



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA CIVIL ELECTRICISTA**

**INCORPORACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN ESQUEMAS DE
DESPACHO ECONÓMICO CON RESTRICCIONES DE
SEGURIDAD**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

JOSÉ MIGUEL VERA ROBLES

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FELIPE MORALES SILVA
JAIME COTOS NOLASCO**

MAYO 2010

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA.
POR: JOSÉ MIGUEL VERA ROBLES.
FECHA: 15/04/2010
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE.

INCORPORACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN ESQUEMAS DE DESPACHO ECONÓMICO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD.

En el actual escenario de fomento y desarrollo de energías renovables en Chile, surge la necesidad de estudiar el impacto que genera esta nueva clase de tecnologías en la operación de los sistemas eléctricos. En esta línea, el presente trabajo contribuye mediante el desarrollo de un modelo de despacho económico para uso como herramienta de programación de la operación, orientado a un sistema que involucre el recurso viento como parte importante de su matriz de generación.

En el trabajo se describe, basado en una revisión bibliográfica, el impacto que genera el recurso eólico en los sistemas eléctricos. Se enfatiza los efectos sobre la operación, en donde destacan las consecuencias sobre el control secundario de frecuencia, y los nuevos algoritmos de despacho que abordan la falta de certeza en la estimación del energético primario en una evaluación que incorpora restricciones de seguridad.

Para incorporar energía eólica en el esquema general de operación del sistema, es necesario un mecanismo, ajeno a la operación económica, que permita predecir la potencia generada por este tipo de centrales en un horizonte de tiempo definido y con algún grado de certeza. Bajo este contexto, una forma de evaluar el recurso es mediante la extrapolación de perfiles eólicos a partir de datos históricos de viento. Usando dichos valores e incorporando todos los elementos propios de un parque eólico, es posible reducir la información a un par de perfiles que denoten el funcionamiento esperado del parque con una probabilidad de ocurrencia asociada. Estos perfiles se ingresan como dato de entrada a un modelo de programación de despacho económico para un horizonte de tiempo en particular.

El modelo de despacho económico propuesto consiste en un algoritmo que minimiza el costo total esperado de operación, bajo diversos escenarios determinados por la existencia de contingencias en adición con los errores de estimación en el viento y los consumos; y en los cuales debe cumplirse la restricción de balance de carga mediante la imposición de restricciones de seguridad basadas en la definición de reservas para regulación primaria y regulación secundaria. Si bien se optimiza en forma conjunta todos los escenarios contemplados, las consignas de potencia y reserva son únicas para el conjunto de estados del sistema. Del modelo se obtienen cinco productos específicos, que son comunes para todos los escenarios en consideración: la consigna de potencia de las centrales, las reservas primarias de subida y bajada; y, las reservas secundarias de subida y bajada. El modelo desarrollado se valida mediante su implementación en un sistema uninodal de tres generadores – uno de ellos eólico – y bajo distintos casos de análisis.

Finalmente se implementa el modelo propuesto en estudios de operación de corto plazo del SING, mediante la inserción de un parque eólico de 100 MW de capacidad instalada. Se aprecia, para dos casos particulares de estudio, una disminución en el costo marginal promedio del sistema en 15 [\$/MWh] – en comparación con su símil sin recurso eólico – y un aumento en la reserva secundaria disponible debido a cambios de configuración en los ciclos combinados. Dada la suficiente reserva en giro y las elevadas tasas de toma de carga, el sistema posee la holgura suficiente para cubrir los escenarios de viento descritos para el tiempo de simulación sin recurrir a una reasignación de recursos entre las unidades previamente programadas por el predespacho.

Como trabajo futuro es evidente la necesidad de estudiar el impacto del viento en el modelo de predespacho, junto con implementar el modelo aquí presentado en estudios online, incorporando dispositivos SCADA en las simulaciones.

AGRADECIMIENTOS

En esta sección quisiera agradecer profundamente a todos quienes aportaron, de alguna u otra manera, a la realización de este trabajo.

Agradezco al profesor Rodrigo Palma, no sólo por su orientación y apoyo durante el desarrollo de esta memoria, sino también por brindarme la oportunidad de participar activamente del Centro de Energía. También agradezco a Felipe Morales, por dedicar gran parte de su tiempo libre a corregir hasta los más ínfimos detalles – tanto de fondo como de forma – para la culminación exitosa de este trabajo. Se incluye en los agradecimientos a Carlos Suazo, quien aportó en orientación, redacción y contenido. Fue un apoyo muy importante, especialmente durante los primeros meses de este trabajo.

No puedo dejar de mencionar a quienes hicieron de mi estadía en el 4° piso un mejor lugar para trabajar. Quiero destacar en esta línea a Germán Doble, Sebastián Medel, Bartho Wasowicz, Marcelo Cortés, Carlos Benavides y Eduardo Pereira.

Agradezco enormemente a quienes hicieron de mi paso por esta universidad un mejor lugar para vivir. Sin desmerecer a lo que no se mencionen (porque son muchos), quisiera destacar a Renzo Lüttges y Rodrigo Schulz, por su constante apoyo en este proceso final.

Por último, quisiera dedicar este trabajo en forma exclusiva a Miguel y Ana, quienes, desde el 15 de diciembre del año 1984, han depositado toda su confianza en el autor de este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	Introducción.....	12
1.1	Motivación.....	12
1.2	Objetivos	14
1.2.1	Objetivo general	14
1.2.2	Objetivos específicos	14
1.3	Alcances	14
1.4	Estructura del documento	15
2	Modelación del recurso eólico en los sistemas eléctricos de potencia.....	17
2.1	La Energía Eólica	17
2.1.1	Características generales	17
2.1.2	El recurso viento	18
2.1.2.1	Estimaciones del viento.....	18
2.1.2.2	Perfiles de Generación	19
2.1.3	Tecnologías de Generación	20
2.1.3.1	Generadores de velocidad fija.....	21
2.1.3.2	Generadores de velocidad variable doblemente alimentados	22
2.1.4	Nuevos desafíos asociados a la Energía Eólica.....	22
2.1.4.1	Elección de la tecnología de generación	23
2.1.4.2	Dimensionamiento de la red	23
2.1.4.3	Variabilidad del viento	23
2.2	El despacho económico de Carga	24
2.2.1	Características Generales.....	24
2.2.2	El Modelo Clásico.....	24
2.2.3	Las Restricciones de Seguridad	25
2.2.4	Algoritmos de Co optimización de Energía y Reservas.....	25
2.2.4.1	Características Generales.....	25
2.3	La regulación en frecuencia	26
2.4	Impactos de la Energía Eólica en los sistemas de potencia	28
2.4.1	Estimación de Reservas.....	29
2.4.2	Incorporación en esquemas de despacho	31

2.4.3	Conceptos importantes.....	32
2.4.3.1	Errores con distribución Gaussiana.....	32
2.4.3.2	Demanda neta.....	33
2.4.3.3	Naturaleza estocástica del manejo de reservas.....	33
3	Propuesta Metodológica.....	34
3.1	Aspectos Generales.....	34
3.2	Marco general del estudio.....	35
3.2.1	Entorno del estudio.....	35
3.2.2	Esquema General de Programación de la Operación.....	35
3.2.2.1	Datos de Entrada.....	37
3.2.2.2	Unit Commitment.....	38
3.2.2.3	Despacho económico.....	38
3.3	Análisis y modelación del Recurso Eólico.....	39
3.3.1	Características Generales.....	39
3.3.2	Perfiles de viento para la Programación de Corto Plazo.....	40
3.3.2.1	Propuesta Metodológica General.....	40
3.3.2.2	Descripción de la Metodología.....	41
3.3.3	Caso de ejemplo.....	47
3.3.3.1	Datos de Entrada.....	47
3.3.3.2	Resultados Obtenidos.....	48
3.4	Modelo de despacho económico con inserción de energía eólica.....	49
3.4.1	Características Generales.....	49
3.4.2	Descripción del Problema.....	50
3.4.2.1	Características generales.....	50
3.4.2.2	Datos de entrada.....	51
3.4.2.3	Supuestos del modelo.....	52
3.4.2.4	Mecanismo de incorporación de viento en la optimización.....	53
3.4.2.5	Las restricciones de seguridad.....	57
3.4.3	Formulación del problema.....	58
3.4.3.1	Función objetivo.....	58
3.4.3.2	Restricciones de balance.....	62
3.4.3.3	Restricciones en líneas de transmisión y generación.....	64
3.4.3.4	Restricciones en los consumos.....	65
3.4.3.5	Requerimientos de reservas.....	65
3.4.3.6	Modelo de Co optimización.....	66

3.5	Valorización de la Energía y los servicios de reserva.....	69
3.5.1	Valorización de la Energía	69
3.5.2	Valorización de la reserva primaria	70
3.5.3	Valorización de la reserva secundaria	71
4	Desarrollo computacional	72
4.1	Características Generales.....	72
4.2	Modelo de despacho: DeepEdit	74
4.2.1	Entorno de programación Java	74
4.2.2	Programación cuadrática y algoritmo SQP	75
4.2.3	Datos de entrada, parámetros y resultados	75
4.2.3.1	Parámetros técnico-económicos.....	76
4.2.3.2	Escenarios de Simulación	76
4.3	Evolución temporal: Matlab.....	76
4.3.1	Lectura y Almacenamiento de datos.....	76
4.3.2	Evolución temporal de las unidades.....	77
4.4	Proceso completo de OCP e interfaz gráfica.....	77
5	Implementación del Modelo	79
5.1	Ejemplo práctico de aplicación.....	79
5.1.1	Sistema Uninodal.....	79
5.1.1.1	Despacho económico Clásico	80
5.1.1.2	Despacho con contingencias eólicas	81
5.1.1.3	Despacho incremental.....	83
5.2	Estudios de programación de operación en el SING	84
5.2.1	Marco general del estudio	84
5.2.1.1	Características del sistema	84
5.2.1.2	Escenarios de Estudio.....	85
5.2.1.3	Metodología general del estudio del SING	86
5.2.1.4	Parque Generador	87
5.2.1.5	Proyecciones de demanda	87
5.2.1.6	Incorporación de reservas pronta.....	88
5.2.1.7	Unit Commitment.....	89
5.2.1.8	Escenarios de viento.....	90
5.2.2	Operación del SING con incorporación eólica.....	93
5.2.2.1	ENERO 2012.....	93

5.2.2.2	JULIO 2012.....	97
5.2.3	Análisis de Resultados.....	100
5.2.3.1	Características Generales.....	100
5.2.3.2	Enero 2012	100
5.2.3.3	JULIO 2012.....	104
5.2.3.4	Modelo Determinístico de despacho económico	106
6	Conclusiones	108
ANEXO 1.	113
ANEXO 2.	115
ANEXO 3.	116
ANEXO 4	118

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. ESQUEMA TIPOS DE GENERADORES EXISTENTES EN LA ACTUALIDAD. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	21
FIGURA 2.2. GENERADOR DE VELOCIDAD FIJA [4].	21
FIGURA 2.3. GENERADOR DE VELOCIDAD VARIABLE DOBLEMENTE ALIMENTADO [4].	22
FIGURA 2.4. CLASIFICACIÓN DE ALGORITMOS DE DESPACHO ECONÓMICO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	24
FIGURA 2.5. EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN EN DISTINTAS ESCALAS DE TIEMPO [2].	28
FIGURA 2.6. ENERGÍA EÓLICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.	29
FIGURA 2.7. ERROR GAUSSIANO PARA LA DEMANDA NETA [10].	32
FIGURA 2.8. FORMAS DE ATACAR LA PENETRACIÓN EÓLICA EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA.	33
FIGURA 3.1. MARCO GENERAL DONDE SE INSERTA EL DESPACHO ECONÓMICO PROPUESTO (E-SCED).FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	36
FIGURA 3.2. ELEMENTOS QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO.	40
FIGURA 3.3. PROPUESTA METODOLÓGICA GENERAL PARA LA ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA DISPONIBLE EN UN PARQUE EÓLICO.	41
FIGURA 3.4. VARIACIÓN DEL VIENTO ANTE UN INCREMENTO DE ALTURA [25].	43
FIGURA 3.5. EFECTO DE LA DENSIDAD DEL AIRE EN LA CURVA DE POTENCIA.	44
FIGURA 3.6. POTENCIA EXTRAÍDA DEL PARQUE EÓLICO.	48
FIGURA 3.7. CURVAS CARACTERÍSTICAS (CLUSTERING) DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA DIARIA EN UN MES.	49
FIGURA 3.8. PERFIL CARACTERÍSTICO (CONTINUA) Y CURVA REAL (DISCONTINUA).	55
FIGURA 3.9. REPRESENTACIÓN DISCRETA DE LA DISTRIBUCIÓN NORMAL DEL ERROR EN GENERACIÓN.	56
FIGURA 3.10. REPRESENTACIÓN DISCRETA DE LA DISTRIBUCIÓN NORMAL DEL ERROR EN DEMANDA.	56
FIGURA 3.11. DIAGRAMA DE ESTADOS DEL SISTEMA.	58
FIGURA 4.1. PROCESO OCP Y MODELOS UTILIZADOS.	72
FIGURA 4.2. PROCESO DE COMUNICACIÓN.	73
FIGURA 4.3. INTERFAZ GRÁFICA.	77
FIGURA 4.4 DIAGRAMA DEL PROCESO.	78
FIGURA 5.1. MODELO UNINODAL DE VALIDACIÓN PARA EL ALGORITMO IMPLEMENTADO.	79
FIGURA 5.7. ESQUEMA GENERAL DEL ESTUDIO.	86
FIGURA 5.8. PERFILES CARACTERÍSTICOS DE DEMANDA.	88
FIGURA 5.9. MODELO DE PREDESPACHO.	90
FIGURA 5.10. PERFILES CARACTERÍSTICOS ENERO.	91
FIGURA 5.11. DESVIACIONES. NORMAL (0,0.59).	91
FIGURA 5.12. DESVIACIONES. NORMAL DISCRETIZADA.	92
FIGURA 5.13. DISCRETIZACIÓN NORMALIZADA.	92
FIGURA 5.14. COSTO MARGINAL EN CRUCERO 220kV.	94
FIGURA 5.15. COSTO MARGINAL Y PERFIL DE GENERACIÓN.	95
FIGURA 5.16. DEMANDA RESIDUAL.	96
FIGURA 5.17. PERFILES PARA EL MES DE JULIO.	97
FIGURA 5.18. COSTO MARGINAL CRUCERO 220 kV.	98
FIGURA 5.19. GENERACIÓN EÓLICA Y COSTO MARGINAL.	99
FIGURA 5.20. DEMANDA NETA Y DEMANDA JULIO.	99
FIGURA 5.21. COMPARACIÓN DE COSTOS EN BARRA CRUCERO 220 kV.	101
FIGURA 5.22. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.	102
FIGURA 5.23. OPERACIÓN DE LAS UNIDADES CONVENCIONALES DEL SING. ESCENARIO CON VIENTO.	103
FIGURA 5.24. OPERACIÓN DE LAS UNIDADES CONVENCIONALES DEL SING. ESCENARIO SIN VIENTO.	103
FIGURA 5.25. COMPARACIÓN DE COSTOS EN BARRA CRUCERO 220 kV.	104
FIGURA 5.26. OPERACIÓN DE LAS UNIDADES CONVENCIONALES DEL SING. ESCENARIO SIN VIENTO.	105
FIGURA 5.27. OPERACIÓN DE LAS UNIDADES CONVENCIONALES DEL SING. ESCENARIO CON VIENTO.	105
FIGURA 5.28. COMPARACIÓN DE MODELOS DE DESPACHO ECONÓMICO.	106

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 3.01. DATOS DE ENTRADA DEL PROCESO DE CLASIFICACIÓN.	47
TABLA 3.02. ESCENARIOS POR DESBALANCES DE VIENTO Y CARGA.....	57
TABLA 4.01. PROGRAMAS UTILIZADOS.....	73
TABLA 5.02. PARÁMETROS PARA LAS UNIDADES DEL SISTEMA.....	80
TABLA 5.02. ESCENARIOS DE CARGA Y VIENTO.	80
TABLA 5.03. DESPACHO ECONÓMICO CLÁSICO.....	81
TABLA 5.04. CO OPTIMIZACIÓN SCED CON CONTINGENCIA EÓLICA.....	81
TABLA 5.05. COSTOS DE ENERGÍAS Y RESERVAS.	83
TABLA 5.06. CONSIGNAS DE POTENCIA Y RESERVAS DESPACHO INCREMENTAL.....	83
TABLA 5.07. COSTOS DEL DESPACHO INCREMENTAL.	84
TABLA 5.08. NUEVAS CENTRALES EN EL SING.	87
TABLA 5.09. GENERADORES DE RESPALDO.	89

SIMBOLOGÍA Y NOMENCLATURA

A continuación se muestra la simbología del modelo de co – despacho de energías y reservas.

