{\text{máx}}$ [MW]	$P_{\text{mín}}$ [MW]	SC [US\$]	SCT [hrs]	Min Up Time. [hrs]	Min Down Time [hrs]
Quintero 01 CA GNL	GNL	128	70	9796	0,8	12	10
Quintero 02 CA GNL	GNL	129	70	11000	0,8	12	10
Renca	Petroleo Diesel	92	25			12	10
San Gregorio	Petroleo Diesel	0,4			0,1	4	2
San Isidro 02 GNL	GNL	392	208.8	17000	0,5	12	10
San Isidro FA GNL	GNL	20	11			12	10
San Isidro GNL	GNL	350	200	15000	5	12	10
San Lorenzo 01	Petroleo Diesel	29	15		0,7	4	2
San Lorenzo 02	Petroleo Diesel	26	15		1,2	4	2
Santa Lidia	Petroleo Diesel	139	60		1	12	10
Santa Maria	Carbon	343	137	7000	20	24	48
Taltal 01 Diesel	Petroleo Diesel	122	32	2000		12	10
Taltal 02 Diesel	Petroleo Diesel	123	33	2000		12	10
Teno	Petroleo Diesel	59	16		0,3	12	10
Termopacifico	Petroleo Diesel	81	5			12	10
TG Penon	Petroleo Diesel	81	16		0,4	12	10
Tierra Amarilla	Petroleo Diesel	153	60	3000		12	10
Totoral	Petroleo Diesel	3	0.36	52	0,1	4	2
Trapen	Petroleo Diesel	81	16		0,4	12	10
valdivia 01	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	11				4	2
valdivia 02	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	26				4	2
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro Petroleo N°6	24				4	2
Ventanas 01	Carbon	113	60	2300	24	8	8
Ventanas 02	Carbon	209	100	4500	24	8	8

Tabla C.13: Características de centrales termoeléctricas, datos operación

Características de centrales eólicas predefinidas			
Nombre central	Nodo	$P_{\text{máx}}$ [MW]	N° unidades
Eolica Canela 01	Los Vilos 220	1	18
Eolica Canela 02	Los Vilos 220	1	60
Eolica Lebu	Hualpén 220	1	4
Eolica Punta Colorada	Pan de Azucar 220	1	20
Eolica Totoral	Los Vilos 220	1	46
Monte Redondo	Los Vilos 220	1	48

Tabla C.14

CARACTERÍSTICAS DE CENTRALES EÓLICAS PREDEFINIDAS.

Características de proyectos de centrales eólicas			
Nombre central	Nodo	$P_{\text{máx}}$ [MW]	N° unidades
Eolica Arauco	Concepción 220	1	100
Eolica Cabo Leones	Cardones 220	1	170
Eolica El Arrayan	Pan de Azúcar 220	1	115
Eolica Lebu Sur	Concepción 220	1	108
Eolica Talinay Oriente	Pan de Azucar 220	1	100

Tabla C.15

CARACTERÍSTICAS DE PROYECTOS DE CENTRALES EÓLICAS.

C.2.4. Centrales eólicas

Para las centrales históricas existentes, presentadas en la tabla C.14, se utiliza un perfil de generación horaria basado en un año de generación de la central²⁰, a excepción de la central eólica Punta Colorada, la cual lleva poco tiempo en funcionamiento, por lo que será tratada al igual que los proyectos futuros.

Para los proyectos de centrales eólicas ²¹, presentados en la tabla C.15, se crean perfiles de generación dependientes de la velocidad del viento en la zona donde se ubicará la central. Estos proyectos no tienen fecha de puesta en servicio, debido a que se determinará la suficiencia del sistema para diferentes porcentajes de potencia eólica, por lo que se conectarán cuando se estime conveniente para el estudio.

En ambos casos, las centrales son modeladas como grupos de unidades de 1MW cada una y operadas bajo un *rating* dinámico, de forma análoga a lo realizado con las centrales geotérmicas.

²⁰Datos obtenidos del sitio web del CDEC-SIC.

²¹Datos obtenidos de <http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>

C.3. Demanda

C.3.1. Distribución geográfica de la demanda

Para las simulaciones se requiere datos horarios para la demanda en cada barra. Para ello se usó los perfiles de demanda usados por el programa PLP del año 2009²². Dichos datos de demanda están distribuidos en 91 barras y caracterizados para cada mes del año 2009 según una demanda típica diaria, en intervalos de una hora. A partir de dichos datos se generaron perfiles de demanda cronológica para cada una de las 91 barras.

Por su parte, el modelo del SIC utilizado consta de un número inferior de nodos (63 barras del OSE2000, más algunas barras adicionales para incluir el sistema troncal hacia la zona de Concepción, el circuito de 154kV en paralelo al troncal entre las S.E. Charrúa y Alto Jahuel), de los cuales sólo 47 presentan carga. Bajo el supuesto de que la demanda entregada para las 91 barras del PLP es neta (no incluye pérdidas equivalentes), se la redistribuye entre las 47 barras con carga del modelo.

C.3.2. Crecimiento de la demanda

C.3.2.a. Demanda regulada

Los perfiles de demanda regulada del año 2009 para cada barra se hicieron crecer basándose en las tasas de crecimiento de la energía para cada mes del modelo OSE2000. Dicho crecimiento respetó los días de la semana de modo que, por ejemplo, los días Domingo tienen usualmente menor demanda que los días de semana.

C.3.2.b. Demanda industrial

Los perfiles de demanda industrial se hicieron crecer en base a los incrementos de energía en cada barra del modelo OSE2000. Se utilizó esta alternativa pues las energías de la demanda elaborada a partir del PLP y la demanda del OSE2000 no eran concordantes en su distribución geográfica²³.

Al igual que en el caso de la demanda regulada, se respetó los días de la semana en los perfiles de demanda industrial.

Tomando en cuenta los apartados anteriores, el consumo anual por barra esperado en el SIC se presenta en las tablas C.17 y C.18, para consumos regulados e industriales respectivamente.

²²No se usaron perfiles del 2010 debido a las distorsiones en la demanda como resultado del terremoto del 27 de Febrero de ese año.

²³En rigor, tampoco son concordantes en cuanto a la separación de la demanda industrial y regulada.

C.4. Otros antecedentes

C.4.1. Costo de falla

El mercado eléctrico chileno se estructura sobre la base de pagos por energía y potencia. Los pagos por potencia complementan los pagos por energía, a fin de – en teoría – permitir que los generadores cubran sus costos fijos. De este modo, el costo de falla utilizado por la CNE corresponde a un costo de falla de largo plazo, mientras que el costo asociado a la punta de la curva de demanda debe ser cubierta por los pagos por potencia.

La operación del sistema puede simularse con el Costo de Racionamiento establecido en [98], 517,99US\$/kWh.

C.4.2. Combustibles

Se utilizan los mismos costos de combustibles incluidos en el Informe de Precios de Nudo [96]. Los precios referenciales resultantes se presentan en la tabla C.16, los cuales son utilizados para modular los precios de cada generador a partir de los precios de combustible actuales.

Precios de combustibles			
Año	Carbón [US\$/Ton]	GNL [US\$/MMBtu]	Crudo WTI [US\$/BBL]
2011	102,75	15,22	80,47

Tabla C.16

PRECIOS DE COMBUSTIBLES.

El detalle de los costos de combustibles proyectados se presenta en la tabla C.19 (anexo C.5).