Índices

i, j	Índice de generadores, barras, ramas o consumos.
k	Índice de contingencia.
e_t	Índice de escenario (contingencia – regulación secundaria).
e	Índice de escenario de carga y viento.
N_g	Número de generadores.
N_l	Número de consumos.
Ω_i^G	Conjunto de índices de generadores conectados a barra i .
Ω_i^{WG}	Conjunto de índices de generadores eólicos conectados a barra i .
Ω_i^N	Conjunto de índices de barras conectados a barra i mediante líneas de Transmisión.
Ω_i^L	Conjunto de índices de cargas conectados a barra i .

Parámetros de Generación

$P_{min,i}$	Mínimo técnico de la unidad i .
$P_{max,i}$	Potencia máxima de la unidad i .
P_i^0	Generación actual unidad i .
G_{pi}^{dn}	Gradiente de bajada de la unidad i durante regulación primaria.
G_{pi}^{up}	Gradiente de subida de la unidad i durante regulación primaria.
G_{si}^e	Gradiente de la unidad i durante regulación secundaria en escenario e .
Req_p^{dn}	Requerimiento de reserva primaria de bajada por parte del sistema.
Req_p^{up}	Requerimiento de reserva primaria de subida por parte del sistema.
$R_{max,i}^{dn}$	Reserva primaria máxima de bajada asociada a la unidad i .
$R_{max,i}^{up}$	Reserva primaria máxima de subida asociada a la unidad i .
$\Delta P_{sj}^{W,e}$	Variación esperada de potencia para el generador eólico j durante el escenario e en regulación secundaria.

Parámetros de los consumos

ΔD_j^e	Variable positiva de la potencia activa demandada por la carga j durante la regulación secundaria en el escenario e .
----------------	---

Parámetros de la red

X_{ij}	Reactancia de la rama ij.
D_j	Potencia activa demandada por carga j.
X_{ij}^k	Reactancia de la rama ij durante contingencia k.
$F_{\max,i,j}$	Flujo máximo por rama i,j en situación normal y en regulación secundaria.
$F'_{\max,i,j}$	Flujo máximo por rama i,j en situación post contingencia.

Variables de Generación

P_i	Potencia activa inyectada por generador i.
ΔP_i^k	Variación de potencia activa de la unidad i durante contingencia k.
ΔP_{si}^e	variación de potencia activa de la unidad convencional i durante regulación secundaria.
PU_i	Potencia no servida de consumo i.
R_{pi}^{dn}	Reserva primaria de bajada asignada a unidad i.
R_{pi}^{up}	Reserva primaria de subida asignada a unidad i.
R_{si}^{dn}	Reserva secundaria de bajada asignada a unidad i.
R_{si}^{up}	Reserva secundaria de subida asignada a unidad i.

Variables de los Consumos

ΔD_i^k	Desprendimiento de carga del consumo i durante contingencia k.
Rd_{pi}^{up}	Reserva primaria de subida asignada al consumo i.

Variables de la Red

δ_i	Angulo de la barra i.
δ_i^k	Angulo de la barra i durante contingencia k.
δ_i^e	Angulo de la barra i durante regulación secundaria.

Nomenclatura

SING	Sistema Interconectado del Norte Grande.
CDEC –SING	Centro de despacho económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande.
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga.
EDAG	Esquema de Desconexión Automática de Generación.
SyCS	Seguridad y Calidad de Servicio.
NT	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

1 Introducción

1.1 Motivación

En el actual escenario energético mundial, y durante los últimos años, las energías renovables han ocupado un espacio importante dentro de las tecnologías de generación existentes. Son muchos los países en donde las fuentes de generación con este tipo de recursos ya son una realidad y se encuentran completamente insertas en los sistemas eléctricos, mediante una normativa adecuada e incentivos particulares. La razón fundamental para promover la inserción de plantas basadas en este tipo de recurso es su capacidad de reemplazar tecnologías basadas en la quema de combustible fósil, cuyo proceso de generación redundante en un elevado nivel de emisión de contaminantes al medio ambiente.

Bajo este contexto, Chile también ha comenzado a incorporar paulatinamente esta clase de generación a sus sistemas interconectados, y al igual que en el resto de los países, se han promovido normativas que beneficien las inversiones asociadas. El reglamento chileno para Medios de Generación No Convencionales (MGNC) de septiembre de 2005 otorga privilegios a las centrales renovables, en relación con la exención total o parcial de pagos de peaje; reduciendo así los costos relativos al uso del Sistema de Transmisión. A su vez, la ley 20.257 de diciembre de 2009 introduce modificaciones a la *Ley general de servicios eléctricos*, obligando a que las empresas eléctricas con presencia en el SIC o el SING generen al menos un 10% de sus retiros anuales con tecnologías renovables para el año 2024. Es de esperarse que dichos incentivos sean efectivos en fomentar y agilizar las inversiones en tecnologías renovables.

Dentro de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) la energía eólica destaca a nivel mundial. Se considera una tecnología en plena madurez, incorporada en forma masiva por primera vez en los sistemas eléctricos en la década de los 90; actualmente presenta un elevado grado de penetración y se opera bajo los respectivos marcos regulatorios que rigen en cada país. El acabado conocimiento relativo a su aplicación práctica en la industria es una razón para que los países emergentes opten por esta clase de tecnologías. Sin ir más lejos, en nuestro país se han construido, o están en vías de hacerlo, numerosos proyectos del tipo eólico: En el primer grupo destacan las centrales Canela II y Totoral, mientras en el segundo se encuentra Punta Colorada. Se espera que los incentivos incrementen aún más el número de centrales con este mecanismo de generación.

Un aspecto significativo en nuestro país es el reconocimiento por parte de la autoridad de la necesidad de incorporar, tanto en la normativa como en los reglamentos, elementos de detalle que regulan la implementación y operación práctica de este tipo de centrales. Esto se corrobora absolutamente con la promulgación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Octubre de 2009, en donde se establece, por primera vez, las exigencias relativas al comportamiento de sistemas eléctricos cuya matriz de generación contiene centrales eólicas. De esta manera, el presente trabajo reviste una importancia particular en el contexto de los estudios relativos a la incorporación de una ERNC como lo es la generación eólica; satisfaciendo una necesidad real de profundizar con detalle en una de las tantas etapas de la cadena de estudios asociadas con la planificación, programación y operación de los sistemas eléctricos, con especial énfasis en la aplicación del caso chileno.

Un desafío no menor en el nuevo paradigma de la integración de la generación eólica en los sistemas eléctricos nacionales corresponde a estudiar cómo éste puede ser incorporado en la programación de la operación económica y segura; ya sea en sus etapas de predespacho (*Unit Commitment*) como de despacho económico. La falta de certeza en la estimación del energético primario – en particular del viento – da un carácter estocástico al problema de programación, en sus dos etapas: predespacho y despacho. Además, a partir de la literatura es posible observar que ante la inclusión masiva de estos medios de generación, la representación de los mismos en los estudios de programación debe ser tal que se evite efectos adversos en la operación de tiempo real de los sistemas eléctricos. Por esto resulta necesario analizar en forma exhaustiva las características del viento, para determinar con mayor exactitud los niveles de generación alcanzables por las centrales renovables, junto con los niveles óptimos de reservas que permitan operar con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) establecidos por la normativa vigente.

Un punto importante a considerar es que en la actualidad la información sobre el comportamiento del recurso eólico para este tipo de proyectos en Chile resulta escasa. Al ser una tecnología emergente en la región, no existen bases de datos suficientes que permitan un buen análisis del recurso; situación que dificulta su implementación y operación los sistemas eléctricos chilenos. De esta forma, resulta vital desarrollar técnicas que permitan evaluar la disponibilidad del energético primario, creando perfiles característicos para las zonas de emplazamiento de las centrales que denoten fielmente su operación.

Como se puede inferir, es fundamental efectuar una revisión de la operación del sistema eléctrico ante un escenario de penetración eólica. El desempeño de la red en estas condiciones es de preocupación para los distintos agentes del mercado y merece ser desarrollado a fondo. En particular, en este trabajo se abarca la operación de sistemas eléctricos considerando el recurso viento como variable fundamental.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general del trabajo es incorporar la energía eólica en modelos de operación económica de corto plazo de los sistemas eléctricos de potencia; particularmente a nivel del despacho.

1.2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente estudio se enumeran a continuación:

- Dar a conocer alternativas de representación de la energía eólica en los modelos de programación de operación económica de sistemas eléctricos.
- Desarrollar una propuesta metodológica de despacho económico incorporando el recurso eólico.
- Validar el algoritmo de despacho económico propuesto.
- Conocer el impacto, a nivel del despacho económico, de la incorporación del recurso eólico en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) ante diversos escenarios de análisis.

1.3 Alcances

La presente investigación presenta como principal aporte el adecuar un modelo de despacho económico actualmente orientado a un parque netamente térmico, a otro que incluya el recurso eólico como elemento importante; esto es, a un parque generador “térmico – eólico”. El trabajo se ubica en el marco de los estudios de programación de la operación en horizontes de tiempo de corto plazo, los cuales son normalmente conocidos como etapa de despacho, y buscan representar la operación esperada en tiempo real de un sistema eléctrico de potencia. Este tipo de estudios se realiza en un contexto “fuera de línea”; con ello, queda fuera de alcance los ajustes en tiempo real al despacho, y, por ende, toda relación con la obtención de datos en dicho horizonte de tiempo a través de sistemas SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). La característica anterior implica una representación de tipo estática de la información de viento, en donde los datos relacionados con la disponibilidad de potencia y energía eólica surgen de información histórica de los lugares de emplazamiento de los parques y no de un proceso de lectura en tiempo real. Sin embargo, esto no quita que la aplicación del presente trabajo pueda ser orientada hacia las

aplicaciones de tiempo real de los sistemas eléctricos, como lo son por ejemplo, el manejo de reservas y la evolución temporal de las unidades previamente determinadas por el predespacho.

Por otra parte, la presente investigación se basa en estudios anteriores sobre despacho económico con restricciones de seguridad para sistemas netamente térmicos. En particular, toma como referencia el trabajo desarrollado Por *Carlos Suazo Martínez, At* [2], el cual propone un modelo de Co – optimización determinística de energías y reservas para la operación económica de muy corto plazo, junto con desarrollar su implementación para el programa DeepEdit. Luego, y en relación con lo anterior, el aporte específico de este trabajo es modificar dicho modelo a uno de características estocásticas debido a la incorporación de centrales eólicas. Con esto, la implementación viene dada por modificaciones puntuales al modelo anteriormente descrito dentro del mismo programa DeepEdit.

1.4 Estructura del documento

El presente estudio se estructura en siete capítulos principales.

El Capítulo 2 presenta los estudios existentes sobre el tema en cuestión mediante una reseña bibliográfica. En particular, versa sobre las diversas maneras de incorporar la tecnología eólica en la operación económica de los sistemas eléctricos.

El Capítulo 3 muestra en forma explícita la inserción del recurso eólico en el despacho económico. En primer lugar se revisa el marco general que involucra información eólica y el despacho económico, profundizando en los aspectos importantes relacionados con cada uno de ellos. Bajo este esquema, se proporciona un mecanismo para convertir datos de viento en información útil para representar la operación de un parque eólico en los estudios de programación, mediante el uso de herramientas estadísticas adecuadas para el manejo de información reducida. En particular, a partir de un limitado conjunto de datos de velocidades del recurso viento es posible obtener perfiles de potencia para las centrales eólicas; permitiendo así una incorporación directa a un algoritmo de despacho económico con Restricciones de Seguridad; en cual permite efectuar la asignación de potencia y reservas.

El Capítulo 4 se inserta netamente en el modelo computacional. Se describen los programas utilizados, el algoritmo de despacho propuesto y su metodología de resolución. Se deja en claro los efectos que producen las centrales eólicas en las reservas del sistema y la manera en que los participantes se hacen cargo de las desviaciones, incorporando además una tarificación *Ex – Ante* mediante una lectura adecuada de los multiplicadores de Lagrange. Además, se muestran los modelos dinámicos que permiten representar la

evolución temporal de las unidades en el tiempo, para finalmente presentar la interacción necesaria entre ambas estructuras que permiten lograr los resultados deseados.

El Capítulo 5 consiste en la aplicación del modelo antes descrito. En primer lugar se muestra un ejemplo para mostrar el comportamiento del algoritmo en distintos escenarios. Posteriormente, se ejecuta un estudio para un horizonte de tiempo puntual que denota el impacto del recurso eólico en la operación de un sistema real: el Sistema Interconectado del Norte Grande; particularmente en lo que respecta a la asignación eficiente de la potencia. Se inserta dentro del mercado eléctrico chileno en un escenario posible futuro, motivado por las actuales opciones de inversión del tipo renovables presentes en el sector. Por tal razón, se simula la operación para tal horizonte de tiempo, se estudian diversos regímenes de viento para mostrar su efecto en el sistema y se compara con su símil sin viento, permitiendo concluir los impactos puntuales que el recurso eólico provoca para estos estudios definidos, bajo el modelo presentado, en la operación de un sistema real. Se hace hincapié que las simulaciones en el SING son absolutamente efectuadas para un instante particular de tiempo, dejando fuera de alcance conclusiones generales sobre el impacto futuro del recurso eólico en el sistema eléctrico en estudio.

Por último, el capítulo 6 muestra las conclusiones más importantes del estudio, junto con señalar las posibles líneas de investigación futura asociadas.

2 Modelación del recurso eólico en los sistemas eléctricos de potencia

2.1 La Energía Eólica

En relación con el desarrollo de energías renovables no convencionales, la energía eólica destaca sobre el resto de sus pares por presentar progresos tecnológicos significativos, como también por su nivel de integración en los sistemas eléctricos. En efecto, durante más de 20 años ha sido motivo de investigación, permitiendo su incorporación definitiva a la matriz energética de numerosos sistemas interconectados a lo largo del mundo; como lo son por ejemplo Dinamarca, España y Alemania, con niveles de penetración del 19%, 13% y 9% al año 2008 respectivamente [25].

Los retos que presenta el uso de mecanismos no convencionales de generación se asocian tanto al sector técnico como a las estructuras de mercado. En el primero destacan la variabilidad del energético primario, su imposibilidad de almacenamiento, el impacto en la planificación de la transmisión y el comportamiento de los parques ante fallas intempestivas en la red. En el segundo, se presentan desafíos relativos a la definición de pagos por capacidad; así como también en una eventual redefinición de la manera de valorizar las transferencias entre agentes por concepto de energía, en escenarios de operación caracterizados por una penetración masiva de este tipo de recursos. Bajo este contexto, la operación económica puede resultar fuertemente afectada, haciéndose necesario reevaluar la seguridad del sistema, y en específico, el manejo de las respectivas reservas [2].

En las próximas secciones se mencionan los aspectos básicos de este medio de generación y se describen las principales características antes mencionadas.

2.1.1 Características generales

La energía eólica presenta características particulares en comparación con los métodos convencionales de generación. La más importante es la utilización de un *energético primario renovable*. Su participación en el desplazamiento de combustibles fósiles, sus bajos costos de operación y su tendencia decreciente en costos de inversión la ha convertido en una tecnología muy atractiva. El viento posee la ventaja de ser un recurso limpio que permite, mediante los actuales desarrollos técnicos, generar electricidad en magnitudes similares a sus pares convencionales. Sin embargo, posee como desventaja la imposibilidad

de su almacenamiento – en contraparte con el agua o los combustibles fósiles – y la aleatoriedad en el recurso, impactando enormemente su incorporación en el sistema.

2.1.2 El recurso viento

El viento es un recurso existente por diferencias en la presión atmosférica. Un gradiente provoca el movimiento de grandes masas de aire que puede ser utilizado para la transformación de potencia mecánica en eléctrica.

A efectos de su utilización, la intercepción de dichas masas de aires se ejecuta mediante turbinas especialmente diseñadas. Dicha transformación depende de la densidad del aire, el área de interrupción y la velocidad del viento. La expresión que rige este tipo de turbinas se muestra en (2.1).

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho * A * v^3 * C_{\beta,\lambda} \quad (2.1)$$

Al depender de la velocidad del viento, la potencia extraíble no es constante a través del tiempo. Por tanto, se hace necesario dimensionar en forma adecuada dicha variable. Los mecanismos posibles para incorporar energía eólica en la operación son dos: Estimación eólica o uso de información histórica para generar perfiles de generación.