C.4.3. Reservas operativas

El modelo incorpora reservas operativas, las cuales, como punto de partida, se considerarán del mismo modo como lo realiza el CDEC-SIC. Esto se describe a continuación:

- Reserva en giro : tiene que ser mayor o igual a la potencia de la mayor central que está generando en el periodo.
- Reserva pronta : no posee restricción

C.5. Figuras y tablas de datos adicionales

C.5.1. Demanda

Demanda regulada					
Nodo	Consumo anual [GWh]				
	2011	2012	2015	2019	2021
Agua Santa 110	1383,7	1437,5	1675,9	2037,8	2256,9
Alto Jahuel 110	1065,9	1107,7	1291,9	1571,0	1739,5
Barro Blanco 220	487,9	507,0	590,7	718,7	795,4
Cardones 220	543,8	564,9	658,2	801,0	886,5
Cerro Navia 110	5116,1	5318,2	6200,5	7542,1	8349,5
Charrua 154	757,4	788,1	918,5	1117,7	1236,7
Charrua 220	46,5	48,3	56,3	68,5	75,9
Chena 110	1698,8	1766,0	2059,0	2504,5	2772,6
Chillan 154	289,2	300,5	350,4	426,1	471,9
Concepcion 154	758,5	788,6	919,5	1118,2	1237,9
Diego de Almagro 220	100,3	104,3	121,4	147,8	163,6
El Salto 110	1411,4	1467,3	1710,7	2080,8	2303,5
Hualpen 154	948,9	986,1	1150,8	1398,5	1549,7
Itahue 154	530,7	551,3	642,4	781,7	865,2
Lampa 220	185,9	193,1	227,1	275,1	305,4
Las Vegas 110	366,6	380,9	443,9	540,1	597,6
Linares 154	274,3	284,6	332,1	403,7	447,2
Los Almendros 110	2706,9	2814,0	3280,8	3990,6	4417,8
Los Vilos 220	144,1	149,6	174,4	212,1	234,9
Maitencillo 220	106,2	110,3	128,6	156,4	173,2
Maule 154	177,0	184,1	214,6	261,0	289,0
Melipilla 220	471,7	489,9	571,0	694,7	769,1
Paine 154	358,5	372,8	434,4	528,7	584,7
Pan de Azucar 220	773,9	804,0	937,3	1139,8	1262,0
Parral 154	175,8	182,6	212,9	258,9	286,7
Polpaico 220	332,3	346,1	403,4	491,4	542,6
Puerto Montt 220	861,6	896,3	1044,8	1271,2	1406,9
Punta de Cortes 154	532,2	552,9	644,8	784,4	868,1
Quillota 110	360,4	374,2	436,3	530,5	587,5
Rancagua 154	398,1	413,5	482,3	586,8	649,2
Rapel 220	317,3	329,1	384,0	466,7	517,3
San Fernando 154	226,3	235,2	274,2	333,6	369,1
Temuco 220	751,0	780,4	910,1	1106,7	1225,4
Teno 154	149,5	155,3	181,4	220,4	244,1
Tilcoco 154	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valdivia 220	515,8	536,4	625,3	760,6	841,7

Tabla C.17: Demanda regulada, periodo 2011-2021.

Demanda industrial					
Nodo	Consumo anual [GWh]				
	2011	2012	2015	2019	2021
Agua Santa 110	468,5	504,3	535,0	666,6	738,3
Alto Jahuel 220	384,5	491,2	679,3	1085,6	1308,1
Ancoa 220	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Candelaria 220	2332,2	2387,7	2479,1	3218,6	3620,6

Nodo	Consumo anual [GWh]				
	2011	2012	2015	2019	2021
Cardones 220	1618,2	1733,7	3353,5	4410,2	4926,9
Carrera Pinto 220	192,3	206,1	247,9	413,2	444,8
Cerro Navia 110	263,7	332,4	650,2	1192,6	1491,0
Charrua 154	122,6	123,8	153,3	217,4	252,4
Charrua 220	1155,5	1051,0	1049,8	1292,3	1424,1
Chillan 154	0,7	4,2	6,0	12,6	16,2
Colbun 220	619,0	650,5	675,1	831,5	916,6
Concepcion 154	261,7	294,3	334,5	464,4	535,3
Diego de Almagro 220	1187,5	1243,8	1384,1	1723,0	1907,3
Hualpen 154	1554,3	1667,8	1954,8	2580,8	2921,3
Itahue 154	0,0	0,0	2,3	10,6	15,2
Las Vegas 110	761,7	729,9	859,9	1167,7	1335,2
Linares 154	19,9	21,5	27,0	42,2	50,5
Los Vilos 220	225,6	239,8	282,2	318,5	338,2
Maitencillo 220	478,2	516,6	2789,2	3416,5	3539,1
Paine 154	109,8	108,4	116,5	146,5	163,0
Pan de Azucar 220	1123,4	1695,7	3904,1	4523,9	4808,8
Parral 154	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3
Polpaico 220	2581,9	3571,6	4282,0	5276,4	5818,0
Quillota 110	468,0	498,2	519,0	644,6	713,0
Quillota 220	1702,6	1777,8	1856,2	2311,6	2559,1
Rancagua 154	408,7	432,5	512,8	718,4	830,5
Rapel 220	92,6	95,2	118,2	153,0	172,2
Temuco 220	4,7	4,4	6,1	14,3	18,8
Teno 154	75,7	81,0	115,0	184,3	222,2
Tilcoco 154	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
Valdivia 220	91,2	96,9	105,5	132,2	146,7

Tabla C.18: Demanda industrial, periodo 2011-2021.

C.5.2. Combustibles

Costos de combustibles	
Nombre	Precio [US\$/GJ]
Ancud	27,2
Antihue Diesel	24,7
Bocamina	3,3
Bocamina 02	3,2
Calle-Calle	18,9
Campanario Diesel	26,1
Campiche	3,4
Candelaria Diesel	24,5
Carbon CNE	3,3
Cementos Bio Bio	15,1
Cenizas	16,0
Chiloe	25,5

Nombre	Precio [US\$/GJ]
Chuyaca	26,9
Coligues	16,8
Colmito	20,9
Con Con	21,6
Constitucion Elektragen	26,0
Coronel TG Diesel	25,1
Degan	26,6
Diego de Almagro TG	24,7
El Salvador	25,0
Emelda	23,7
Esperanza	25,7
Espinos	25,1
EV25	25,5
GNL	23,3
GNL OP	27,2
GNL SING OP	0,2
Guacolda 03	2,8
Guacolda 04	2,9
Guacoldas	3,6
Horcones TG Diesel	24,3
Huasco TG	24,4
Huasco TV	3,4
Laguna Verde	24,7
Laguna Verde TG	24,7
Las Vegas	21,7
Linares	23,8
Los Pinos	24,2
Los Vientos	24,8
Maule	26,0
Nehuenco Diesel	23,9
Newen	6,6
Nueva Aldea 02 Diesel	24,4
Olivos	25,1
Placilla	21,7
Punta Colorada	16,1
Quellon	27,6
Quemchi	25,2
Quintay	21,7
Quintero Diesel	24,2
Renca Diesel	24,9
Renca GLP	53,7
San Isidro 02 Diesel	24,2
San Isidro Diesel	24,2
San Lorenzo	25,1
Santa Lidia	25,0
TalTal Diesel	24,9
Teno	24,8
Termopacifico	26,3

Nombre	Precio [US\$/GJ]
TG Penon	24,3
Tierra Amarilla	26,7
Totoral	21,8
Trapen	25,9
Ventanas	3,3

Tabla C.19: Costos de combustibles 2011.

C.6. Anexo: Análisis estadístico de la energía afluyente al SIC, abril 1960 a marzo 2010

Una dificultad recurrente en el análisis de cualquier fuente de energía natural, es que su disponibilidad depende de gran cantidad de variables. En el caso del recurso hidrológico, se puede decir que su comportamiento responde a un complejo conjunto de interacciones entre diversos procesos físicos que dan origen a lo que se conoce como ciclo hidrológico el cual involucra varias etapas: evaporación desde el suelo, mar o aguas continentales, condensación de nubes, precipitación, acumulación en el suelo, deshielos, escurrimiento y nuevamente evaporación.

Cada una de dichas etapas depende a su vez de diversos factores e interacciones lo cual hace inmanejable un modelo fenomenológico, en la actualidad. Esto motiva la utilización de métodos estadísticos para el estudio de los recursos hidrológicos, e inferir así su comportamiento sin la necesidad de modelar el proceso físico tras él.

C.6.1. Características de los datos disponibles

La serie de la energía afluyente al SIC - obtenida agregando la energía de los distintos cauces - a analizar contiene la energía equivalente de origen hidroeléctrico de cada mes considerando la capacidad instalada actual del SIC. En otras palabras, los datos históricos son modificados año a año para incluir las nuevas obras en generación (hidroeléctrica).

En algunos de los cauces se dispone de series hidrológicas largas (de más de 40 años), que permiten estimar la energía afluyente a partir de datos medidos. Sin embargo, en la mayoría de los casos las series hidrológicas son cortas y los caudales de los primeros años son estimados y en una segunda estimación se traducen en energía afluyente. Más aún, se desconoce el procedimiento específico para la estimación de los caudales anteriores [99].

Debido a esto se debe tener especial cuidado en la utilización de los primeros datos de la serie para la construcción de un modelo, para que éste no herede los posibles errores de las estimaciones realizadas.

C.6.2. Análisis descriptivo y cualitativo preliminar

La energía afluyente anual del SIC se puede representar como una distribución normal, sin embargo, existen tres años secos que se salen de esta tendencia, como se observa en el histograma de la figura C.5.

A lo largo de cada año, la energía afluyente mensual presenta variaciones que también son importantes de describir e incorporar en los estudios de operación. Esta variabilidad puede observarse en los diagramas de boxplot de la figura C.7, en que se aprecia además la variabilidad de cada mes por separado, a lo largo de los años.

Se observa, que tanto la tendencia central como la variabilidad dependen fuertemente del mes del año al que se refieran, debido a las características del ciclo hidrológico.

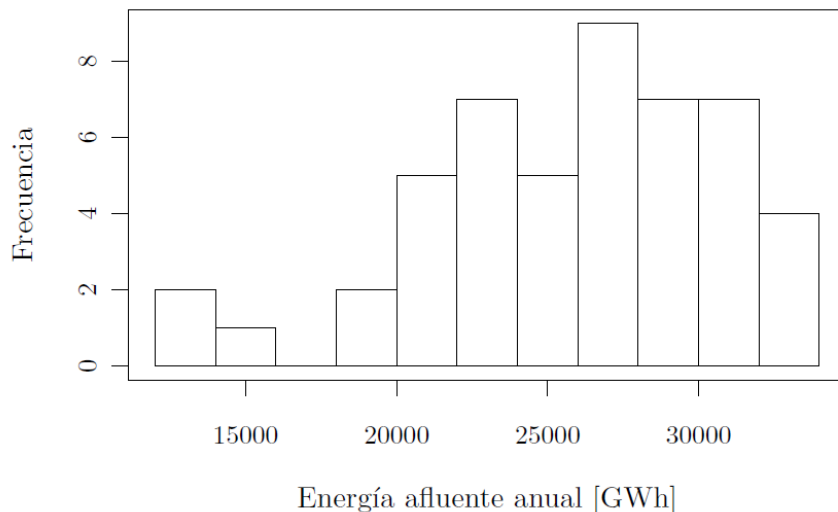


Figura C.5. *Histograma de energía afuente anual al SIC.*

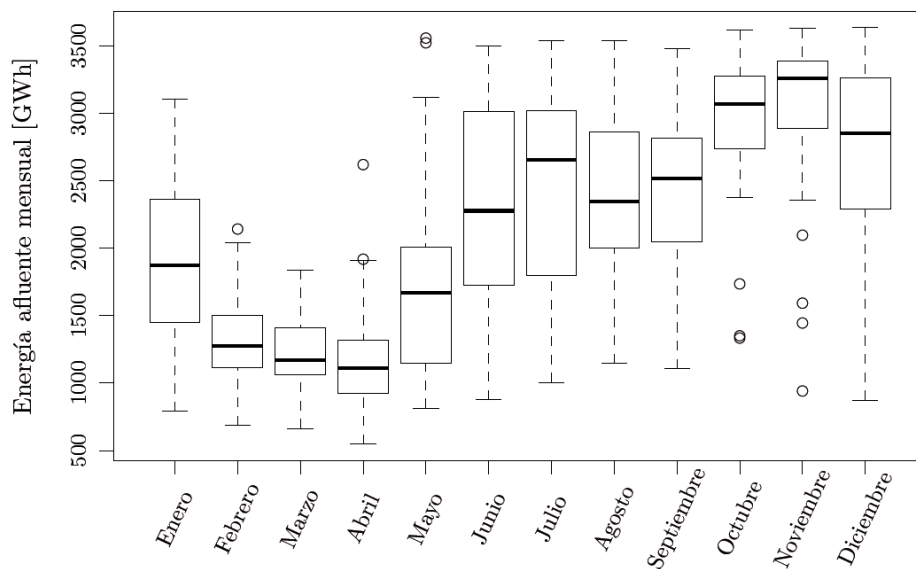


Figura C.6. *Boxplot por mes para la energía afuente al SIC.*

Así para los meses secos (Febrero, Marzo, Abril), existe una variabilidad muy baja debido a que los caudales durante ellos no son altamente dependientes de las precipitaciones o de grandes deshielos, sino de los deshielos constantes que se mantienen durante todo el año.

Durante los tres meses siguientes (Mayo, Junio y Julio) la energía afuente aumenta como producto de las precipitaciones, y dada las altas variaciones en la cantidad de las

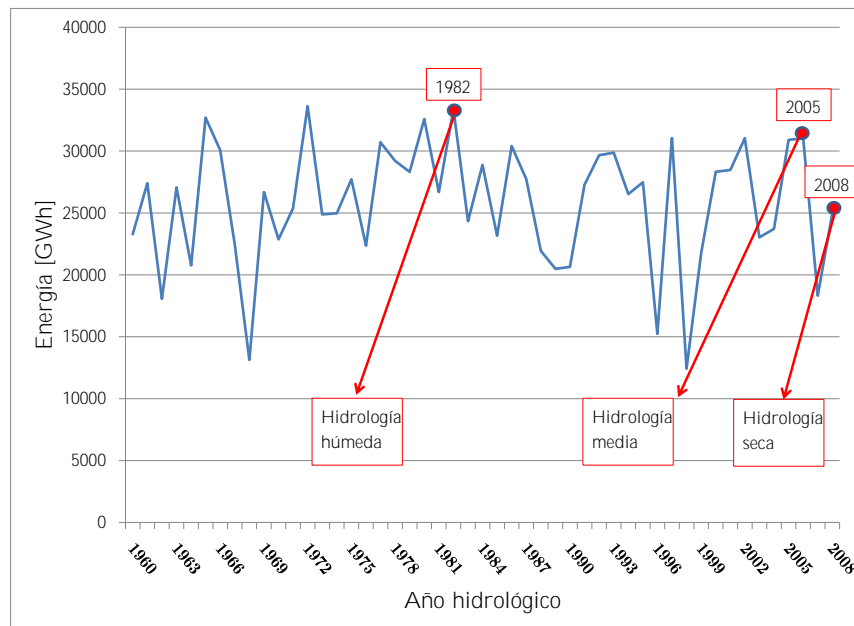


Figura C.7. *Boxplot por mes para la energía afluente al SIC.*

precipitaciones, estos tres meses son los que presentan mayor variabilidad. En Agosto y Septiembre, decaen las precipitaciones, sin embargo, el aumento de las temperaturas ocasiona el inicio de los deshielos.

La máxima entrada de energía al sistema se produce debido a los deshielos que tienen lugar entre Octubre y Enero, que no presentan una fuerte variabilidad en los dos primeros meses, debido a que es en ellos en que se consume el agua que comúnmente se acumula en el año. En Diciembre y Enero, la variabilidad aumenta debido a que los deshielos en dichos meses dependen fuertemente del superávit o déficit de precipitaciones en la cordillera durante el año hidrológico en curso.

A pesar de la complejidad del proceso hidrológico, levemente esbozada, los gráficos de boxplot mensuales sugieren que la variabilidad intra-anual de la energía afluente puede representarse en forma aproximada considerando tres intervalos de cuatro meses cada uno; Febrero-Mayo, Junio-Septiembre y Octubre-Enero.

Para el desarrollo de esta tesis se consideran tres hidrologías, húmeda, media y seca, correspondientes a los años 1982, 2005 y 2008, respectivamente. En la figura C.7 se aprecia la energía disponible para cada año. Para la hidrología seca, no se consideró ninguno de los tres valores extremos, por considerarse valores atípicos de la serie hidrológica analizada.

Apéndice D

Acerca de PLEXOS

El modelo del SIC fue implementado en PLEXOS. PLEXOS es un software de simulación de mercados eléctricos usado en múltiples mercados. Usando programación entera-mixta, PLEXOS optimiza el despacho generación incorporando flujo de carga en continua para modelar la transmisión. Además 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. Entonces, el despacho se optimiza para abastecer la demanda y los requerimientos de servicios complementarios al mínimo costo sujeto a las restricciones de operación [93], las cuales pueden ser:

- Restricciones de generación - disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), pre-despacho 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.

D.1. Algoritmos de PLEXOS

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

- 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 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.
- 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.

Se puede seleccionar cualquier combinación de los cuatro algoritmos para adaptarse a los requerimientos del problema. Para este trabajo se emplearon el MT (en pasos mensuales) para decidir la cantidad diaria de agua a utilizar en cada embalse y el ST (en pasos diarios con granularidad horaria) para resolver el despacho óptimo de carga considerando restricciones de generación (máximos y mínimos de generación, número mínimo de horas encendido y apagado y otras restricciones técnicas), transmisión (satisfacción de la demanda, límites térmicos y criterio N-1), hidrológicas (modelo de embalses y series hidrológicas) y de reserva en giro.