2.1.2.1 Estimaciones del viento

La estimación de viento toma mayor importancia en la operación real de sistemas eléctricos, la cual es llevada a cabo por el Operador Independiente. Es un mecanismo externo a la operación, en donde sus resultados, provenientes del SCADA, nutren a los diversos algoritmos para llevar a cabo una asignación eficiente de los recursos.

Son muchos los factores que influyen en su estimación. Por ello, existe un conjunto de técnicas desarrolladas que permiten lograr el objetivo deseado, principalmente en función del horizonte de tiempo, siendo éste último una variable fundamental al momento de elegir la técnica adecuada [5].

- 1 Para que un modelo de estimación otorgue resultados apropiados, éste debe insertarse en un horizonte de tiempo adecuado. A modo de ejemplo, durante el transcurso de los

años (escala climática) el fenómeno en estudio no cambia en forma sustancial, siendo de principal interés sus características globales. En este horizonte de tiempo es posible determinar la variabilidad estacional del recurso viento, pero resulta complejo predecir magnitudes de viento con precisión. Al revés, en un período inferior a los 30 minutos (turbulencia) sí existen rampas importantes que dificultan la estimación a muy corto plazo. En este horizonte de tiempo deja de ser importante las características climáticas, para dar paso a una estimación con mayor detalle y, si bien existen variaciones repentinas de viento dentro del período, los algoritmos enfocados a la estimación poseen mayor éxito en intervalos menores de tiempo. Los errores disminuyen considerablemente a medida que el periodo de estimación disminuye, llegando a ser incluso inferiores al 4% [6].

Dado que el horizonte de estudio del presente trabajo es el muy corto plazo (no más de 10 minutos), algunas técnicas acordes a dicho horizonte de tiempo son:

Métodos Clásico. Asume invariabilidad del viento entre instantes t y $t+1$. Si bien se considera una de las más simples e imprecisas, aún es utilizada en algunos sistemas, como por ejemplo el CAISO y el pool Australiano para modelos de muy corto plazo [9].

Métodos Estadísticos. Los parámetros del modelo se calculan usando las diferencias entre velocidad leída del viento y la estimación para ese período. Con ello, es posible mejorar el error.

Métodos basados en Redes Neuronales. Necesita una gran cantidad de series de datos (perfiles de viento) para lograr un “aprendizaje” del comportamiento eólico. Si bien es una técnica muy útil para el muy corto plazo, el error aumenta considerablemente al elevar el horizonte de tiempo.

Métodos basados en Lógica Neuro – Difusa. Técnica muy reciente. También busca el “aprendizaje” del comportamiento del viento en base a métodos computacionales. Utilizado en Zonas de Australia, ha logrado un error menor al 4% [6].

2.1.2.2 Perfiles de Generación

La construcción de perfiles de generación eólica toma importancia en un marco de estudios de la operación. Si bien se simula la operación real, no existe una dinámica que represente el mecanismo anteriormente presentado, es decir, el proceso de operación no se basa en un esquema dinámico de lectura y estimación. En este caso, se procesa un conjunto de datos históricos de viento con tal de extrapolar perfiles característicos del parque y probabilidades de ocurrencia.

La obtención de perfiles es un proceso con una elevada componente aleatoria. Su principal desventaja consiste en la posibilidad de no contar con los datos suficientes para reproducir características únicas de los parques, como turbulencias internas, correlaciones espaciales o efectos sombra entre las turbinas. Es común poseer mediciones en un solo punto, presentando el desafío de extrapolar los resultados a partir de un conjunto de datos que, en términos geográficos, es muy reducido. Luego, se hace necesario incluir características del terreno, información geofísica y modelos espaciales del parque, los cuales, unido a las técnicas de selección adecuadas, permite caracterizar con mayor exactitud los perfiles de potencias típicos para la central renovable.

En esta línea, algunos investigadores han procurado generar información fidedigna relacionada con el comportamiento de centrales eólicas a partir de pocos puntos de medición. Destacan los trabajos de Holttinen y Richardson [22] [21].

El primero de ellos ha efectuado un modelo para obtener la potencia extraída a las centrales eólicas mediante información estadística propia del lugar de emplazamiento del parque. Ha sido pensado para zonas de Escandinavia, en donde los parámetros estadísticos se relacionan exclusivamente con dicho lugar. Toda esa información se resume en una curva de viento – potencia equivalente que no sólo manifiesta la transformación velocidad de viento – potencia eólica, sino también denota la correlación espacial y temporal existente, ya sea dentro de un mismo parque o entre granjas emplazadas en zonas distintas.

Por su parte, Richardson analiza la variabilidad horizontal del recurso eólico en un eje perpendicular a la dirección predominante del viento. Consiste en determinar correlaciones espaciales propias del energético – no incluye estelas de viento en su análisis – mediante distribuciones probabilísticas ya estudiadas del recurso. A partir de las velocidades de viento, la dimensión horizontal del parque y la altura del lugar se construyen datos de potencia eólica que manifiestan algunas características propias de este tipo de centrales: suavización de los perfiles de generación y achatamiento de la curva.

2.1.3 Tecnologías de Generación

En la actualidad coexisten dos modelos de generadores eólicos, diferenciados por la capacidad de giro del rotor: rotores de velocidad fija y rotores de velocidad variable, estos últimos en sus versiones asincrónico y sincrónico. La Figura 2.1 muestra un esquema de los tipos de generadores existentes. De ellos, se describen el de velocidad fija y el de velocidad variable doblemente alimentado, ambos basados en generadores de tipo inducción.

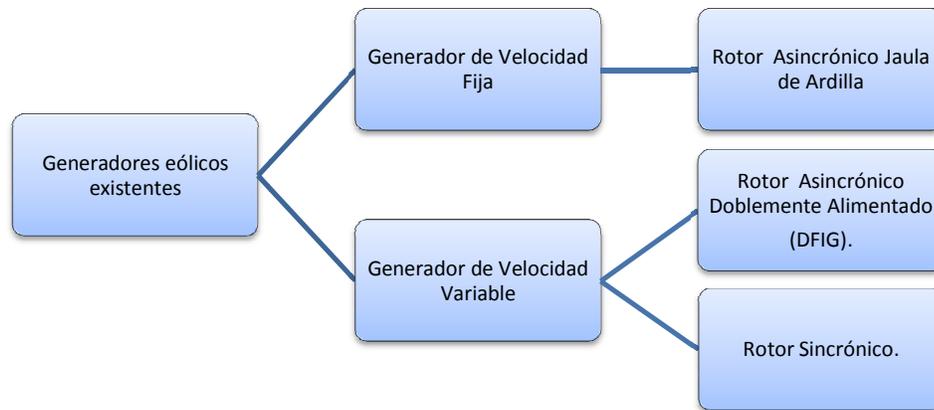


Figura 2.1. Esquema tipos de generadores existentes en la actualidad. Fuente: Elaboración propia.

2.1.3.1 Generadores de velocidad fija

El generador de inducción de velocidad fija se caracteriza por conectarse directamente a la red sin control de reactivos. La figura 2.2 esquematiza este tipo de tecnología [4].

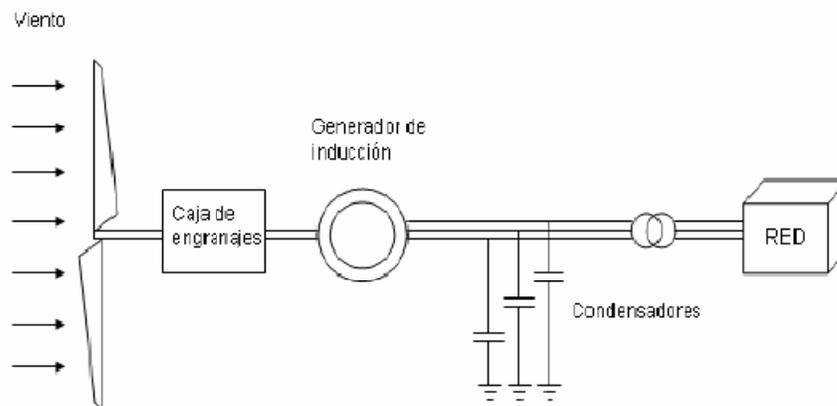


Figura 2.2. Generador de velocidad fija [4].

El funcionamiento es el más simple de todos. La potencia eólica es extraída por la turbina y se conecta directamente, mediante una caja amplificadora, al eje del generador de inducción. La conexión a la red es directa.

Esta tecnología es la más simple y menos costosa. Sin embargo, posee el inconveniente de demandar mucho reactivo de la red – necesario para la excitación de la máquina – lo cual

es muy perjudicial desde el punto de vista del control de tensión frente a una condición de inestabilidad transitoria [7]. Más aún, según una primera interpretación de la NT recientemente promulgada no podrían operar sin equipos electrónicos que permitan controlar dicha variable. Además, la conexión directa la hace muy sensible a las variaciones de viento y potencia activa.

2.1.3.2 Generadores de velocidad variable doblemente alimentados

Se esquematiza en la figura 2.3. La conexión a la red del rotor del generador mediante una etapa rectificador inversor basada en equipos de electrónica de potencia; lo cual permite reducir las fluctuaciones de tensión. Además, existe una mayor independencia en el control de P y Q, siendo posible intervenir la velocidad de las turbinas ante variaciones de viento y perturbaciones del sistema eléctrico; y, por ende, mejorar la calidad de servicio.

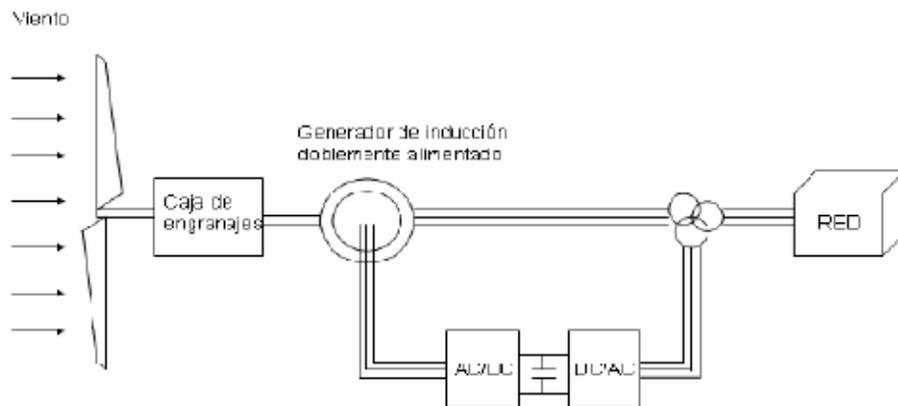


Figura 2.3. Generador de velocidad variable Doblemente Alimentado [4].

2.1.4 Nuevos desafíos asociados a la Energía Eólica

La energía eólica presenta inconvenientes relacionados principalmente con la tecnología de generación, el dimensionamiento de la red y la variabilidad del viento. Se describen estas a continuación.

2.1.4.1 Elección de la tecnología de generación

La tecnología de generación, esto es, uso de máquinas de velocidad fija o de velocidad variable doblemente alimentadas, influye fuertemente en la dinámica transitoria del sistema. La capacidad eólica máxima a instalar se ve considerablemente afectada por este ítem, debido al comportamiento de la red ante contingencias. Los Países más avanzados en esta materia cuentan con normativas, en donde incluso puede no ser permitido incorporar generadores de velocidad fija, a menos que utilicen dispositivos especiales para el control de reactivos. Más aún, en nuestro país la nueva NT impone exigencias relativas al comportamiento de los parques ante contingencias, las cuales, en una primera interpretación, también implicarían el contar con equipos de compensación en los generadores. Se requiere además que ciertas variables eléctricas como tensión, factor de potencia y/o corriente reactiva se encuentren en zonas claramente establecidas [7].

2.1.4.2 Dimensionamiento de la red

Un aspecto no menor es el aumento de la capacidad de la red ante una penetración eólica a gran escala. Las líneas de transmisión deben dimensionarse para ser capaces de transportar los excedentes de potencia de dichas centrales, pese a que la experiencia indica que la mayor parte del tiempo son utilizadas a menor capacidad (disponibilidad del recurso viento).

2.1.4.3 Variabilidad del viento

La existencia de variabilidad en la disponibilidad de la energía eólica, otorga desafíos importantes desde el punto de vista de la regulación de frecuencia, adquiriendo importancia ante una penetración masiva. Dichas variaciones, del orden de minutos, afectan directamente el manejo de energía y reservas en la dinámica de corto y largo plazo. Por tanto, mientras más centrales del tipo sean incorporadas al sistema, mayor puede resultar la reserva que debe considerarse. La definición de servicios complementarios asociados y el buen manejo de ellos se vuelven fundamentales a la hora de atacar dicha dificultad.

Por otra parte, la existencia de variabilidad en el recurso adiciona la necesidad de utilizar mecanismos de estimación adecuados para operar los sistemas con estándares de seguridad. Por tanto, resulta fundamental dimensionar los efectos que tales pronósticos producen en la operación segura y económica de los sistemas eléctricos.

2.2 El despacho económico de Carga

2.2.1 Características Generales

Un aspecto fundamental de todo sistema eléctrico es distribuir sus recursos en forma eficiente, satisfaciendo la demanda de la manera más económicamente posible. Con tal objetivo, el Operador del Sistema toma acciones en tiempo real, incorporando de acuerdo a criterios de operación todos los elementos necesarios para llevar a cabo ese objetivo. A nivel de la programación de la operación, y en particular en su etapa de despacho económico, en la literatura se destacan tres ramas importantes: El modelo clásico, los algoritmos con restricciones de seguridad y la Co optimización de energías y reservas.

A continuación se destacan las principales características de cada uno de ellos, haciendo énfasis en sus ventajas y desventajas. La figura 2.4 resume los tres modelos con sus principales características [2], [13], [27].

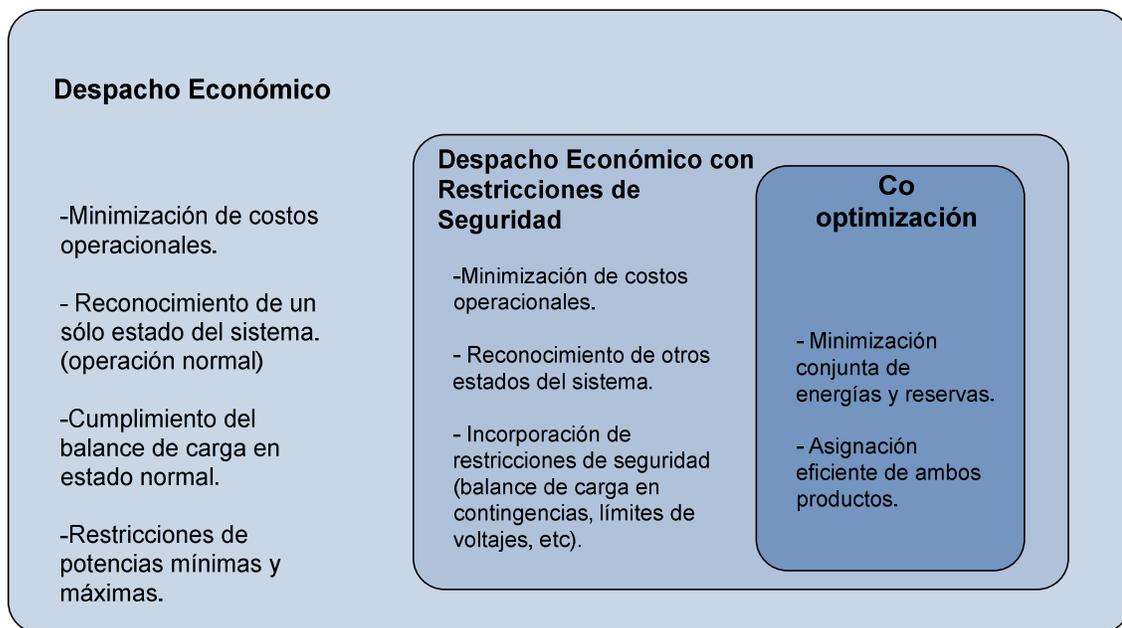


Figura 2.4. Clasificación de algoritmos de despacho económico. Fuente: Elaboración propia

2.2.2 El Modelo Clásico

El despacho económico Clásico (ED) consiste en un algoritmo de optimización, en donde se busca cumplir el balance generación – demanda para todo instante de tiempo. Principalmente establece las consignas de potencia, sujeto a restricciones de operación de

las máquinas (mínimos técnicos y potencias máximas) y del sistema de transmisión. En su forma general, el problema minimiza la potencia de las unidades de generación, sin considerar elementos que proporcionen seguridad al sistema.

Este esquema posee la ventaja de, sin perder eficacia, ser un mecanismo computacionalmente simple. Sin embargo, no considera estados de contingencia ni variaciones inminentes de la demanda, dos aspectos cotidianos en la operación real de sistemas de potencia.

2.2.3 Las Restricciones de Seguridad

Ante la necesidad de cubrir distintos escenarios recurrentes en la operación, las restricciones de seguridad admiten la posibilidad que un Sistema Eléctrico no sólo se encuentre operando en un estado. De esta manera, el balance clave que debe satisfacerse se extiende a la probabilidad que ocurran contingencias intempestivas – tanto en generación, transmisión o consumos – o por un mal pronóstico de la demanda, otorgando seguridad a la operación. Este esquema de despacho (SCED) es común en los algoritmos actualmente utilizados para modelar la operación en tiempo real, ya que permiten operar los sistemas con algún criterio de seguridad definido previamente. Ejemplos de restricciones de seguridad son la incorporación de márgenes para las tensiones por barra, límites de flujos de potencia en el sistema de transmisión y balances de carga en estados de operación bajo contingencia o en seguimiento de demanda, por citar algunos.

Si bien el esquema que incorpora restricciones de seguridad otorga las ventajas ya expuestas, aumenta considerablemente la complejidad computacional. No obstante, los avances tecnológicos han permitido una exitosa implementación en los actuales sistemas eléctricos, siendo ya una realidad en sistemas como el *New York ISO* o el *New England ISO* [27].

2.2.4 Algoritmos de Co optimización de Energía y Reservas

2.2.4.1 Características Generales

Una variante que ha ido adquiriendo fuerza en la actualidad es el despacho acoplado de energías y reservas. Se ha llegado al consenso que la energía y reservas resultan ser mejor gestionadas tratándolas en forma conjunta. Una manera eficiente de asignarlas es mediante un despacho conjunto – comúnmente conocido como Co optimización – en donde no solamente se obtiene los resultados del ED, sino también se agrega la asignación de las

distintas reservas definidas en el mercado. De esta manera, la asignación de recursos se encuentra optimizada en comparación con el clásico enfoque secuencial en que comúnmente se despachan ambos productos. Las principales ventajas son la revelación del real acople entre energía y reservas, el otorgar incentivos para seguir las instrucciones del despachador y minimizar los costo totales [18]. Entre los sistemas que adhieren esta metodología destacan la interconexión *PJM, New England, Nueva Zelanda y Australia*, entre otros [28] [29] [30].

Desde el punto de vista de los problemas de optimización, la Co optimización se traduce en la incorporación de los términos relacionados con las distintas reservas del sistema en la función objetivo del problema. En este caso, no sólo se minimizan los costos de operación de las centrales, sino además los costos por asignación de reservas – primarias, secundarias, terciarias o todas ellas – mediante una ponderación adecuada. Esto último queda de manifiesto en los mercados eléctricos basados en esquemas de ofertas, en donde tanto la energía como las distintas reservas son valorizadas a precio ofertado directamente por el proveedor del producto.

Resulta importante señalar que la Co optimización y las restricciones de seguridad son mecanismos absolutamente complementarios. Mientras la Co optimización se enfoca – en términos matemáticos – en la función objetivo del problema, y, con ello, despachar conjuntamente todos los productos involucrados; las restricciones de seguridad imponen condiciones que deben ser satisfechas en los sistemas eléctricos donde son aplicadas. Luego, los estudios recientes se han orientado a la operación en tiempo real basados en modelos que incorporen tanto la Co optimización de productos como las restricciones de seguridad [28].

2.3 La regulación en frecuencia

La regulación en frecuencia, o simplemente Control de Frecuencia (FC), surge como un requerimiento imprescindible para proveer estabilidad y un desempeño apropiado frente a desviaciones entre demanda y generación. De cumplirse lo anterior, la frecuencia de la red opera en torno al valor de consigna y las unidades operan en torno a los valores de potencia determinados por el Operador del sistema.

Sin embargo, es muy poco probable que el Operador del Sistema pueda cumplir dicha característica con anterioridad mediante la simple programación de unidades. La representación de la demanda en la programación posee un carácter estimativo, haciendo necesario contar con reservas para suplir las diferencias manifestadas en tiempo real. Más aun, éstas se pueden incrementar en presencia de centrales intermitentes como las del tipo eólica o solar. Además, es necesario prever posibles contingencias en generación o consumo,

las cuales podrían ocasionar grandes desbalances que en Chile normalmente son corregidos mediante acciones correctivas basadas en Desconexiones Automáticas de Carga y Desconexiones Automáticas de Generación [32].

El control de frecuencia ataca el problema principalmente mediante la definición de reservas. Estas consisten en fuentes de generación disponibles que son activadas en forma manual o automática para ser llamadas a funcionamiento en los distintos casos de desbalance mencionados. De acuerdo al estado del arte, su clasificación puede ser en función del estado de operación (detenida o en giro), o de acuerdo al tiempo de acción (primaria, secundaria o terciaria) [1].

La separación por estado de operación es bastante intuitiva, siendo importante según la rapidez con que debe ejecutarse, y no merece mayor análisis. En cambio, la separación por tiempo es una buena manera de entender el progreso temporal del uso de las reservas, en función de una contingencia dada¹. Los bloques son:

Regulación Primaria. La reserva primaria es la encargada de otorgar estabilidad al sistema. Su tiempo de acción es del orden de los segundos, y opera frente a contingencias, como por ejemplo, salidas intempestivas de centrales generadoras, o frente a entradas y salidas no programadas de consumos. Las acciones correctivas son aproximadamente proporcionales al estatismo de las máquinas, y resultan en la operación a un valor de frecuencia distinto del de consigna. Por requerimientos de rapidez, principalmente presentes en caso de contingencias de gran magnitud, es llevada a cabo por la reserva en giro.

Regulación secundaria. Esta regulación se caracteriza por restablecer la frecuencia del sistema al valor de consigna, además de efectuar el “seguimiento de carga”, cubriendo las variaciones de potencia debido a la aleatoriedad de la demanda. Actúa en el orden de minutos, principalmente según la característica de toma o reducción de carga de las unidades consignadas como reserva en giro; aunque existe un conjunto de unidades detenidas que también pueden proporcionarla (Reserva detenida de partida rápida). En muchos sistemas esta función se encuentra incorporada en bajo esquemas del tipo AGC (*Automatic Generation Control*), el cual permite el seguimiento de carga (situación normal) y restituye el error permanente otorgado por el control primario, posterior a una contingencia.

Regulación Terciaria. El control terciario o económico tiene por finalidad redistribuir las consignas, cuando se opera fuera de orden económico. Ello puede deberse, por ejemplo, al enfrentar un nuevo escenario post contingencia y una operación a mínimo costo en éste.

¹ Se destaca el hecho que ambas clasificaciones no son excluyentes.

Actúa en el orden de minutos (incluso una hora) y puede llevarse a cabo ya sea por reserva en giro o reserva detenida.

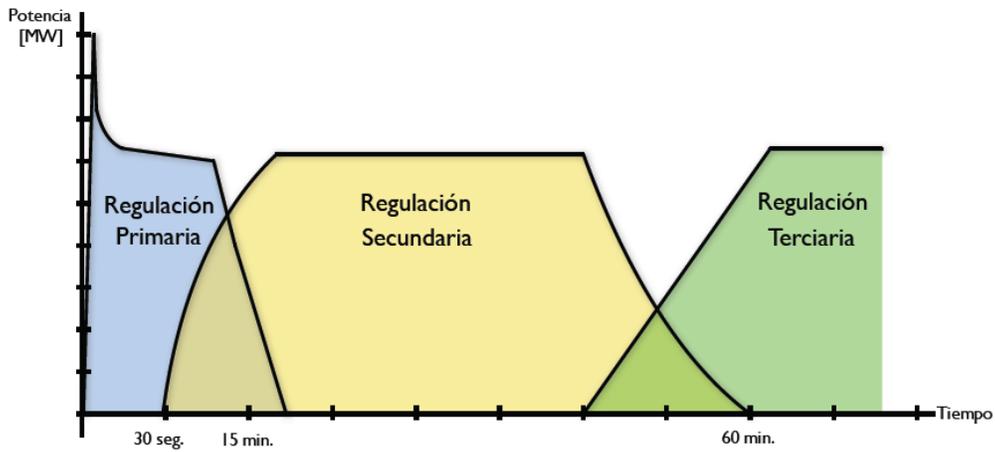


Figura 2.5. Evolución de la Regulación en distintas escalas de tiempo [2].

La figura 2.5 muestra la evolución temporal del control de frecuencia, en función del tipo de reserva. Sin embargo, cabe destacar que las diferencias entre ellas son mucho más que el considerar los distintos intervalos temporales en el que actúan. La reserva primaria es la encargada de controlar las variaciones dinámicas de la frecuencia, manteniéndolas en un rango permitido. La reserva secundaria es la que restablece la frecuencia a su valor nominal (junto con permitir el seguimiento de carga); y, la regulación terciaria devuelve el carácter de óptimo a un sistema previamente perturbado. La distinción anterior establece funciones específicas a cada uno de los tipos de reserva, pudiendo ser la base para un mercado de servicios complementarios.

2.4 Impactos de la Energía Eólica en los sistemas de potencia

La forma en que el recurso eólico impacta en los sistemas eléctricos puede resumirse en la figura 2.6.



Figura 2.6. Energía Eólica en los sistemas eléctricos.

Como puede verse, la energía eólica impacta en los sistemas de potencia tanto desde el punto de vista del corto plazo como del largo plazo. El primero de ellos se relaciona con la planificación y operación en la escala de segundos, minutos, horas y hasta algunos días, en donde la variabilidad del recurso es el elemento principal. Además, impacta en la dinámica de muy corto plazo, en donde destaca el reevaluar el control de tensión para seguridad del sistema (la dinámica de las máquinas requiere una presencia importante de reactivos). El segundo de ellos se relaciona con el concepto de confiabilidad de sistemas eléctricos: La variabilidad presente en el energético primario impide una evaluación determinística de la disponibilidad que presenta este tipo de centrales. Por tanto, es necesario re dimensionar los conceptos relacionados con este ítem, propio del orden de un año o más.

Dado que el horizonte de tiempo del presente proyecto es el corto plazo – orientado a la operación de sistemas – se detallan dos aspectos básicos: la estimación de reservas y el desarrollo de nuevos algoritmos de despacho con presencia del recurso en cuestión.

2.4.1 Estimación de Reservas

El enfoque de estimación de reserva total en el sistema ante elevada penetración eólica ha sido el más estudiado. La razón es que los países donde se ha visto mayor presencia de este tipo de generación poseen esquemas tipo bolsa de energía. De esta manera, el ISO debe enfocarse en estimar la reserva total necesaria para el sistema, dejándose al mercado respectivo la asignación de ella. En este enfoque *Gundolf Dany* [11]

muestra un detallado análisis sobre el efecto de penetración eólica en forma masiva en los distintos tipos de reserva, obteniendo dos conclusiones importantes:

- Las reservas primarias no se ven afectadas por una penetración masiva de energía eólica. La razón principal es que el sistema en general se encuentra preparado para soportar la salida de una central convencional, contingencia más severa que la desconexión de un parque eólico.
- Las reservas secundarias sí se ven afectadas por la penetración masiva. En este rango de tiempo destacan dos errores: Pronóstico de demanda y estimación de viento, correlación que puede ser muy perjudicial para el dimensionamiento de la reserva.

Lo anterior da pie para enfocarse exclusivamente en el segundo punto, dando importancia a la correlación demanda - viento según el horizonte de tiempo considerado. A mayor horizonte de tiempo, mayor es el error de estimación [7].

Estudios posteriores entran en el detalle sobre cómo incorporar dicha variable en el sistema, adoptando métodos estocásticos para lograr dicho objetivo. En [14], se muestra una forma específica para estimar los efectos de la energía eólica en la operación del sistema. Destaca este trabajo por incorporar la probabilidad de desprender carga en un período de operación (una hora) motivado por variaciones desfavorables de carga y viento.

Más recientemente, el CAISO [9] muestra cómo incorporar el pronóstico del viento en la operación diaria, intra - diaria y en tiempo real, para así cuantificar su efecto en el seguimiento de carga. Muy importante es la separación de tiempo en la operación del sistema: Mientras en las dos primeras programaciones se integra el viento en forma estocástica (estimación), en la operación en tiempo real (predespacho cada 15 minutos y despacho cada 5 minutos) la potencia eólica es determinística, esto es, se utiliza directamente la lectura de viento.

En forma alternativa, [16] evalúa los costos asociados por el uso de reserva para cubrir errores de estimación del viento. Nuevamente estos errores no superan el 10% de los costos totales de energía eólica para horizontes horarios y disminuyen notablemente si los parques abarcan extensiones geográficas amplias y/o si disminuye el horizonte de tiempo. Como regla general, se ha visto que la distribución espacial de los parques en la red ayuda considerablemente a disminuir variabilidad del viento en forma agregada y errores de estimación total.

2.4.2 Incorporación en esquemas de despacho

Esta metodología ha sido motivo de análisis en los últimos años. En ellos se ve la manera de incorporar el pronóstico del viento en un esquema de despacho económico (ED), ya sea en el modelo clásico² o mediante restricciones de seguridad. Cabe destacar que está dimensionada para un horizonte de tiempo diario o intradiario. Actualmente la mayoría de los algoritmos en tiempo real utilizan información de viento determinística, aunque no descartan implementar algoritmos de estimación en el corto plazo.

Si se busca un modelo clásico de ED, en [13] se muestra en forma específica cómo la estimación del viento afecta al problema de despacho económico, principalmente afectando la función objetivo. Según este trabajo, además de incorporar los costos de generación de las unidades, se debe incluir los montos por reservas y penalizaciones, asociadas al error de estimación del viento. Los costos se relacionan con el manejo de reservas, mientras que las penalizaciones con la subestimación del recurso. Estos poseen argumentos estocásticos: al incorporar el viento en forma directa, se utilizan las distribuciones de *Weibull* típicas para el fenómeno.

En relación con seguridad estocástica en el sistema y el SCED, destacan los trabajos de *Galiana*. En [3] y en [10] se muestran restricciones de seguridad estocástica para este esquema de despacho conjunto con reservas secundarias.

La primera referencia modela principalmente la probabilidad que oferta y demanda se encuentren en desbalance. Se admite que, por efecto de la naturaleza estocástica de demanda y viento exista la posibilidad que la generación no cubra los consumos. Sin embargo, se impone dicho escenario con probabilidad muy baja. Esto se ejecuta directamente en las restricciones del problema de despacho con restricciones de seguridad mostrado en [15].

La segunda de ellas muestra en forma específica la incorporación del recurso eólico en restricciones de seguridad mediante el manejo de escenarios. Destaca este trabajo por dejar en claro los principales problemas causados por la incorporación de viento en la operación del sistema: poca estimación del viento, elevada variabilidad del recurso y posible correlación negativa entre demanda y viento. De esta forma, es necesaria la existencia de unidades que permitan mantener la seguridad en el sistema atacando los tres puntos en forma simultánea.

² El modelo clásico corresponde a la asignación de las consignas de potencia para las unidades pre seleccionadas en el *Unit Commitment*, sin incorporar el manejo de reservas.

El manejo de escenarios consiste en discretizar la función distribución – de tipo Gaussiana – asociada a la demanda neta (demanda menos generación eólica). Así, se debe cumplir el balance de generación y demanda neta para cada error (caracterizado por la varianza y dando pie a un escenario), apareciendo tantas ecuaciones de coordinación³ como escenarios probables. Más aún, se efectúa lo anterior por cada hora de operación perteneciente al horizonte total de tiempo (24 horas en el *day ahead*).

2.4.3 Conceptos importantes

La revisión bibliográfica no sólo permite contextualizar el problema a abordar, sino que otorga conceptos muy importantes para desarrollar cualquier estudio en esta línea de investigación. Se resumen a continuación.

2.4.3.1 Errores con distribución Gaussiana.

Al tratar el problema de operación con demanda y energía eólica estocásticas, el error asociado a dichas variables es modelado como una distribución Normal de media 0 y cierta desviación estándar σ . Lo anterior tiene fundamento en que tanto la demanda como la energía eólica poseen una elevada dispersión geográfica. En el caso de los consumos se incorpora su naturaleza. Con ello, se cumple el teorema central del límite y es posible tratar las variables mediante funciones de distribución de Gauss tal como lo muestra la figura 2.7.