D.2. Incorporaciones al modelo

Es importante que la longitud de cada paso usado en el LT y MT al menos abarque la duración de todas las restricciones temporales. Por ejemplo, si existe una restricción de energía hidráulica en el modelo, el LT o MT tiene que ser capaz de correr al menos un año en un solo paso. De otra forma, esta restricción de energía no se considerará en la optimización.

Se tiene que lograr un equilibrio entre la complejidad del modelo y la longitud del horizonte que puede ser abarcado en un solo paso. Para poder abarcar meses o años en un solo paso, se necesita incorporar un análisis de curva de duración de carga y/o la red de transmisión.

D.3. Análisis de curva de duración de carga

La curva de duración de carga (LDC) representa el porcentaje de tiempo de un cierto nivel de carga que será excedido. Se deriva al ordenar la carga en orden descendente del nivel de carga más alto al nivel de carga más bajo. En PLEXOS, el análisis de curva de duración de carga se utiliza en las simulaciones MT y ST como una alternativa de modelado de la carga cada media hora. La curva de duración de carga es representada usando un número definido por el usuario de bloques, y la generación es despachada para abastecer la carga promedio en ese bloque. Cuando se usa el análisis de LDC, la cronología de corto plazo no se conserva y por lo tanto las decisiones del predespacho y otras restricciones temporales, por ejemplo las tasas de rampas, no pueden ser modeladas. Sin embargo, la estacionalidad todavía se puede mantener al seleccionar la longitud del periodo por encima del cual se incorpora la LDC. PLEXOS permite al usuario especificar si una LDC debe ser creada por día, semana o mes. Los usuarios también tienen el control sobre el nivel de resolución usado para aproximar cada LDC, al especificar el número de bloques que serán modelados. Entonces, PLEXOS determinará la mejor aproximación de la LDC usando el número de bloques definidos, cómo se muestra en la figura D.1.

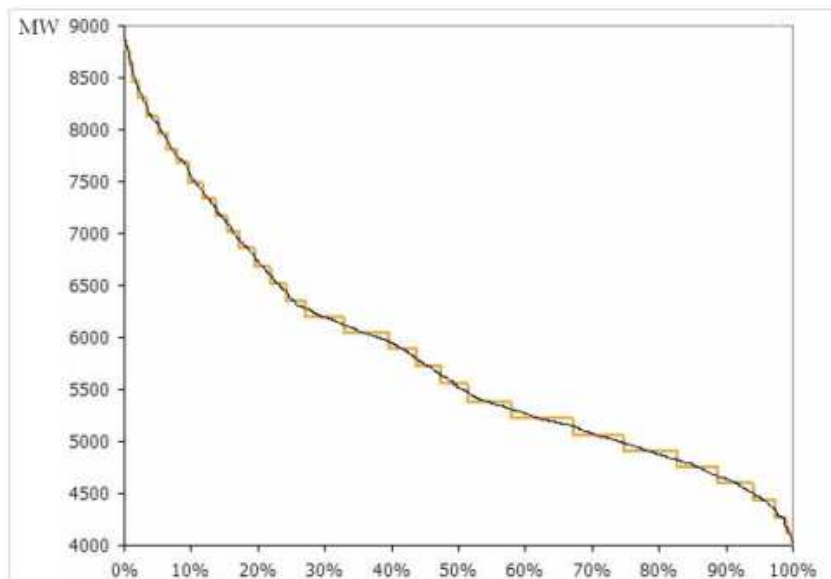


Figura D.1. Aproximación de los bloques en la curva de duración de carga en PLEXOS. Fuente [93].

D.4. 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.

Apéndice E

Procedimiento matemático

E.0.1. Programación lineal

La programación lineal es un procedimiento o algoritmo matemático mediante el cual se resuelve un problema indeterminado, formulado a través de un sistema de inecuaciones lineales, optimizando la función objetivo, también lineal. Consiste en optimizar (minimizar o maximizar) una función lineal, denominada función objetivo, de tal forma que las variables de dicha función estén sujetas a una serie de restricciones que se expresan mediante un sistema de inecuaciones lineales.

E.0.1.a. Variables

Las variables son números reales mayores o iguales a cero. $X_i > 0$ En caso que se requiera que el valor resultante de las variables sea un número entero, el procedimiento de resolución se denomina Programación entera.

E.0.2. Programación entera

En algunos casos se requiere que la solución óptima se componga de valores enteros para algunas de las variables. La resolución de este problema se obtiene analizando las posibles alternativas de valores enteros de esas variables en un entorno alrededor de la solución obtenida considerando las variables reales. Muchas veces la solución del programa lineal truncado esta lejos de ser el óptimo entero, por lo que se hace necesario usar algún algoritmo para hallar esta solución de forma exacta. El más famoso es el método de “Ramificar y Acotar” o “Branch and Bound” por su nombre en inglés. El método de Ramificar y Acotar parte de la adición de nuevas restricciones para cada variable de decisión (acotar) que al ser evaluado independientemente (ramificar) lleva al óptimo entero.

E.0.3. Programación Lineal Entera Mixta

En un problema de Programación Lineal Entera Mixta, algunas variables deben ser enteras y otras pueden ser enteras o no. Muchos problemas de decisión involucran no solo variables que pueden representarse por valores reales, sino decisiones de tipo discreto que están representadas de forma natural por variables enteras o binarias.

Una gran variedad de problemas de optimización provenientes de áreas de aplicación muy diversas y cuya resolución es muy compleja desde el punto de vista computacional, pueden ser modelados a partir de la Programación Lineal entera Mixta. En particular, la mayor parte de los problemas de Optimización Combinatoria admiten modelos en esta familia. La modelización como Programas Lineales Enteros- Mixtos ha resultado ser, en los últimos años, la herramienta más eficiente para la resolución exacta de grandes instancias de estos problemas.

E.0.4. Algoritmo branch and bound

Un primer paso para la resolución de un modelo de programación lineal es resolver, mediante el método simplex, el problema lineal asociado. Se trata de un problema lineal con la misma función objetivo y restricciones que el modelo original, pero al que se han relajado la condición de que todas o algunas de las variables de decisión sean enteras. Si la solución así obtenida es entera, se habrá encontrado la solución del modelo de programación lineal entera. En caso contrario (el más frecuente), la solución así obtenida es una primera aproximación a la solución del modelo [100].

Resulta tentador redondear los valores no enteros a enteros en la solución obtenida para el problema lineal asociado. Esto sólo se puede hacer si los valores de las variables son tan grandes que el redondeo no afecta excesivamente el resultado final, pero se debe tener cuidado al hacerlo pues se corren dos riesgos:

1. Es posible que la solución redondeada no sea factible.
2. Aún siendo factible, no existe ninguna garantía de que la solución sea óptima.

E.0.4.a. Ramificación

Se trata de añadir restricciones al modelo que fuercen a que una de las variables sea entera. Esto se consigue añadiendo una de estas dos restricciones para algunas de las variables x_{B_i} que no sea entera en la solución obtenida hasta el momento:

Redondeo por defecto: se impone que la variable x_{B_i} sea inferior o igual a la parte entera del valor de esa variable en el óptimo del problema lineal x_{B_i} con las restricciones obtenidas hasta el momento. Esto equivale a añadir la restricción:

$$x_i \leq E(x_{B_i})$$

Redondeo por exceso: se impone que la variable x_i sea mayor o igual al entero inmediatamente superior del valor x_{Bi} . Esto equivale a añadir la restricción:

$$x_i \geq E(x_{Bi}) + 1$$

Después, se procede a resolver mediante el método simplex dos problemas lineales. El primero, además de las restricciones que pudiera tener de etapas anteriores, llevará incorporada la restricción de redondeo por defecto incorporada en esta etapa. El segundo se diferenciará del primero en que incluirá la restricción de redondeo por exceso, en vez de la redondeo por defecto.

E.0.4.b. Acotamiento

Para mostrar el razonamiento de la etapa de acotamiento, se utiliza un problema de máximo.

La solución óptima del modelo de programación lineal se encuentra dentro de la región factible. Esto significa que, para un problema de máximo, el óptimo del programa entero será menor o igual que el óptimo del problema lineal asociado. Al hacer la ramificación, se encuentran dos alternativas posibles para obtener la solución entera. Los valores óptimos de la función objetivo z^* de cada uno de los programas lineales resueltos en la etapa anterior serán una “cota superior” de las posibles soluciones que se obtengan mediante posteriores ramificaciones a partir de ese modelo. En consecuencia, sólo tendrá sentido continuar con el procedimiento de ramificación a partir del problema lineal que tenga la mayor z^* de los dos. Siguiendo la otra ramificación, se obtienen soluciones enteras con valores de z^* inferiores, con toda seguridad, a los que se obtendrían con la otra ramificación, y por lo tanto subóptimos.