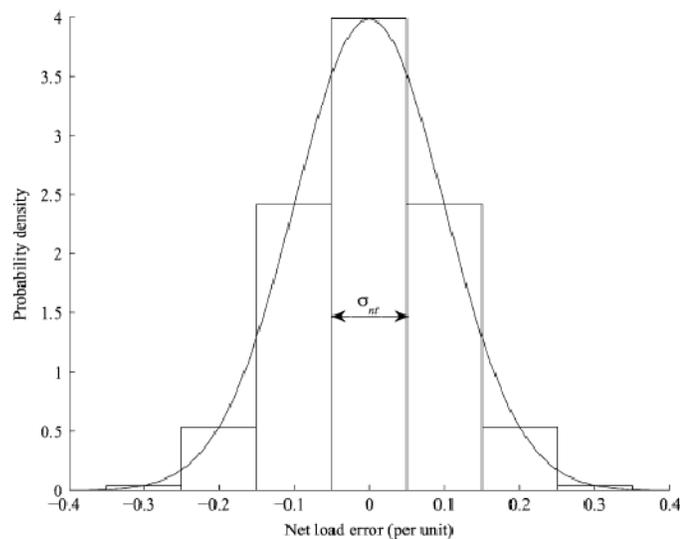


Figura 2.7. Error Gaussiano para la demanda neta [10].

³ Balance generación – demanda.

2.4.3.2 Demanda neta

Se ha hecho común el no tratar generación eólica y demanda por separado. El concepto de Demanda Neta consiste en restar la generación eólica a la demanda total del sistema. La hipótesis principal para postular lo anterior es contar con una red de transmisión no influyente en la operación, generalmente de tipo enmallada. Otras topologías podrían alterar resultados del despacho mediante el uso de este concepto, no alcanzando una asignación eficiente de los recursos.

2.4.3.3 Naturaleza estocástica del manejo de reservas

En la última década se ha modificado lentamente el paradigma determinístico del problema del manejo de reservas. Anteriormente se dimensionaba la reserva requerida en forma determinística. Por ejemplo, la reserva primaria era típicamente la salida de un generador importante para el sistema. Actualmente, ha entrado en juego las probabilidades de ocurrencia de las contingencias. Volviendo al ejemplo, no solo es importante la capacidad de dicha central, sino también con que probabilidad puede fallar. Esto último ha traído cambios en la forma de plantear el problema.

Con lo anterior, el problema en estudio queda claramente resumido en el esquema de la figura 2.8.

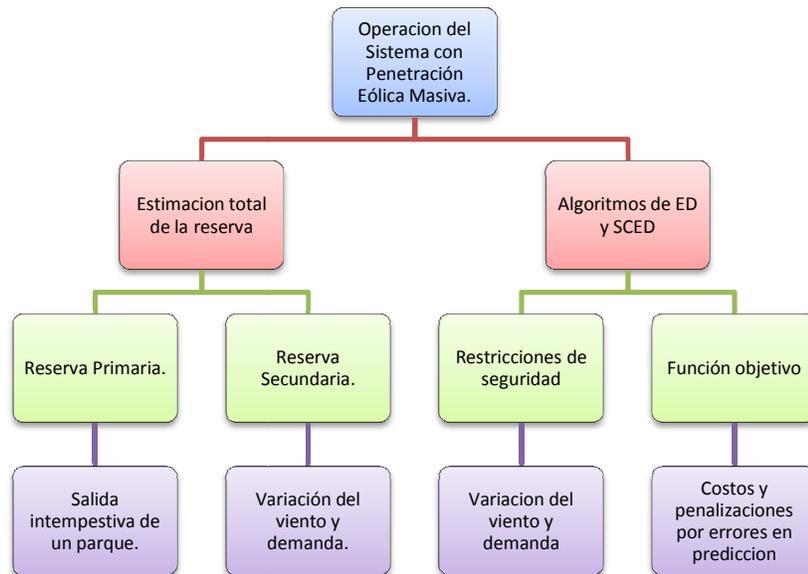


Figura 2.8. Formas de atacar la penetración eólica en la operación del sistema.

3 Propuesta Metodológica

3.1 Aspectos Generales

El ingreso de fuentes no convencionales de generación ha traído consigo modificaciones en la forma de operar los sistemas eléctricos. La incertidumbre presente en la capacidad de potencia y energía disponible a través de estas fuentes no convencionales hace necesario considerar medidas adicionales para mantener una asignación eficiente y confiable de los recursos de generación. En particular, la incorporación de viento implicaría reformular los algoritmos de predespacho y despacho económico actualmente utilizados para consignar las variables de operación asociadas con energía y potencia.

Los cambios en la operación de corto plazo obedecen principalmente al nexo existente entre la incertidumbre del energético primario y la estimación de reservas del sistema. Si bien los algoritmos de estimación eólica permiten estimar la producción, la variabilidad y los errores existentes otorgan vulnerabilidad a una red que no re-dimensiona sus recursos. Así, el sistema debe poseer suficiente reservas para control de frecuencia, en particular de tipo secundaria – ya sea reserva en giro o reserva pronta – para cubrir las diferencias reales entre generación y demanda.

Un aspecto a destacar dentro del marco del proyecto es la importancia de un pre-procesamiento de datos eólicos para generar una estimación acorde de la potencia y energía disponible. De acuerdo a la calidad de los datos y los algoritmos de estimación de viento – según el horizonte de tiempo a considerar – es posible obtener resultados adecuados. Para asegurar el suministro se hace necesario considerar las estimaciones de viento en todas las etapas del proceso de programación de la operación, resolviendo además respecto de los recursos para control de frecuencia necesarios para una operación confiable en presencia de incertidumbres; en particular aquellas asociadas a la estimación de potencia y energía disponibles en el viento. Luego, resulta muy importante el estudio del recurso viento en los lugares de emplazamiento del parque, así como también el horizonte de tiempo en que se ve envuelto cada etapa de la operación.

En las próximas secciones se pone de manifiesto el esquema metodológico general del proceso de operación con viento. Se contextualiza el marco general del estudio, se detalla el procesamiento de datos eólicos y finalmente se describe el nuevo algoritmo de despacho económico.

3.2 Marco general del estudio

3.2.1 Entorno del estudio

Tal como fue mencionado en los alcances del capítulo 1, el presente trabajo se enmarca en el ámbito de los estudios de programación de la operación del tipo “fuera de línea”. Lo anterior implica un carácter de representación esperada de la operación, en donde no se tiene en consideración la recolección y procesamiento en línea de información; por ejemplo, aquella realizada mediante herramientas SCADA-EMS. Así, los parámetros para todo el horizonte de simulación se estiman previamente mediante mecanismos adecuados, utilizando para ello información histórica del viento y proyecciones a las variables técnicas del sistema (como por ejemplo, los costos de combustibles).

El campo de aplicación de la herramienta de despacho económico propuesta incluye también los análisis propios de la planificación de la operación, en donde se requiera necesariamente una resolución relativamente detallada de la operación esperada del sistema. En general, también puede ser utilizada en estudios relacionados con la NT como por ejemplo, el dimensionamiento de reservas para control de frecuencia, en particular para regulación secundaria. La implementación de esta herramienta en los estudios de programación permite una mejor aproximación de la operación real del sistema ante la entrada de esta nueva tecnología, y por lo tanto, una mejor asignación eficiente de los recursos en cuestión.

3.2.2 Esquema General de Programación de la Operación

En la figura 3.1 se muestra un esquema general de programación económica de la operación con componente eólica; en la cual además se ha destacado la etapa de despacho económico que atañe al presente trabajo.

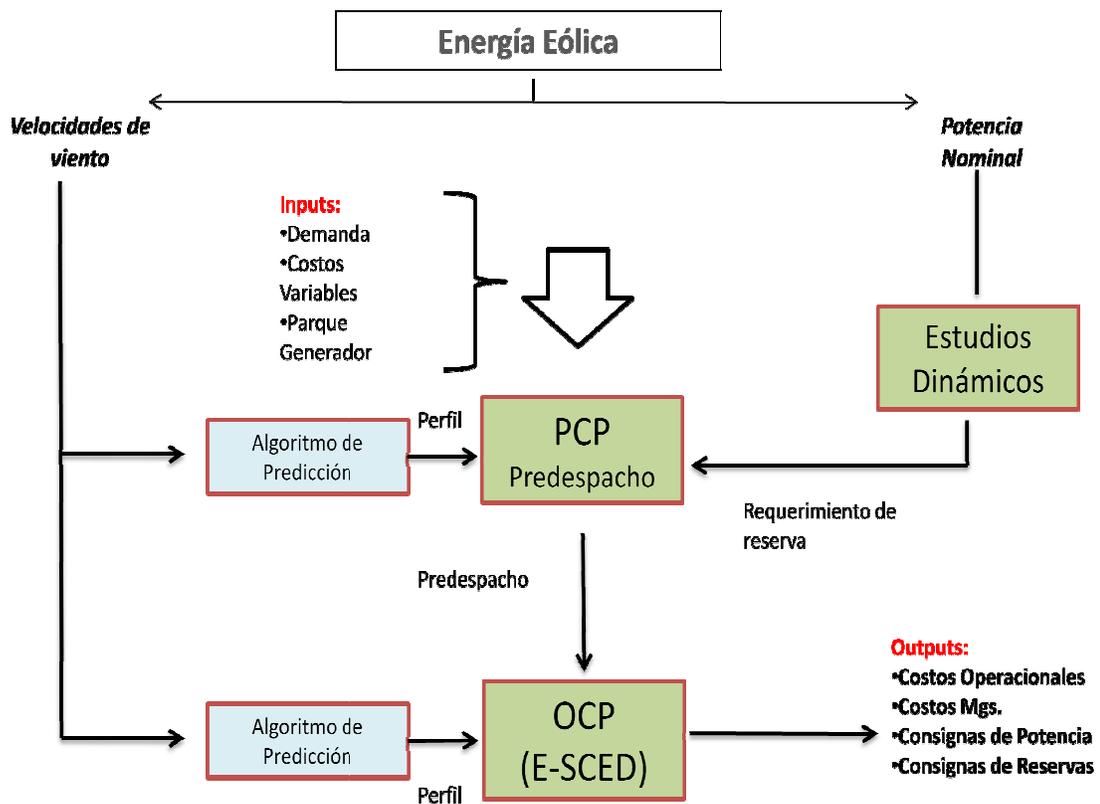


Figura 3.1. Marco general donde se inserta el despacho económico propuesto (E-SCED). Fuente: Elaboración propia.

La figura anterior denota la inserción del recurso eólico en el marco general de operación económica de los sistemas eléctricos. Los datos de viento se procesan mediante algún algoritmo de estimación adecuado – acorde a los estudios fuera de línea y por ende basado en información histórica del recurso – que permite pronosticar la potencia de las centrales renovables en un instante determinado, más el error que se asocia a esta clase de pronóstico. Nótese la separación entre los algoritmos de estimación que alimenta a los estudios de Programación: predespacho y despacho económico. Dado que ambos procesos se enmarcan en diferentes horizontes de tiempo y trabajan en distintas resoluciones, es necesario utilizar distintos modelos para predecir el fenómeno: Los estudios de predespacho se orientan en un horizonte de tiempo mayor que los estudios de despacho, por lo que se utilizan otras técnicas o distintas resoluciones para incorporar de buena manera el fenómeno. Para efectos de este trabajo, los perfiles de generación provienen del procesamiento de datos históricos de viento, los cuales ingresan como dato de entrada a los modelos de predespacho y despacho de sistemas eléctricos.

Junto con la información de viento es necesario contar con los perfiles de demanda, los costos variables de las unidades generadoras y el parque generador correspondiente. El conjunto alimenta a la etapa de predespacho, a partir de la cual se obtiene el cronograma de arranque y parada de las unidades. El algoritmo de predespacho debiera involucrar todos los perfiles típicos de generación eólica probables para el horizonte considerado.

El predespacho alimenta a la etapa de despacho de económico, mediante la cual se define el programa de operación que será implementado en la operación de tiempo real. Las desviaciones del recurso eólico quedan a cargo de la regulación secundaria. De esta manera, debe incorporar restricciones de seguridad que verifican el desempeño del control de frecuencia, a través de la correcta gestión de reservas para regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Los bloques principales que conforman el esquema de programación general ilustrado se describen a continuación.

3.2.2.1 Datos de Entrada

La primera etapa consiste en la obtención de los datos de entrada. Se caracterizan en dos grandes grupos: los datos del sistema, que corresponden a los parámetros técnicos y económicos de las distintas instalaciones que lo conforman (incluyendo los parámetros de red) y los datos de viento, que permiten construir perfiles de generación renovable para insertarlos en el modelo de despacho económico.

a Datos del sistema

Dado que la representación del problema en estudio es de carácter estático, los parámetros técnicos del sistema se clasifican en:

- Parámetros técnicos de generación. Corresponden a los mínimos técnicos de las centrales, sus potencias máximas y la tasa de toma de carga correspondiente.
- Parámetros técnicos del sistema. Es el modelo de la red en sí. Destacan las capacidades de las líneas, junto con la resistencia y reactancia.
- Parámetros técnicos de Consumos. Corresponde a la carga nominal de cada consumo. Son representados mediante factores de distribución, que denotan el porcentaje de demanda con respecto al consumo total.

Además los parámetros económicos característicos son los siguientes:

- Costos variables de generación. Representan los costos de combustibles de las centrales térmicas y es la variable central en todo proceso de programación de unidades [\$/MWh].
- Costo de falla. Corresponde *al costo por energía incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera* (Artículo 276 del DS327). Se relaciona con la suficiencia, es decir, con el hecho que el sistema no posea las instalaciones suficientes para satisfacer la demanda.

b Perfiles de generación eólica

Los perfiles de generación eólica permiten estimar la generación renovable dentro del horizonte de tiempo a evaluar. Proviene de un estudio previo, a partir de series de datos de viento respaldados mediante alguna norma internacional, y considera aspectos geográficos relacionados con el lugar de emplazamiento del parque. En particular:

- Datos de vientos a una altura determinada mediante norma IEC 61400.
- Características geográficas del lugar. Efectos de la altura y densidad.
- Variabilidad espacial del recurso en distintos puntos de un mismo parque.

3.2.2.2 Unit Commitment

El bloque de predespacho determina el cronograma de arranque y detención de las unidades generadoras. Además de trabajar directamente con los datos del sistema, se considera que este debería incorporar la información de los perfiles de viento característicos, entregando como resultado las centrales disponibles para generación de tal manera que se verifique una suficiente capacidad de reserva secundaria como para enfrentar, entre otros, la incertidumbre en la generación eólica real que se presente en la operación.

3.2.2.3 Despacho económico

El despacho económico corresponde al último bloque del proceso. Además de los datos del sistema, los perfiles de viento y la información proveniente del *Unit Commitment*, éste normalmente incorpora restricciones de reserva para control de frecuencia, tanto primaria como secundaria que permite gestionar dicha reserva entre las unidades

disponibles. En el caso particular de la propuesta, este corresponde a un algoritmo de Co optimización con restricciones de seguridad, en donde no sólo se efectúa la asignación eficiente de la energía del sistema, sino que además la asignación eficiente de la reserva primaria y secundaria entre las unidades generadoras.

El modelo de despacho económico es el eje central del estudio presentado. Éste permite determinar el programa de operación económica del sistema para el intervalo de tiempo en cuestión mediante una secuencia de despachos incrementales, otorgando un carácter cuasi estático al problema.

3.3 Análisis y modelación del Recurso Eólico

3.3.1 Características Generales

Con el objeto de incorporar energías renovables en la operación de los sistemas eléctricos, surge la necesidad de estudiar la disponibilidad del energético primario en distintos horizontes de tiempo. En este caso, la estocacidad del viento adiciona el desafío de analizar su comportamiento, y el cómo afecta tanto las etapas de Pre-despacho como el despacho económico. Un pronóstico correcto permite dimensionar adecuadamente tanto las unidades mínimas para otorgar el suministro de energía, como las reservas necesarias para la seguridad de operación, todo en un contexto de eficiencia económica de la operación.

El análisis del recurso en sí depende fundamentalmente de la cantidad de información disponible para ejecutar el estudio. La situación ideal – y hacia donde debería derivar el sistema eléctrico post penetración masiva – consiste en al menos 5 años de datos de viento, a la altura del buje de los aerogeneradores y distribuidos geográficamente en distintos puntos de la red. Con ello es posible obtener una estimación de calidad del comportamiento real de los parques y dimensionar la posible correlación existente entre ellos.

La situación actual dista mucho de la característica presentada. Existe escasa información del recurso eólico, generalmente a menor altura que la requerida. Luego, el problema real consiste en estimar perfiles de potencia representativos para los parques en proyección, mediante series de viento en un solo punto geográfico. Estos perfiles corresponden a los datos de entrada del proceso de operación de corto plazo (predespacho – despacho económico), permitiendo la estimación del recurso tanto para energía como para las reservas operativas para control de frecuencia.