Esto señala, además, cuándo se debe detener en la exploración de soluciones enteras: cuando el problema escogido tenga una solución con todas las variables enteras. Por ser el valor de la función objetivo una cota superior del óptimo, cualquier otra solución entera que se pueda explorar será subóptima, y por lo tanto no vale la pena seguir explorando.

¿Cuál será la solución óptima del modelo de programación entera? No necesariamente la obtenida en la última etapa, sino la solución entera con mayor valor de función objetivo de las obtenidas en el proceso. Puede ser que algunas de las ramificaciones abandonadas condujera a una solución entera que en aquel momento tuviera un valor de z^* inferior a de la otra ramificación, pero mayor que la z^* obtenida al final.

A continuación se presenta el algoritmo descompuesto en pasos.

- Paso 0: Resolver el problema lineal asociado al problema entero: misma función objetivo y restricciones, pero variables no enteras.

- Paso 1: Si la solución obtenida es entera: “finalizar”. El óptimo será aquella solución entera con mejor valor de la función objetivo. Si no, ir al paso 2.
- Paso 2: Escoger una variable básica cuyo valor en la solución x_{Bi} no sea entero.
- Paso 3: “Ramificación”: resolver dos nuevos problemas lineales.
Al primero se le añade la restricción:
 $x_i \leq E(x_{Bi})$ (redondeo por defecto).
Al segundo se le añade la restricción:
 $x_i \geq E(x_{Bi}) + 1$ (redondeo por exceso).
- Paso 4: “Acotación”: de los dos problemas, escoger aquel que dé como resultado un valor mejor de la función objetivo.
- Paso 5: Ir al paso 1.

Apéndice F

Generación de las centrales en años hidrológicos seco y húmedo

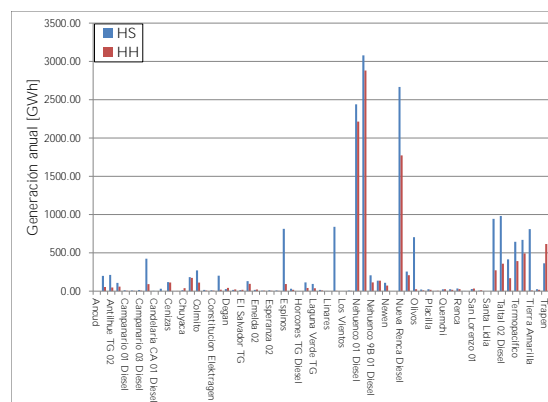


Figura F.1. Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, generadores diesel

Central	HS	HH	Units
Ancud	0.75	0.87	GWh
Antihue TG 01	199.57	53.94	GWh
Antihue TG 02	211.86	47.52	GWh
Calle-Calle	107.44	58.72	GWh
Campanario 01 Diesel	11.38	5.14	GWh
Campanario 02 Diesel	8.94	3.79	GWh
Campanario 03 Diesel	15.47	6.97	GWh
Campanario 04 CC Diesel	424.06	91.13	GWh
Candelaria CA 01 Diesel	3.96	0.00	GWh
Candelaria CA 02 Diesel	31.53	0.00	GWh
Cenizas	118.29	113.21	GWh
Chiloe	2.01	2.23	GWh

Central	HS	HH	Units
Chuyaca	12.20	39.46	GWh
Coligues	183.12	172.61	GWh
Colmito	270.76	111.24	GWh
Con Con	17.09	8.05	GWh
Constitucion Elektragen	11.21	6.55	GWh
Coronel TG Diesel	201.52	19.01	GWh
Degan	26.56	43.02	GWh
Diego de Almagro TG	17.07	22.52	GWh
El Salvador TG	14.16	18.23	GWh
Emelda 01	130.98	95.37	GWh
Emelda 02	16.24	21.31	GWh
Esperanza 01	6.47	6.21	GWh
Esperanza 02	12.05	5.01	GWh
Esperanza 03	9.47	3.67	GWh
Espinos	813.58	92.39	GWh
EV25	31.47	17.53	GWh
Horcones TG Diesel	0.16	0.06	GWh
Laguna Verde	114.04	42.12	GWh
Laguna Verde TG	93.94	37.17	GWh
Las Vegas	17.03	9.32	GWh
Linares	3.07	1.42	GWh
Los Pinos	840.33	3.47	GWh
Los Vientos	0.00	0.00	GWh
Maule	7.44	4.32	GWh
Nehuenco 01 Diesel	2439.83	2213.85	GWh
Nehuenco 02 Diesel	3079.42	2881.14	GWh
Nehuenco 9B 01 Diesel	207.30	114.60	GWh
Nehuenco 9B 02 Diesel	137.07	136.46	GWh
Newen	108.68	73.08	GWh
Nueva Aldea 02 Diesel	0.61	0.19	GWh
Nueva Renca Diesel	2666.80	1772.19	GWh
Nueva Renca FA GLP	256.45	207.91	GWh
Olivos	704.85	25.49	GWh
Petropower	21.59	10.39	GWh
Placilla	24.76	17.39	GWh
Quellon 02	2.70	4.79	GWh
Quemchi	23.72	25.76	GWh
Quintay	24.69	17.33	GWh
Renca	35.45	26.80	GWh
San Gregorio	3.06	1.42	GWh
San Lorenzo 01	27.56	33.48	GWh
San Lorenzo 02	6.15	11.58	GWh
Santa Lidia	0.00	0.00	GWh
Taltal 01 Diesel	944.32	271.81	GWh
Taltal 02 Diesel	982.26	358.78	GWh
Teno	415.49	169.37	GWh
Termopacifico	644.66	392.38	GWh
TG Penon	669.75	492.69	GWh
Tierra Amarilla	810.44	8.79	GWh
Totoral	24.77	17.15	GWh
Trapen	363.28	615.57	GWh

Tabla F.1: Generación de generadores diesel frente a hidrologías húmeda y seca

Central	HS	HH	Units
Bocamina	934.40	820.86	GWh
Bocamina 02	2934.79	2916.76	GWh
Guacolda 01	1225.73	1225.73	GWh
Guacolda 02	1226.59	1226.59	GWh

Central	HS	HH	Units
Guacolda 03	1176.63	1176.63	GWh
Guacolda 04	1192.14	1192.14	GWh
Nueva Ventanas	2135.08	2135.06	GWh
Santa Maria	2944.39	2848.52	GWh
Ventanas 01	926.22	926.13	GWh
Ventanas 02	1789.47	1789.37	GWh

Tabla F.2: Generación de generadores a carbón frente a hidrologías húmeda y seca

Central	HS	HH	Units
Quintero 01 CA GNL	1096.59	1083.43	GWh
Quintero 02 CA GNL	1106.59	1093.29	GWh
San Isidro 02 GNL	3359.88	3356.23	GWh
San Isidro FA GNL	170.78	155.84	GWh
San Isidro GNL	3004.49	2992.18	GWh

Tabla F.3: Generación de generadores GNL frente a hidrologías húmeda y seca

Central	HS	HH	Units
Cementos Bio Bio	113.19	107.86	GWh
Huasco TG	27.69	21.65	GWh
Punta Colorada 01 Fuel	141.30	136.03	GWh
Arauco 01a	174.69	174.69	GWh
Arauco 02a	96.77	96.77	GWh
Celco 01	25.41	25.41	GWh
Celco 02	16.96	16.96	GWh
Celco 03	25.39	25.39	GWh
Lautaro	211.84	211.84	GWh
licanten 00	8.47	8.47	GWh
licanten 01	25.39	25.39	GWh
Nueva Aldea 01	118.65	118.65	GWh
valdivia 01	93.21	93.21	GWh
valdivia 02	220.21	220.21	GWh
valdivia 03	203.18	203.18	GWh
Constitucion	59.25	59.25	GWh
Laja	59.32	59.32	GWh
Nueva Aldea 03	66.29	6.91	GWh
cholguan 00	76.20	76.20	GWh
cholguan 01	33.93	33.93	GWh
Escuadron	120.34	120.34	GWh
Los Colorados 2	76.23	76.23	GWh
Masisa	80.70	80.70	GWh