La obtención de perfiles de potencia para un parque eólico en particular se ve afectada principalmente por el emplazamiento del parque. En particular, no basta que la zona presente elevadas velocidades de viento, sino también resulta muy importante la topografía del terreno y la rugosidad del mismo para el análisis de turbulencias. Los obstáculos también deben ser dimensionados pues disminuyen la velocidad dentro del parque, creando turbulencias locales. Son de dos tipos: Estáticos (como una variación de terreno o una columna de árboles), o dinámicos (efecto *Wake* entre turbinas paralelas a la dirección predominante del viento). Los puntos presentados se resumen en el siguiente esquema.



Figura 3.2. Elementos que afectan el comportamiento del parque eólico.

A continuación se presenta una metodología para encontrar dichos perfiles a partir de datos de medición en un solo punto geográfico. Está diseñada para la operación de corto plazo, e incorpora los aspectos esenciales que pueden afectar el comportamiento del parque.

3.3.2 Perfiles de viento para la Programación de Corto Plazo.

3.3.2.1 Propuesta Metodológica General

Con el propósito de obtener perfiles de generación eólica característicos para cada central se presenta una serie de pasos que involucran los distintos aspectos ya explicitados en la subsección anterior. Con ello, es posible cuantificar la generación disponible, asociado a una probabilidad de ocurrencia.

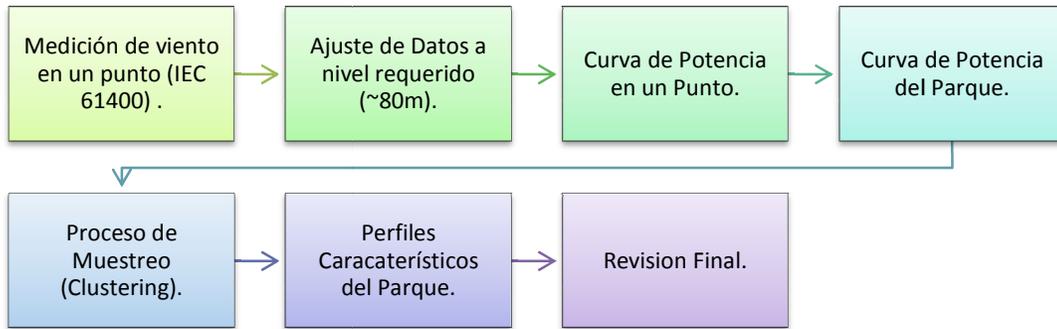


Figura 3.3. Propuesta Metodológica General para la estimación de la potencia disponible en un parque eólico.

La figura 3.3 Muestra el esquema metodológico diseñado. Los datos de entrada corresponden a mediciones de viento a una altura determinada. Posteriormente se extrapolan a la elevación de los aerogeneradores (generalmente del orden de los 80m). La curva de potencia de un aerogenerador, previamente ajustada a la densidad del lugar de emplazamiento del parque, permite transformar los valores de velocidad en potencia eléctrica. En el paso siguiente, se cuantifica el “efecto frente” del parque, mostrando las variaciones de potencia en el eje perpendicular a la dirección principal del viento.

Hasta el momento, se tiene del orden de 30 curvas mensuales – 1 por día – para el conjunto de datos. A continuación, mediante técnicas de *Clustering*, es posible reducir dichas series en 2 o 3 muestras características, obteniendo los perfiles representativos del parque. Esta información es la requerida para efectuar la programación de operación, tanto a nivel del *Pre-despacho* como el despacho económico.

3.3.2.2 Descripción de la Metodología

Con objeto de explicitar en forma clara cada paso del proceso, se describen todos los pasos propuestos.

a Datos de Entrada

Los datos de entrada corresponden a mediciones de viento de acuerdo a la norma internacional IEC 61400⁴. El intervalo de tiempo es de 10 minutos, en donde el dato importante es la velocidad promedio del viento.

La medición del recurso se efectúa mediante torres de medición. Consiste principalmente en un anemómetro ubicado a una altura determinada y direccionado en el sentido del viento dominante.

b Ajuste por Altura de medición

En la práctica es común que los valores obtenidos mediante torres de medición no se encuentren a la altura de operación del parque, principalmente por razones económicas. Por tanto, se hace necesario efectuar la extrapolación requerida. Para ello, es posible tomar dos aristas: El conocimiento de la rugosidad del terreno o la aplicación del ajuste por altura.

i Rugosidad del terreno

La rugosidad tiene relación con la ralentización que experimenta el viento debido a la fricción producida por el terreno. En general, mientras más pronunciada sea la rugosidad del terreno, mayor será dicha ralentización.

Considerando dicho parámetro z_0 , la expresión que permite extrapolar la velocidad del viento a diferentes alturas viene dada por:

$$v = v_0 \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (3.1)$$

En donde v_0 y H_0 corresponden respectivamente a la velocidad v_0 medida a cierta altura H_0 .

⁴ La Norma IEC 61400 exige, entre otras cosas, información de velocidades cada 10 minutos en sus versiones máxima, mínima y media, en conjunto con la desviación estándar.

ii Ajuste por Altura

El ajuste por altura corresponde a la extrapolación exponencial que experimenta el viento antes de llegar a la capa límite. La figura 3.4 muestra dicha tendencia, la cual se rige por la expresión siguiente [29].

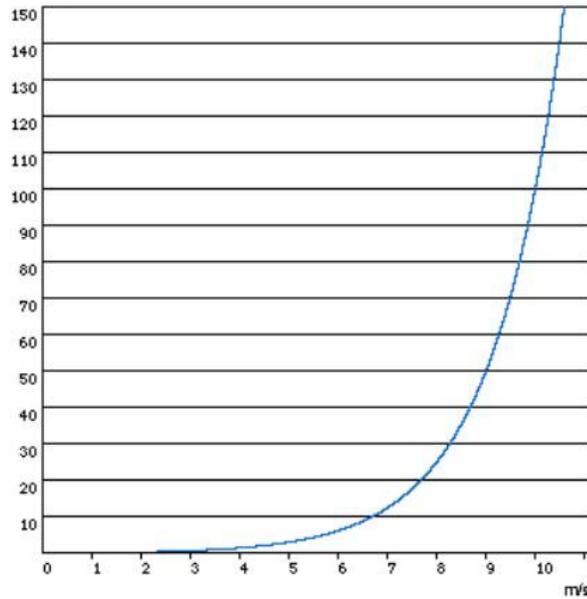


Figura 3.4. Variación del viento ante un incremento de altura [25].

$$\frac{V_{w_1}}{V_{w_2}} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

En donde α es un coeficiente propio del lugar geográfico del parque, V_{w_1} y V_{w_2} son velocidades de viento a alturas h_1 y h_2 respectivamente.

La metodología implementa este segundo enfoque, debido a contar con mediciones en alturas distintas. Luego, y asumiendo que no se alcanza la capa límite, es posible determinar en forma puntual el valor del exponente α y posteriormente extrapolar los vientos a 80 m.

c Curva de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia del aerogenerador es el paso más importante de la metodología. La dependencia cúbica de la potencia con la velocidad del viento hace que una mala estimación de ella puede generar errores considerables. Luego, es lejos el paso más sensible de la metodología.

La curva de potencia se rige exclusivamente por la ecuación *potencia viento* (*Power Curve*) que caracteriza a la tecnología, siempre y cuando se encuentre dentro del rango de operación de la máquina (*Cut in – Cut out*). Es netamente empírica y fuertemente dependiente de la densidad del aire. La figura 3.5 Muestra las diferencias entre curvas según dos densidades: 1.225 [Kg/m³] y 0.97 [Kg/m³].

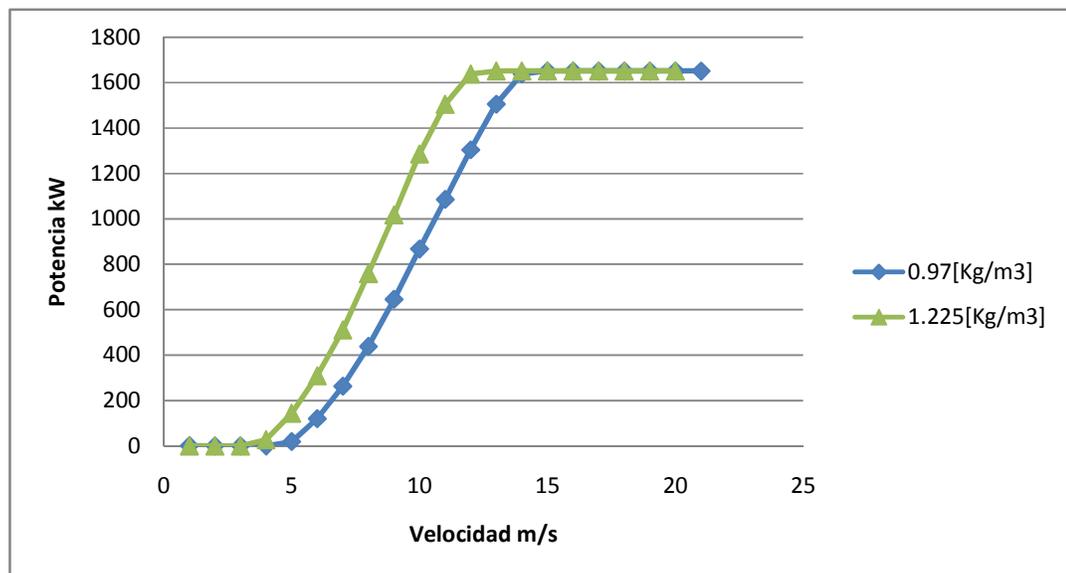


Figura 3.5. Efecto de la densidad del aire en la curva de potencia.

Una fuente de error importante es la estimación de la curva de potencia. En general, el comportamiento de cada aerogenerador existente en el mercado es aproximado (al no ser producción en serie se garantiza una vez instalado según las pruebas de rigor). Además, la información sólo se encuentra disponible para densidades de 1.225 [Kg/m³], generando incertidumbre para densidades alejadas de dicho valor nominal.

Una vez definida la curva, es posible transformar los valores de viento en potencia, valores que son el resultado de este proceso.

d Curvas de potencia del Parque

El siguiente paso consiste en estimar la producción del parque en su conjunto. Es preciso señalar que la producción de la central dista de ser la simple multiplicación de la potencia obtenida en un solo aerogenerador por el número de turbinas. Dentro del parque se generan diversos fenómenos que no producen el efecto descrito. En particular:

- a) Debido a las características del terreno pueden generarse turbulencias locales dentro del mismo parque.
- b) Existe un efecto sombra entre aerogeneradores que se encuentren en la misma dirección del viento.
- c) Dos puntos distintos en una misma línea perpendicular a la dirección principal del viento no presentan la misma velocidad eólica en el mismo instante (efecto frente).

Se evalúa el *efecto frente* del parque, en donde los datos principales para llevar a cabo una aproximación de la potencia extraída son el número de turbinas y las distancias entre ellas. El supuesto básico es la existencia de una covarianza no nula entre cada par de turbinas. Efectuando un análisis en el espacio del espectro de potencias de Fourier, las expresiones que rigen la potencia se muestran a continuación [21].

$$S_{parque}(f) = S_{1turb}(f) \frac{(1 + (k-1) * coh(f))}{k} \quad (3.3)$$

En donde S representa la transformada de Fourier del parque completo y de una turbina respectivamente; k es el número de turbinas y $coh(f)$ representa la covarianza espacial. Esta viene dada por la ecuación (3.4).

$$coh(f) = \exp\left(-d * \sqrt{\left(\frac{a * f}{Vmean}\right)^2 + \left(\frac{1}{L}\right)^2}\right) \quad (3.4)$$

En la ecuación anterior, d representa la distancia horizontal entre turbinas, $Vmean$ es la velocidad promedio del viento y L el factor que representa la turbulencia, este último dependiente de las características del terreno. Empíricamente se toma como un factor 0.95 de la altura de medición [21]. El factor a corresponde a una corrección en frecuencia.

Aplicando la función inversa de la transformada de Fourier es posible obtener la potencia generada por el parque, en intervalos de 10 minutos post *efecto frente*. Este nuevo conjunto de datos es el considerado como entrada para alimentar los algoritmos de clasificación.

e Clasificación de perfiles

A efectos de la programación resulta inviable el procesamiento y estudio de todos los perfiles de potencias obtenidos. Por tal razón se deben agrupar las curvas en series características que las representen. Para estudios de programación de la operación es necesario cumplir que:

- Los elementos reflejen las variaciones estacionales del recurso eólico. Para ello, las curvas deben ser avaladas por estudios climatológicos del lugar de emplazamiento.
- El elemento representativo o *Clúster* debe corresponder a un elemento de la serie. De esta forma se manifiestan las variaciones inherentes al recurso, muy importante para la asignación de energía y reservas operativas.

Para considerar variabilidad estacional es fundamental que cada *Clúster* represente un conjunto pequeño de los datos (por ejemplo, un trimestre o un mes). Así puede notarse en forma explícita las diferencias entre las distintas épocas del año. El qué tan fina pueda ser la muestra depende exclusivamente de la naturaleza de los datos.

El segundo punto presentado depende exclusivamente de la técnica de muestreo elegida. En el modelo se considera una técnica basada en lógica difusa, consistente en asociar cada elemento a su Clúster mediante factores de pertenencia. La creación de ellos proviene de un proceso de optimización que incluye una medida de distancia entre ellos (generalmente la distancia euclidiana).

El método implementado es el Hard C – means, el cual tiene por característica discretizar los factores o grados de pertenencia – 0 o 1 – logrando que el elemento central pertenezca al conjunto. Con ello, se abarca los puntos esenciales y se reduce el conjunto de datos a un par de series centrales que representan al grupo en sí.

***f* Perfiles característicos del parque**

Corresponden a los resultados del proceso de reducción de información eólica. Se dividen en dos grupos:

- Perfiles característicos para despacho económico. Corresponden a los perfiles obtenidos directamente del proceso anteriormente descrito, esto último debido a que ambos comparten el mismo horizonte de tiempo (separación cada 10 minutos).
- Perfiles característicos para Unit Commitment. En este caso, el horizonte horario del proceso hace necesario un ajuste de datos. Los valores cada 10 minutos se promedian para generar los perfiles horarios. Esto es suficiente para denotar la potencia de un parque.

3.3.3 Caso de ejemplo

Para mostrar el procedimiento anteriormente descrito, se toma como ejemplo un mes de velocidades de viento para una zona en particular.

3.3.3.1 Datos de Entrada

Los datos de entrada a la metodología propuesta corresponden a los valores de velocidad de viento medidos cada 10 minutos. Se implementa la metodología para un parque de potencia nominal 100 MW y la turbina considerada es la Vestas V90, cuyas características técnicas son proporcionadas por el fabricante. Los datos de entrada se resumen a continuación:

DATOS DE ENTRADA	
DATO	Valor
Series de viento (m/s)	
Número de Turbinas	50
Modelo Aerogenerador	VESTAS V90
Curva Potencia Vestas	Anexo 1

Tabla 3.01. Datos de entrada del proceso de Clasificación.

Con las alturas disponibles se extrapola la velocidad a una altura de 80m. Dicho ajuste se efectúa punto a punto, es decir, para cada par de datos 30m-50m en intervalos de 10 minutos.

La zona de emplazamiento del parque se encuentra a más de 2000m de altura sobre el nivel del mar. La densidad del aire asociada es de $0.94 \text{ [Kg/m}^3\text{]}$, haciendo necesario un ajuste de datos de la curva de potencia. Tanto la curva nominal (a $1.225 \text{ [Kg/m}^3\text{]}$) como la curva ajustada se presentan en el Anexo 1 del presente documento.

3.3.3.2 Resultados Obtenidos

Del ajuste de los datos al parque completo (“*efecto parque*”) se obtienen las curvas de la figura 3.6. Como medida de comparación, se presenta la curva del parque y la que se obtendría si se multiplicara la potencia de una turbina por el número de generadores (línea segmentada denominada “Turbina”).

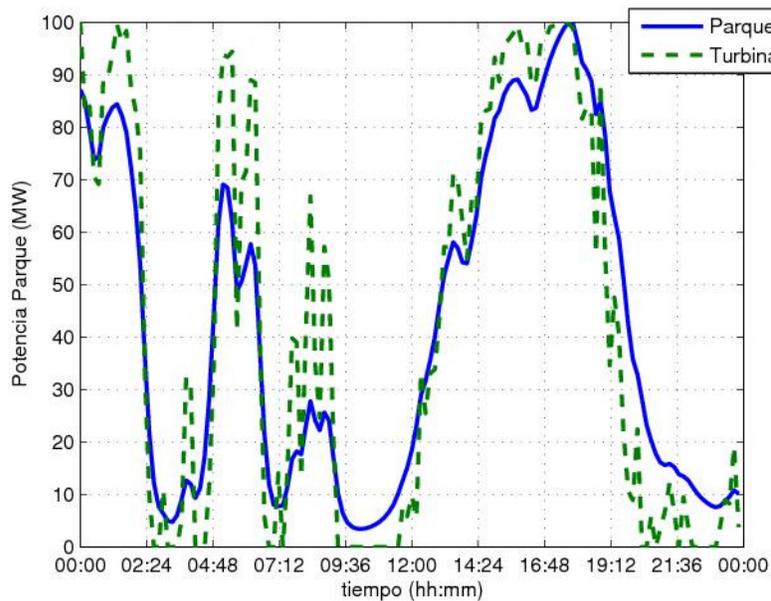


Figura 3.6. Potencia extraída del parque eólico.

Del gráfico puede notarse los efectos de la central sobre la potencia generada. Se muestra en línea discontinua la generación existente en caso que la potencia fuese la simple multiplicación de una turbina y el número de unidades. Las variaciones muy bruscas son amortiguadas llegando incluso a no alcanzarse algunos máximos o mínimos. Sin embargo, el conjunto de turbinas es capaz de ajustarse de buena manera a las variaciones de viento existentes durante el día. De acuerdo a estos aspectos, se considera un método confiable para estimar la potencia disponible en el parque.

El proceso de selección de curvas permite obtener un conjunto de éstas que caracterizan la potencia del parque en el mes. Estas se muestran en la figura 3.7, superpuestas al total de las curvas correspondientes al mes.

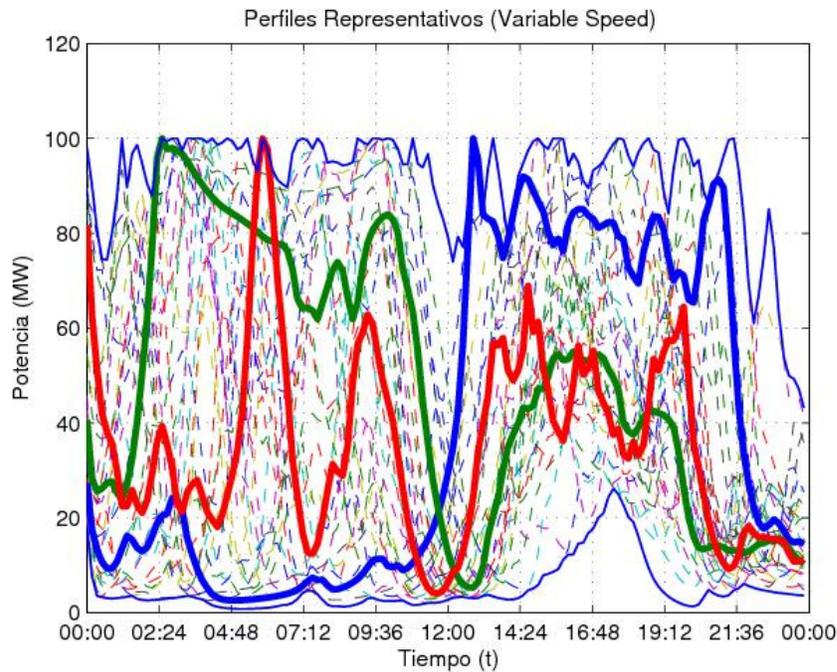


Figura 3.7. Curvas características (Clustering) de disponibilidad de potencia diaria en un mes.

Luego, el comportamiento eólico del mes en representación queda completamente caracterizado por las tres curvas anteriores. Es posible verificar que los estudios climatológicos avalan el fenómeno descrito, las cuales no se detallan por escapar a los objetivos del estudio.

3.4 Modelo de despacho económico con inserción de energía eólica

3.4.1 Características Generales

Para la incorporación de energías renovables en las tareas de programación económica de la operación de los sistemas eléctricos, un punto muy importante es la inserción del recurso – eólico para efectos de este trabajo – en el algoritmo de despacho económico. Una vez que se ha tomado la decisión sobre qué centrales serán programadas durante el horizonte de tiempo en estudio, según los resultados de la etapa de predespacho, se debe

asignar las consignas de potencia para las distintas unidades del sistema, procurando mantener cierto margen de confiabilidad a través de la correcta asignación de las reservas.

Como ya fuera discutido previamente, el recurso eólico en la operación impacta la seguridad del sistema. El poseer un energético primario estocástico otorga la necesidad de aumentar las reservas operativas, ya sea reserva en giro o reserva pronta, para corregir en tiempo real las fluctuaciones esperadas del viento. Más aún, incorporando además el efecto que causa el uso de una estimación de demanda, se tienen diversos escenarios de carga y viento (en forma conjunta) que pueden actuar favoreciendo o perjudicando el balance generación – consumos que siempre debe satisfacerse.

El algoritmo de despacho económico presentado tiene por objetivo resolver la operación económica en los intra-períodos del predespacho. Es un mecanismo que incorpora seguridad en la operación mediante la inserción de restricciones de seguridad y optimiza en forma eficiente energías y reservas. Luego, independiente de los posibles estados de operación del sistema, los productos esenciales son 5: la Energía, representada por las consignas de potencia de las unidades, la reserva primaria y la reserva secundaria que cada unidad generadora convencional puede otorgar, tanto de subida como de bajada. Ellos, en conjunto, deben ser asignados como consigna de operación para las distintas instalaciones del sistema a fin de asegurar una operación confiable y a mínimo costo.

3.4.2 Descripción del Problema

El modelo de Co - optimización de energías y reservas corresponde a un modelo de optimización de donde se asigna tanto las consignas de potencia entre unidades como las reservas entre los distintos agentes generadores; considerando una gestión de reservas basada en criterios económicos que son directa y explícitamente incorporados en la función objetivo a minimizar. Los balances de energías son nodales con pérdidas en transmisión, del tipo cuadráticas, y el flujo del sistema es DC; esto es, considera que las tensiones se trabajan en el torno al valor nominal de operación para todas las barras.

3.4.2.1 Características generales

El modelo de despacho económico propuesto como herramienta de programación de la operación de en sistemas eléctricos minimiza el costo total esperado mediante la inclusión simultánea de un conjunto de escenarios posibles bajo los cuales el sistema puede encontrarse con cierta probabilidad; y agregando además un conjunto de restricciones de seguridad asociadas principalmente con la gestión de reservas para control de frecuencia, que deben ser satisfechas ante cualquier circunstancia. De esta manera, es posible obtener

cinco productos específicos: las consignas de potencias de las unidades, las reservas primarias necesarias para satisfacer el balance de carga ante contingencias y las reservas secundarias encargadas de efectuar el seguimiento de carga y cubrir la incertidumbre en la estimación de la energía y potencia disponible en el recurso, las dos últimas en sus versiones de subida y bajada.

La principal característica del modelo en estudio es la estocacidad otorgada por los escenarios de viento. Tanto la presencia de fallas intempestivas como la estimación del valor de los consumos o del energético en generación eólica siguen un comportamiento estocástico, caracterizado por estimaciones y probabilidades. Por tanto, es necesario optimizar el escenario completo e imponer el balance de carga en los distintos casos posibles. De esta manera, es posible prever que la programación de la operación resulte ser significativamente acertada en lo que respecta a una operación de mínimo costo – esperado – y con la confiabilidad correspondiente.

Un aspecto fundamental en el proceso de optimización es la relevancia que posee la operación en estado normal. En efecto, las variables primordiales en el esquema de despacho son las consignas de potencia de las unidades generadoras y la potencia no servida en las demandas bajo dicho escenario. Por tal razón, son la base sobre las cuales se cumplen los balances de carga en diversos escenarios mediante desplazamientos permitidos en la potencia de las unidades generadoras.

Las próximas secciones denotan el detalle del modelo propuesto, enfatizando la incorporación del viento en el modelo de despacho.

3.4.2.2 Datos de entrada

Los datos de entrada al modelo provienen tanto del predespacho como del análisis correspondiente a la disponibilidad de la generación eólica. El primero otorga información sobre unidades disponibles para la generación, requerimientos de reservas sistémicas e información técnica adicional, como por ejemplo mantenimientos programados. Del segundo, se obtiene el pronóstico de generación eólica y el error asociado. Con ambos datos de entrada, más la estimación de demandas del sistema, es posible despachar las unidades generadoras de la red.

La incorporación de reservas en la operación obedece a estudios adicionales, detallando su importancia a continuación.

a Reserva primaria

El requerimiento de reserva primaria sistémico aparece explícitamente en el modelo (dato de entrada), obtenido mediante estudios del comportamiento dinámico del sistema en horizontes de muy corto plazo. Se impone que dicho requisito sea cubierto por los generadores en giro, que otorgan el servicio, pues el horizonte de tiempo que caracteriza la respuesta de este esquema de regulación, del orden de los segundos, no es factible de ser gestionado a través del despacho de unidades para satisfacer la reserva primaria sistémica. Esto otorga un carácter preventivo al despacho económico. Sin embargo, esto no quita que el algoritmo de despacho determine la mejor asignación entre los distintos agentes del sistema. Además, se incorpora un set de contingencias ante las cuales el sistema no debe perder el balance de carga. La peor situación orientará la asignación de recursos en el modelo de despacho.

b Reserva secundaria

Los requerimientos de reserva secundaria surgen implícitamente al considerar, entre otros, los diversos escenarios de operación posibles, relacionados con la desviación de carga y de viento sobre sus valores predichos. Dichas variantes provienen de un estudio anexo al despacho económico propiamente tal, propio de las características de los parques eólicos y las cargas del sistema. El modelo debe asegurar, mediante la incorporación de restricciones de seguridad, que el balance generación – demanda se satisfaga ante cualquier escenario considerado.

3.4.2.3 Supuestos del modelo

El modelo propuesto resulta concordante con la estructura de mercado eléctrico del SING, sistema en el cual se ha centrado la aplicación del estudio. En particular, se consideran los siguientes aspectos:

- Criterio N-1. El sistema debe estar preparado para admitir fallas simples, de manera de prever continuidad en la operación. En efecto, la NT lo define como *un criterio de planificación para el desarrollo y operación de los sistemas interconectados, con el fin de enfrentar la ocurrencia de una Contingencia Simple sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del sistema.*

El Criterio N-1 posee dos variantes:

a *Criterio N-1 Estricto*

El criterio N-1 Estricto, o simplemente N-1, no admite el servicio de desprendimiento de carga y generación para mantener el balance de energía (potencia activa) ante contingencias simples. Bajo esta premisa, las restricciones de seguridad son las encargadas de establecer que se cumpla la consigna anterior, sin incluir variables que denoten dicha posibilidad. Para lograr el objetivo, el sistema debe poseer la suficiente capacidad en generación que permita, mediante uso de reservas correspondientes, el no desprendimiento de carga ante contingencias simples.

b *Criterio N-1 económico*

El criterio N-1 económico es una variante del anterior que sí admite el servicio de desprendimiento de carga y generación como un elemento activo en el balance ante contingencia, y valorizado mediante algún mecanismo adecuado⁵. En este conjunto aparecen los Esquemas de Desconexión Automática de Generación y Esquemas de Desconexión Automática de Carga – EDAG por sobrefrecuencia y EDAC por subfrecuencia respectivamente – que permiten lograr dicho objetivo. Sin ir más lejos, la normativa chilena incluye este criterio a partir del año 2005, siendo un elemento fundamental en la actual operación de los dos sistemas más importantes del país [31] [32].

El modelo presentado otorga la flexibilidad para ambos criterios. Todas las características presentadas impactan las restricciones de seguridad impuestas en el sistema, así como también la función objetivo. Las diferencias se aprecian en la inclusión de variables relacionadas con uno u otro modelo respectivamente.

3.4.2.4 *Mecanismo de incorporación de viento en la optimización*

Tal como ha sido mencionado, el recurso eólico es incorporado al esquema de despacho económico mediante el uso de perfiles característicos de viento, en conjunto con escenarios de demanda y potencia eólica que representen las posibles fluctuaciones a las cuales está sometido el sistema de potencia. Se detallan a continuación.

⁵ Un mecanismo adecuado debe capturar todos los fenómenos que conlleva tal desprendimiento de carga, y no solo la situación puntual en sí.

a Perfiles de viento

Un perfil característico de la central en estudio representa la potencia que el operador del sistema asignará a dicha unidad para un instante de despacho dado. Proviene, para efectos de este estudio, del procesamiento de los datos de viento y posee una cierta probabilidad⁶. De esta manera, la potencia consignada a un parque eólico corresponderá a la potencia obtenida del perfil que lo caracteriza.

Una característica importante de la caracterización de los parques eólicos en el modelo es su imposibilidad de almacenar energía y de no aprovechar todo el potencial eólico en un momento determinado. Esto se representa mediante la desestimación de potencias mínimas y máximas en el algoritmo. En términos operativos, el mínimo técnico de la central será igual a su potencia máxima, y ambos coinciden con la estimación de potencia del parque.

b Escenarios de carga y viento

Los escenarios de carga y viento representan las posibles diferencias entre el valor real del conjunto demanda – viento, de su estimación. También se relaciona con los estudios previos relacionados con generación eólica y estimación o proyección de demandas. Ambos estudios nutren el algoritmo de Co optimización, transformándose en un dato de entrada al proceso.

La figura 3.8 muestra las características principales de los puntos presentados anteriormente. Se aprecia en línea continua el *Clúster* representativo, mientras la línea discontinua presenta un perfil real de generación asociado al perfil representativo.

⁶ Para el caso de un despacho económico que utilice información de la operación de tiempo real del sistema, es un dato obtenido a partir del sistema SCADA.

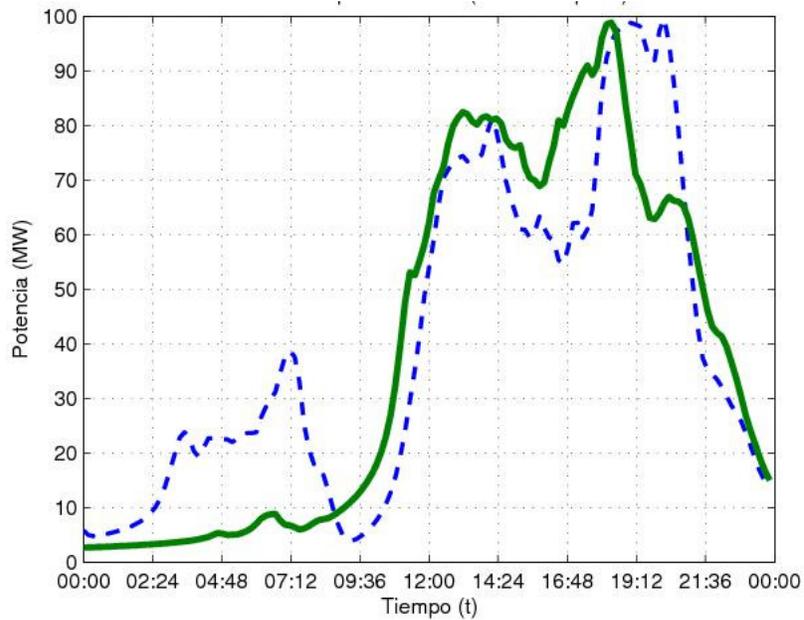


Figura 3.8. Perfil Característico (continua) y curva real (discontinua).

c Generación de escenarios de carga y viento

Para considerar las variaciones posibles en regulación secundaria, se procede a generar escenarios en función de los resultados de estimación de carga y viento. Para ello, es necesario asumir distribuciones probabilísticas para los errores de estimación [9]. Ya se ha establecido el consenso que tanto los errores de viento como los de carga siguen una distribución Normal de media nula y varianza conocida⁷. En las figuras 3.9 y 3.10 se muestran ejemplos de densidades de probabilidades discretas para cada una de las variables en cuestión.

⁷ Los errores de viento por distribución geográfica de los parques; la desviación asociada a las cargas por diversificación de los consumos.

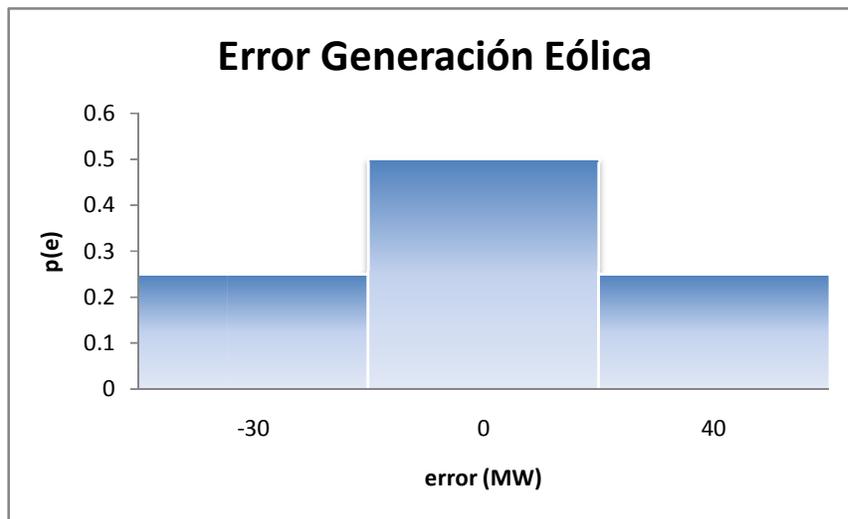


Figura 3.9. Representación discreta de la distribución normal del error en generación.