Tabla F.4: Generación de otras centrales térmicas frente a hidrologías húmeda y seca

Central	HS	HH	Units
Eolica Canela 01	26.01	26.01	GWh
Eolica Canela 02	114.57	114.57	GWh
Eolica Lebu	10.38	10.38	GWh
Eolica Totoral	82.53	82.53	GWh
Monte Redondo	105.79	105.79	GWh

Tabla F.5: Generación de centrales eólicas frente a hidrologías húmeda y seca

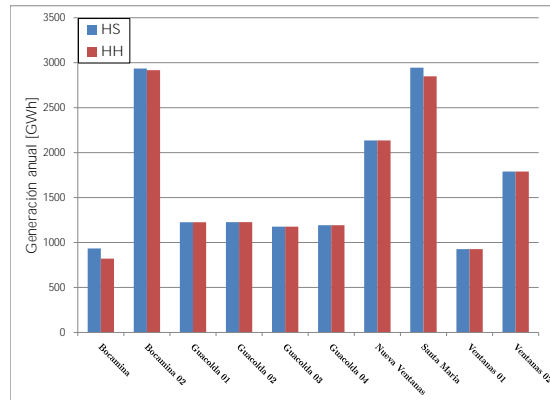


Figura F.2. Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, generadores a carbón

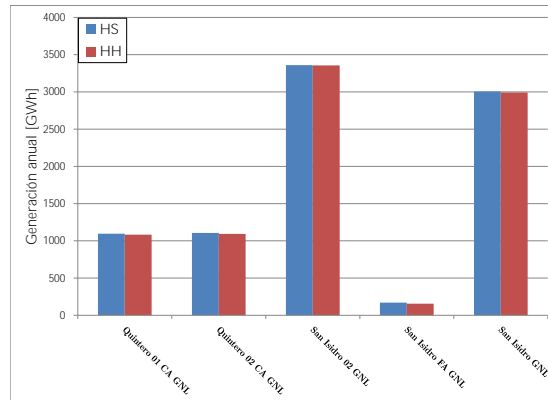


Figura F.3. Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, generadores GNL

Central	HS	HH	Units
Antuco	1525.67	1877.73	GWh
Canutillar	1197.30	934.75	GWh
Cipreses	592.78	869.89	GWh
Colbun	2536.20	3860.98	GWh
El Toro	2375.03	2943.81	GWh
Machicura	581.85	810.75	GWh
Pangué	1924.77	2551.98	GWh
Pehuenche	2314.25	3779.95	GWh
Ralco	2805.81	3837.13	GWh
Rapel	559.92	1732.82	GWh

Tabla F.6: Generación de centrales de embalse frente a hidrologías húmeda y seca

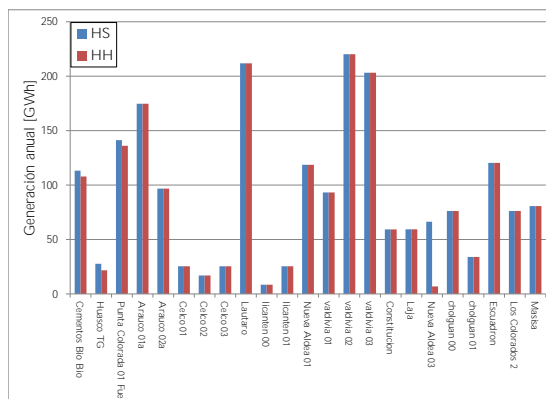


Figura F.4. Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, otros generadores térmicos

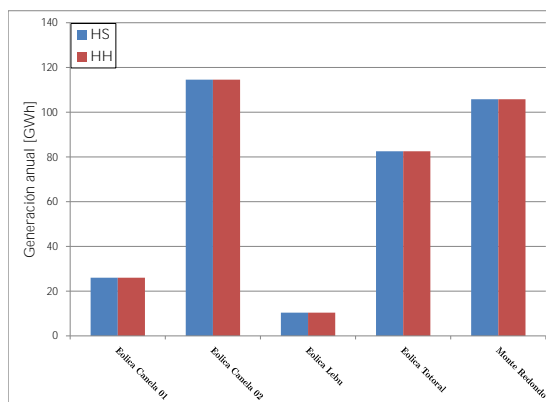


Figura F.5. Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, generadores eólicos

Central	HS	HH	Units
Abanico	41.50	76.91	GWh
Alfalfal	713.59	877.13	GWh
Blanco	248.61	285.30	GWh
Capullo	44.57	40.81	GWh
Chacabuquito	136.07	154.51	GWh
Chacayes	302.07	432.22	GWh
Chiburgo	19.05	158.35	GWh
Confluencia	295.80	450.83	GWh
Coya-Pangal	58.31	61.59	GWh
Curillínque	517.32	736.67	GWh
El Manzano	27.15	25.66	GWh
Eyzaguirre	11.09	10.87	GWh

Central	HS	HH	Units
Florida	35.89	38.70	GWh
Guayacan	38.36	44.59	GWh
Hornitos	439.53	459.72	GWh
Isla	409.22	566.24	GWh
Juncal	91.41	109.92	GWh
La Higuera	985.27	1271.23	GWh
La Paloma	0.73	15.33	GWh
Lican	82.75	75.15	GWh
Lircay	77.38	79.84	GWh
Loma Alta	220.33	304.02	GWh
Los Molles	11.38	26.74	GWh
Los Morros	11.41	12.98	GWh
Los Quilos	277.83	308.57	GWh
Maitenes	119.96	122.54	GWh
Mampil	153.23	157.67	GWh
Mariposas	28.87	30.03	GWh
Ojos de Agua	2.89	53.10	GWh
Palmucho	261.36	261.80	GWh
Peuchen	473.63	466.95	GWh
Pilmaiquen	211.94	183.46	GWh
Puclaro	44.18	45.51	GWh
Pullinque	186.84	164.70	GWh
Puntilla	55.38	85.23	GWh
Quilleco	552.10	569.60	GWh
Río Trueno	23.12	19.88	GWh
Rucue	1337.38	1376.71	GWh
San Clemente	40.29	45.40	GWh
San Ignacio	267.86	310.86	GWh
Sauce Andes	3.62	4.10	GWh
Sauzal	306.04	365.57	GWh
Volcan	299.75	320.34	GWh

Tabla F.7: Generación de centrales de pasada frente a hidrologías húmeda y seca

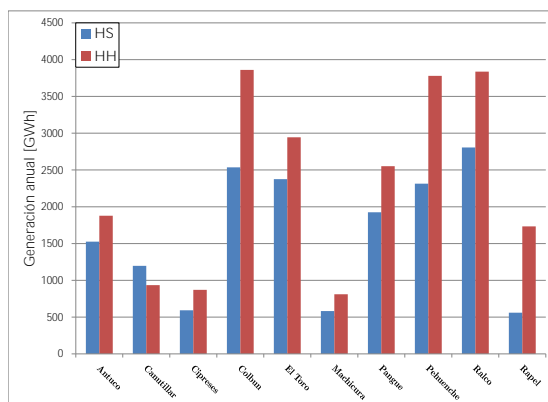


Figura F.6. Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, generadores de embalse

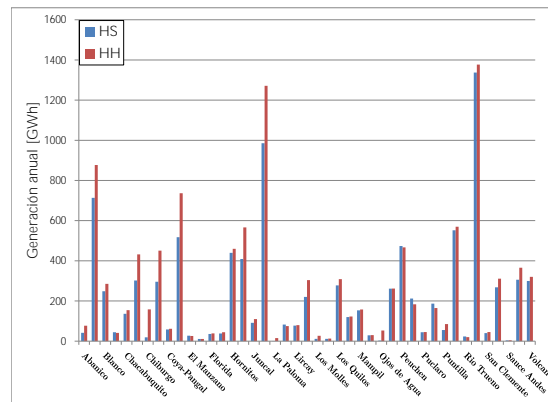


Figura F.7. Comparación de la generación frente a hidrología húmeda y seca, generadores de pasada

Bibliografía

- [1] Página de la PUC, <http://web.ing.puc.cl/power/alumno11/reliab/Importancia.html> , Confiabilidad en Sistemas Eólicos-Hidrotérmicos.
- [2] Ley N° 20.257. Modificaciones a ERNC, Diario Oficial de la República de Chile, 1 Abril 2008. Disponible en <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212tipoVersion=0>
- [3] S. Rahman, “*Green Power: What is it and where can we find it?*,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 1, no. 1, pp. 30-37, 2003.
- [4] L. Schleisner, “*Life cycle assessment of a wind farm and related externalities*”, Renewable Energy, vol. 20, no. 3, pp. 279-288, 2000.
- [5] N. Golait, R.M. Moharil, P.S. Kulkarni, “*Wind electric power in the world and perspectives of its development in India*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, pp. 233-247, 2009.
- [6] Pavlos S. Georgilakis “*Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews vol. 12, pp. 852-863, 2008.
- [7] World Wind Energy Association, <http://www.wwindea.org/home/index.php>, Small Wind World Report 2012.
- [8] Wind Industry Website, <http://www.windustry.com/> , “Introduction to Wind Energy”.
- [9] Hannele Holtinnen, Bettina Lemström, Peter Meibom, Henrik Bindner, Antje Orths, Frans van Hulle “*Design and operation of power systems with large amounts of wind power*”, State-of-the-art report, ESPOO 2007.
- [10] Ahlstrom M, Jones L, Zavadil R, Grant W. “*The future of wind forecasting and utility operations: planning for improved system operations*”, IEEE Power Energy, vol. 3, no. 6 pp. 57-64, Nov.-Dec. 2005.
- [11] Tsikalakis A, Katsigiannis Y, Peorgilakis P, Hatziaargyriou N., “*Determining and exploiting the distribution function of wind power forecasting error for the economic operation of autonomous power systems*”, IEEE society general meeting, Montreal, Que, Canada, June 18-22, 2006.

-
- [12] Roy Billinton and Guang Bai, “Generating Capacity Adequacy Associated With Wind Energy”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 3, September 2004.
- [13] R. Billinton, H. Chen, and R. Ghajar, “Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy”, Microelectron. Reliab., vol. 36, no. 9, pp. 1253-1261, 1996.
- [14] J. Torres, A. García, M. de Blas, A. de Francisco, “Forecast of hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain)”, Solar Energy no.79, pp. 65-77, 2005.
- [15] Alexander Sturt and Goran Strbac, “Time series modelling of power output for large-scale wind fleets”, Wind Energ., no. 14, pp. 953-966, 2011.
- [16] G. Giebel, Richard Brownsword, George Kariniotakis, “The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power”, A Literature Overview, 2nd Edition, 2011.
- [17] Jing Shi, Jinmei Guo, Songtao Zheng, “Evaluation of hybrid forecasting approaches for wind speed and power generation time series”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, no. 16, pp. 3471- 3480, 2012.
- [18] J. Dupacová, N. Gröwe-Kuska, W. Römisch, “Scenario reduction in stochastic programming An approach using probability metrics”, Math. Program., no. 95, pp. 493-511, 2003.
- [19] R Development Core Team, “R: A Language and Environment for Statistical Computing”, R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2011.
- [20] H. Siahkali., M. Vakilian, “Stochastic unit commitment of wind farms integrated in power system”, Electric Power Systems Research 80 (2010).
- [21] M. Lange, “On the uncertainty of wind power predictions analysis of the forecast accuracy and statistical distribution of errors”, Journal Solar Energy Engineering, vol. 127, no. 2 pp. 177-184, May 2005.
- [22] Freris L. L. “Wind Energy Conversion Systems”, Ed. Prentice Hall, 1990.
- [23] Lei Wu, Mohammad Shahidehpour, and Tao Li “Cost of Reliability Analysis Based on Stochastic Unit Commitment”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 3, August 2008.
- [24] Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg, “Power Generation, Operation, and Control”, Wiley-Interscience. New York, USA, 2 Edition, 1996.
- [25] K.Y. Lee, Y.M. Park, and J.L. Ortiz, “Fuel-cost minimisation for both real-and reactive power dispatches”, IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, vol. 131, no. 3 pp. 85-93 , May. 1984.

- [26] K.Y. Lee, Y.M. Park, and J.L. Ortiz, “*A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch*”, IEEE Power Engineering Review, vol. 5, no. 5 pp. 42-43 , May. 1985.
- [27] C.E. Murillo-Sanchez and R.J. Thomas, “*Parallel processing implementation of the unit commitment problem with full ac power flow constraints*”, In Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences, pp. 9, Jan. 2000.
- [28] Esteban Gil, “*Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos*”, Masters thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica UTFSM, Valparaíso, Chile, Diciembre 2001.
- [29] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Wehl, “*Demand Dispatch*”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 8, no. 3 pp. 20-29 , May-Jun. 2010.
- [30] A. Botterud, Zhi Zhou, Jianhui Wang, J. Sumaili, H. Keko, J. Mendes, R.J. Bessa, and V. Miranda, “*Demand Dispatch and Probabilistic Wind Power Forecasting in Unit Commitment and Economic Dispatch: A Case Study of Illinois*”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 4, no. 1 pp. 250-261 , Jan. 2013.
- [31] C. Lowery and M. OMalley, “*Impact of Wind Forecast Error Statistics Upon Unit Commitment*”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 4 pp. 760-768 , Oct. 2012.
- [32] Ignacio Aravena, “*Representación discreta de variables independientes multidimensionales en la operación de sistemas eléctricos de potencia para estudios de mediano y largo plazo*”, Masters thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica UTFSM, Valparaíso, Chile, Marzo 2013.
- [33] Michael Milligan “*Measuring Wind Plant Capacity Value*”, National Renewable Energy Laboratory.
- [34] A. Keane, M. Milligan, C. Dent, B. Hasche “*Capacity Value of Wind Power*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 2 pp. 564-572 , May. 2011.
- [35] E. Gil, I. Aravena “*Evaluating the capacity value of wind power considering transmission and operational constraints*”, Energy Conversion Management, por aparecer en Dic. 2013.
- [36] E. Gil, I. Aravena “*Evaluating the contribution of intermittent generation to power system adequacy at different demand levels*” Proceedings IEEE General Meeting, Vancouver, Canada, Jul. 2013.
- [37] B. Cummings, M. Lauby, J. Seelke “*Justification for a NERC resource adequacy assessment model: NERC staff white paper*” Technical Report, NERC, 2007.

- [38] J. Fazio “*A probabilistic method to assess power supply adequacy for the pacific northwest*” Northwest Power and Conservation Council, Technical Report, 2011.
- [39] R. Karki and R. Billinton, “*Cost-effective wind energy utilization for reliable power supply,*” IEEE Trans. Energy Convers, vol. 19, no. 2, pp. 435-440, 2004.
- [40] R. Billinton and G. Bai, “*Generating capacity adequacy associated with wind energy,*” IEEE Trans. Energy Convers, vol. 19, no. 3, pp. 641-646, 2004.
- [41] P. Giorsetto and K. F. Utsurogi, “*Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators,*” IEEE Trans. PAS, vol. 102, no. 1, pp. 134-143, 1983.
- [42] X. Wang, H. Dai, and R. J. Thomas, “*Reliability modeling of large wind farms and electric utility interface systems,*” IEEE Trans. PAS, vol. 103, no. 3, pp. 569-575, 1984.
- [43] I. Abouzahr and R. Ramakumar, “*An approach to assess the performance of utility-interactive wind electric conversion systems,*” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 6, no. 4, pp. 627-683, 1991.
- [44] L. Soder, L. Hofmann, A. Orths, et al., “*Experience from Wind Integration in Some High Penetration Areas*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, No. 1, pp. 4-12, 2007.
- [45] Lei Wu, Mohammad Shahidehpour, and Tao Li “*Cost of Reliability Analysis Based on Stochastic Unit Commitment*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 3, August 2008.
- [46] R. Karki and P. Hu, “*Wind power simulation model for reliability evaluation,*” IEEE Electrical and Computer Engineering, Canadian Conference, pp. 541-544, 2005.
- [47] Pablo A. Ruiz, C. Russ Philbrick, “*Applying Stochastic Programming to the Unit Commitment Problem*”, Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Rincon, 2009.
- [48] Aidan Tuohy, Eleanor Denny, Peter Meibom, Mark O’Malley “*Benefits of Stochastic Scheduling for Power Systems with Significant Installed Wind Power*”, in Proc. 10th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAAPS), Mayaguez, 2008.
- [49] R. Billinton, G. Bai, “*Generating Capacity Adequacy Associated With Wind Energy*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, No. 3, pp. 641-646, 2004.
- [50] R. Karki, P. Hu, R. Billinton, “*A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 2, page: 533-540, June 2006.

-
- [51] Jennifer DeCesaro, Kevin Porter and Michael Milligan “*Wind Energy and Power System Operations: A Review of Wind Integration Studies to Date*”, The Electricity Journal, vol. 22, no. 10, page: 34-43, December 2009.
- [52] Tim Mount, J. Lamadrid, “*Are Existing Ancillary Service Markets Adequate with High Penetrations of Variable Generation?*”, IEEE Power and Energy Society General Meeting Conference, Minneapolis, 25-29 July 2010.
- [53] Pavlos S. Georgilakis, “*Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems*”, Science Direct Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 12. no. 3, pp 852-863, April 2008.
- [54] R. Barth, H. Brand, P. Meibom, C. Weber “*A stochastic unit commitment model for the evaluation of the impacts of the integration of large amounts of wind power*”, in 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, 2006.
- [55] R. Doherty and O’Malley, M., “*New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems with Significant Installed Wind Capacity*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 587- 595, 2005.
- [56] Doherty, R. and O’Malley, M., “*Quantifying Reserve Demands due to Increasing Wind Power Penetration*”, IEEE Bologna Power Tech Conference, 23.-26.6., Bologna, Italy, 2003.
- [57] Diesendorf, M., B. Martin, and J. Carlin, “*The Economic Value of Wind Power in Electricity Grids*”, Proceedings of the International Colloquium on Wind Energy, Brighton (UK), pp. 127-132 , 1981.
- [58] Energy Exemplar, “*PLEXOS for Power Systems-Power Market Simulation and Analysis Software [computer software]*”, 2013. URL <http://www.energyexemplar.com/>.
- [59] B. Daniel, “*Xpress-Optimizer Reference Manual*”, Fair Isaac Corporation, Leamington Spa, Warwickshire, UK, 2009.
- [60] M. Milligan and K. Porter “*Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation*”, NREL: Wind Power 2008, Houston, Texas, Jun 2008.
- [61] M. Milligan and K. Porter “*The Capacity Value of Wind in the United States: Methods and Implementation*”, The Electricity Journal, vol. 19, no. 2 pp. 91-99, Mar. 2006.
- [62] G. Giebel “*Wind Power has a Capacity Credit, A Catalogue of 50+ Supporting Studies*”, Artículo, Risoe National Laboratory, Feb. 2006.
- [63] R. Gross, P. Heptonstall, D. Anderson, T. Green, M. Leach and J. Skea “*The Costs and Impacts of Intermittency: An Assessment of the Evidence on the Costs*

- and Impacts of Intermittent Generation on the British Electricity Network*", United Kingdom Energy Research Centre, Mar. 2006.
- [64] Jonson, G. L. "*Wind Energy Systems*", Electronic Edition. December of 2001.
- [65] Bañuelos-Ruedas, F., Angeles-Camacho, C, Serrano-García, J. A, Muciño-Morales, D. E. "*Análisis y Validación de Metodología Usada Para la Obtención de Perfiles de Velocidad de Viento*".
- [66] Bansa, R.C, Bati, T.S. and Kothari D. P., "*On some of the design aspects of wind energy conversion systems*", Energy Conversion and Management, vol. 43, no. 16 pp. 2175-2187 , Nov. 2002.
- [67] "*Modelos ARIMA*", Departamento de organización industrial, Escuela Politécnica Superior de Ingeniería, Madrid.
- [68] John Villavicencio, "*Introducción a Series de Tiempo*" Disponible en <http://www.estadisticas.gobierno.pr/iepr/LinkClick.aspx?>
- [69] Rob J. Hyndman and Yeasmin Khandakar, "*Automatic Time Series Forecasting: The forecast Package for R*", Journal of Statistical Software.
- [70] Eric-Jan Wagenmakers and Simon Farrell, "*AIC model selection using Akaike weights*", Psychonomic Bulletin and Review, vol. 11, no. 1 pp. 192-196 , 2004.
- [71] Pita Fernández y Pértega Díaz, "*Relación entre variables cuantitativas*", Cad Aten Primaria, vol. 4 pp. 141-144 , 2001.
- [72] Álago Wind Consultants, "*Cuantificación del potencial eólico y límite de Betz*".
- [73] Turbinas Vestas, [http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Product brochure/2MWTurbineBrochure/2MWMrk7US/](http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Product%20brochure/2MWTurbineBrochure/2MWMrk7US/) , Catálogo turbina Vestas 2MW.
- [74] Turbinas Vestas, [http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Product brochure/V1123MW/V11230MWUK1/](http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Product%20brochure/V1123MW/V11230MWUK1/) , Catálogo turbina Vestas 3MW.
- [75] J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.) "*Equivalent Wind Power Curves*", Report for TradeWind Consortium, July 2008.
- [76] I. M. Sóbol, "*Método de Monte Carlo*", Editorial MIR, Segunda Edición, Moscú, 1983.
- [77] Nima Amjady "*Generation Adequacy Assessment of Power Systems by Time Series and Fuzzy Neural Network*", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 3 pp. 1340-1349, Aug. 2006.
- [78] R. Billinton and R. N. Allan "*Reliability Evaluation of Power Systems*", 2nd ed. New York: Plenum, 1996.

- [79] Diesendorf, M., B. Martin, and J. Carlin: “*The Economic Value of Wind Power in Electricity Grids*”, Proceedings of the International Colloquium on Wind Energy, Brighton (UK), pp. 127- 132, 1981.
- [80] Universidad UCLM, <http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EOLICA/Febrero2012G9.pdf> , Curso de Física Ambiental.
- [81] Aerogeneradores ENERCON, http://www.enercon.de/p/downloads/EN_PUE_es_web.pdf, Gama de aerogeneradores ENERCON.
- [82] Thomas Ackermann, “*Wind Power in Power Systems*”, Royal Institute of Technology, Stockholm Sweden.
- [83] Danish Wind Industry Association, http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower_20web/es/tour/wres/index.htm.
- [84] Central Energía (Central de información y discusión de energía en Chile) “http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos_generacion_chile/” Lista de proyectos.
- [85] Ministerio de Energía “<http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03Energias/OtrosNiveles/renovablesnoconvencionales/TiposEnergia/eolica.html>” Informe de prospección eólica.
- [86] Ministerio de Energía, <http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03Energias/OtrosNiveles/renovablesnoconvencionales/TiposEnergia/eolica.html> , Datos eólico de las estaciones de Lengua de Vaca y Loma del Hueso.
- [87] Central Energía (Central de información y discusión de energía en Chile), <http://www.centralenergia.cl/centrales/capacidad-instalada-sic/> , Capacidad instalada SIC.
- [88] CREG-ALURE <http://web.ing.puc.cl/power/creg/olmedo.pdf>, “Pago por capacidad: Evolución en el caso Chileno y su impacto en las inversiones”.
- [89] Hannele Holttinen “*Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power: State-of-the-Art Report*”, International Energy Agency, Oct. 2007.
- [90] PerNorgaard and Hannele Holttinen “*A Multi-Turbine Power Curve Approach*”, Wind Power Conference, Mar. 2004.
- [91] Masters, GM., “*Renewable and Efficient Electric Power Systems*”, USA John Wiley and Sons, 2004.
- [92] Borja, M. A., Gonzalez R, Mejía, F., Hacuz, J.M., Medrano, M. C. y Saldaña, R., “*Estado del Arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica .*”, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, IIE/UNAM. 1998.

-
- [93] Nicola Falcon, Paul Nidras, Michael Pierce, Esteban Gil “*PLEXOS New Zealand Database Assumptions Report*”, Report to Transpower, February 2008.
- [94] Ministerio de Energía, <http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03Energias/OtrosNiveles/renovablesnoconvencionales/TiposEnergia/eolica.html>, Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule. Informe preliminar (actualizado).
- [95] Michael Falk, Frank Marohn and Daniel Hofmann, “*A First Course on Time Series Analysis with SAS*”, GNU Free Documentation Licence, August, 2012.
- [96] Comisión Nacional de Energía, “*Fijación de Precios de Nudo Abril de 2011 Sistema Interconectado Central, Informe Técnico Definitivo*”, abril 2011.
- [97] “*The IEEE Reliability Test System-1996*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No.3, August 1999.
- [98] Comisión Nacional de Energía, “*Fijación de Precios de Nudo Abril de 2011 Sistema Interconectado Central, Informe Técnico Definitivo*”, abril 2012.
- [99] “*Modelo para manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de la operación del SIC*”, E. Palacios, Memoria (Ing. Civil Eléctrica, U. de Chile), Octubre 2004.
- [100] Enrique Castillo, Antonio Conejo, Pablo Pedregal, Ricardo García y Natalia Alguacil, “*Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*”, Febrero, 2002.