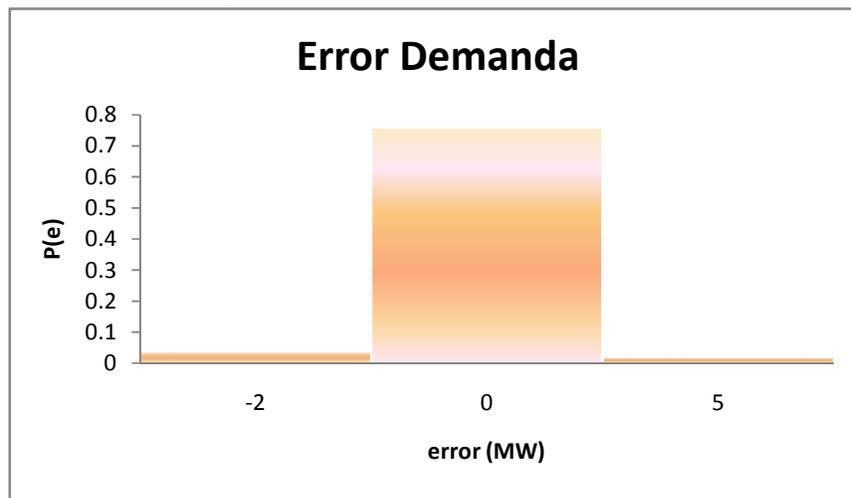


Figura 3.10. Representación discreta de la distribución Normal del error en demanda.

Un detalle no menor es la discretización de ambas funciones anteriores. Esto se efectúa con el objetivo de reducir notoriamente los tiempos computacionales del problema. De esta manera las combinaciones posibles de carga y viento son limitadas. Para los gráficos mostrados anteriormente, existen 9 escenarios posibles: un número totalmente factible para un problema de optimización.

Escenario	Viento	Demanda
1	sube	sube
2	sube	baja
3	sube	no cambia
4	baja	sube
5	baja	baja
6	baja	no cambia
7	no cambia	sube
8	no cambia	baja
0	no cambia	no cambia

Tabla 3.02. Escenarios por desbalances de viento y carga.

El análisis nodal aumenta considerablemente el número de restricciones del problema. Puede verse que basta un parque y una demanda para obtener al menos 8 escenarios distintos (no incluido el caso base). Por tal razón, es importante efectuar, mediante algún método que escapa a los objetivos del estudio, un análisis previo que reduzca el número de escenarios posibles y, por ende, los tiempos de convergencia.

3.4.2.5 Las restricciones de seguridad

Un aspecto muy importante dentro del algoritmo de despacho son las restricciones de seguridad. Ambas reflejan la necesidad de contar con reservas para regulación primaria y secundaria en la operación; esta última entendida como aquella necesaria para realizar seguimiento de carga y viento, acorde al criterio N-1. Sus características más importantes son:

Regulación primaria. Permite suplir, mediante reservas, contingencias relativas al desbalance de generación-demanda en el sistema con probabilidad de ocurrencia. Se efectúa exclusivamente por los generadores convencionales (los que pueden ser despachados) y sus restricciones de reserva máxima tanto de subida como de bajada.

Regulación secundaria. Permite cubrir los desbalances entre generación y consumos debido a la estocasticidad tanto de los recursos renovables como de los consumos existentes. También es llevada a cabo mediante generadores convencionales – ya sea centrales térmicas o hidráulicas – en función de su gradiente de generación.

3.4.3 Formulación del problema

Con la descripción generada en la sección anterior es posible formular el problema de despacho económico con restricciones de seguridad, en donde energía y reservas se Co optimizan para asignar eficientemente los recursos.

3.4.3.1 Función objetivo

La función objetivo corresponde a la suma ponderada de costos de operación, falla y regulación secundaria en todos los escenarios posibles de variaciones de carga/viento, incluidos los escenarios asociados con salidas intempestivas de elementos de la red que afectan el desempeño en frecuencia. La construcción de escenarios se denota en la figura 3.11, que representa todos los estados posibles en que puede encontrarse un sistema.

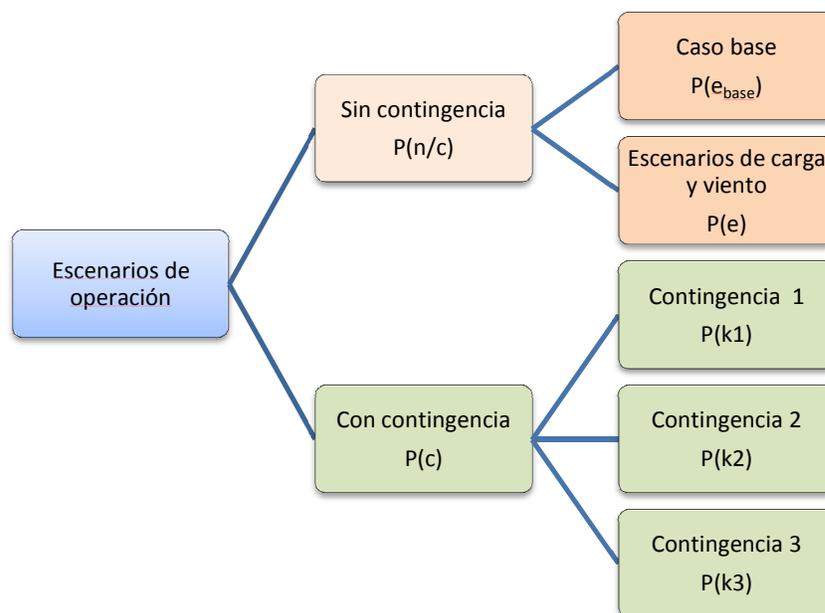


Figura 3.11. Diagrama de estados del sistema.

En el diagrama anterior, cada rama del árbol denota un posible estado de operación del sistema, en donde cada bloque posee una probabilidad de ocurrencia. En primer lugar, un estado puede encontrarse en operación normal o bajo alguna contingencia. En una segunda

fase, para el estado de operación normal, se considera un conjunto de posibles situaciones con respecto al pronóstico de carga y viento: el caso base y los escenarios de regulación secundaria. En el estado de operación en contingencia, se considera la factibilidad de ocurrencia de las distintas fallas que afectan el control de frecuencia. Nótese que la probabilidad de cada escenario es la multiplicación de todas las ponderaciones asociadas a cada instancia de decisión, y que no se considera la posibilidad de enfrentar escenarios caracterizados por la ocurrencia simultánea de contingencias y variaciones de carga y viento.

La construcción anterior del problema a bordo considera el supuesto que los requerimientos de reserva ante contingencias son atendidos exclusivamente mediante reserva primaria y EDAC o EDAG, según corresponda, y los de carga - viento por reserva secundaria; lo que implica la no existencia simultánea de escenarios de regulación primaria y secundaria. Este supuesto se base en las siguientes dos razones:

- Una contingencia posee mayor severidad que una desviación del caso base. Por tanto, los resultados del despacho con contingencias sobre escenarios de regulación secundaria son, en la práctica, los mismos que un despacho con contingencias sobre el caso base.
- La probabilidad que el sistema se encuentre en contingencia y la vez en alguno de los escenarios secundarios posibles es relativamente baja. Por tanto, puede eliminarse de los análisis correspondientes⁸.

De acuerdo a lo anterior, la función objetivo minimiza el costo total esperado, en donde los componentes corresponden a los costos incurridos en cada estado del sistema. Luego, toma la siguiente expresión.

$$\min Z = \sum_{et=1}^{Et} C_t(P, \Delta P^k, \Delta P^e, PU, \Delta PU^e, \Delta D^K) * p(e_t) \quad (3.5)$$

Observando el diagrama anteriormente propuestos, 3 son las situaciones posibles en un sistema eléctrico:

⁸ Con esto se denota nuevamente la importancia del caso base y, con ello, la validez de implementar las restricciones de seguridad mediante desviaciones de la operación normal del sistema.

- Sistema sin contingencia y con estimación absoluta de viento y carga (caso base).
- Sistema sin contingencia y con error en la estimación de generación eólica y valor del consumo (escenario de regulación secundaria).
- Sistema con alguna contingencia definida, de un conjunto de posibles fallas previamente incorporadas.

Teniendo presente lo anterior, y utilizando la nomenclatura de probabilidades anexo al diagrama, cada uno de los costos incurridos (para un solo escenario en particular) se manifiesta a continuación.

$$C_{base} = \left[\sum_{i \in \Omega_g} Cg_i(P_i) + \sum_{j \in \Omega_L} Cd(PU_j) \right] * p(n/c) * p(base_{Re_{g2^\circ}}) \quad (3.6)$$

$$C_{reg2^\circ} = \left[\sum_{i \in \Omega_g} Cg_i(P_i + \Delta P_i^e) + \sum_{j \in \Omega_L} (Cd(PU_j) + Cd_j^{2a}(\Delta PU_j^e)) \right] * p(n/c) * p(e_{reg2^\circ}) \quad (3.7)$$

$$C_{reg1^\circ} = \left[\sum_{i \in \Omega_g} (Cg_i(P_i + \Delta P_i^k) + Cg_{i,EDAG}(\Delta G_i^k)) + \sum_{j \in \Omega_L} (Cd_j(PU_j) + Cd_{j,EDAC}(\Delta D_j^k)) \right] * p(c) * p(k) \quad (3.8)$$

De las ecuaciones anteriores, se observa con claridad que el escenario importante es el caso base. Éste se encuentra definido por la consigna de potencia de cada unidad generadora y las potencias no servidas en caso de no poseer suficiente capacidad para satisfacer demanda. Los escenarios relacionados con la regulación primaria y secundaria son variaciones del caso base: desplazamientos admisibles de generación y carga sobre las consignas de potencia y energía no servida, para un criterio N-1 estricto, sumando además desprendimientos de generación y carga para un criterio de seguridad N-1 económico⁹.

Si bien el caso base es fundamental desde el punto de vista de seguridad en la operación, se valoriza en forma esperada, como parte del conjunto completo de situaciones posibles en la operación. De esta manera, coexisten las características propias de un modelo de Co optimización con seguridad: se minimiza un costo total esperado de un set de

⁹ Con admisible se entiende que tanto la generación y las cargas se encuentren dentro de los márgenes posibles (mínimos técnicos, potencias máximas y demanda máxima).

situaciones (Energías y Reservas) y se impone seguridad en la operación mediante las restricciones anteriormente dichas, con desplazamientos en torno a la operación normal del sistema.

En el detalle de las ecuaciones anteriores, la operación normal corresponde a sólo un estado del sistema en el cual no existen contingencias asociadas ni errores en la estimación de los consumos y la generación renovable. En este contexto, los costos del sistema vienen dado por los costos variables de las centrales en operación más el costo de falla relacionado con la suficiencia del sistema, esto es, que el parque generador existente no sea suficiente para satisfacer las proyecciones de demanda.

El segundo término corresponde a un escenario en específico de regulación secundaria, en donde el sistema, sin encontrarse en estado de contingencia, no predijo con exactitud el valor de los consumos y/o de la generación renovable. En tal caso, los costos operativos vienen dados por el funcionamiento de las centrales (nótese su punto de operación desplazado en relación con el caso base), el costo de falla por suficiencia; y, un costo adicional relacionado al no cubrimiento de demanda en el escenario de regulación secundaria (es decir, que no existan los medios disponibles para satisfacer los consumos ante una desviación en este escenario). Se explicita la separación de los costos de fallas por ser conceptualmente distintos: mientras el primero es una situación permanente del sistema, el segundo posee un carácter cuasi-estático, relacionado con la operación actual del sistema. Por tanto, podrían eventualmente poseer valorizaciones diferentes entre sí. Si se quisiese obtener el costo total en regulación secundaria, basta con sumar sobre el conjunto de escenarios admisibles, ponderados con sus respectivas probabilidades.

El tercer término denota a un escenario de regulación primaria. En este caso, el sistema se encuentra clasificado como “en contingencia”, encontrándose en alguna de las situaciones previamente consideradas. Para un criterio N-1 estricto, los costos del sistema vienen dado por la generación (nuevamente desplazada en torno a su valor en estado normal) y el costo de falla por suficiencia. Para un criterio N-1 de carácter económico se incorporan los desprendimientos de generación y carga mediante EDAG y EDAC respectivamente. En particular, el EDAC es valorizado mediante el costo de falla de corta duración – definido en la presente norma técnica – y ponderado por un factor que capture aspectos dinámicos del mecanismo de desprendimiento, como por ejemplo, el tiempo de recuperación del mismo y la ausencia de dicha demanda para los instantes siguientes. Al igual que en la regulación secundaria, el costo total de la presente categoría se obtiene sumando sobre el conjunto de contingencias presentes en la red, cada una de ellas ponderada por su probabilidad.

En relación con las probabilidades de ocurrencia de cada escenario, la disyunción entre familias de eventos hace que sea posible reducir términos. En efecto, del conjunto de escenarios debiera cumplirse que:

$$e_{base} + \sum_{e_{Reg2^o}=1}^E p(e_{Reg2^o}) = 1 \quad (3.9)$$

$$\sum_{k=0}^K p(k) = 1 \quad (3.10)$$

$$p(c) + p(n/c) = 1 \quad (3.11)$$

Con lo anterior se define completamente la función objetivo para el algoritmo de despacho económico. Sólo para fijar ideas se presenta a continuación una simplificación que incluye costos lineales de generación. Sin embargo, el modelo no es excluyente con otro tipo de funciones.

$$C_{total} = \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i * P_i \right) + \left(\sum_{j \in \Omega_L} Cd_j * PU_j \right) + p(n/c) \cdot \left[\sum_{e_{Reg2^o}=1}^E p(e) \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^e + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_j \cdot \Delta PU_j^e \right) \right] \\ + p(c) \cdot \left[\sum_{k=1}^K p(k) \left(\sum_{i \in \Omega_g} [\beta_i \cdot \Delta P_i^k + Cg_{i,EDAG} \cdot \Delta G_i^k] + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_{j,EDAC} \cdot \Delta D_j^k \right) \right] \quad (3.12)$$

$$C_{total} = \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i * P_i \right) + \left(\sum_{j \in \Omega_L} Cd_j * PU_j \right) + p(n/c) \cdot \left[\sum_{e_{Reg2^o}=1}^E p(e) \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^e + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_j \cdot \Delta PU_j^e \right) \right] \\ + p(c) \cdot \left[\sum_{k=1}^K p(k) \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^k \right) \right] \quad (3.13)$$

3.4.3.2 Restricciones de balance

Las restricciones de balance deben cumplirse en cada una de las situaciones contempladas: operación Normal, operación en regulación primaria (o post contingencia) y operación en regulación secundaria.

a Operación Normal

Corresponde al caso base, en donde no existen contingencias asociadas ni desbalances secundarios de generación.

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j) + \sum_{j \in \Omega_i^{WG}} (P_j^W) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i - \delta_j)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.14)$$

En la ecuación anterior, se ha disgregado la generación convencional de la generación renovable. La primera de ellas corresponde a una variable de optimización, esto es, la consigna de potencia de cada generador presente en el nodo i . la segunda, es un parámetro del modelo y corresponde a la generación eólica de cada central renovable conectada a dicha barra y proveniente de la curva representativa para cada central en cuestión. Los términos centrales denotan las pérdidas cuadráticas en transmisión y los flujos de potencia DC. Por último, se incorpora el pronóstico de demanda por barra y la potencia no servida, otra variable del algoritmo.

b Operación en regulación primaria

En este conjunto de ecuaciones se debe satisfacer la demanda ante cada uno de los K escenarios de contingencia considerados. Es importante destacar que solamente los generadores convencionales y las cargas pueden suplir las desviaciones del sistema. A modo general, se incorporan los términos relacionados con desprendimientos de generación y carga bajo el criterio N-1 económico.

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{pj}^k + \Delta G_{pj}^k) + \sum_{j \in \Omega_i^{WG}} (P_j^W + \Delta G_{pj}^{k,W}) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} + \frac{1}{2} G_{ij}^k (\delta_i^k - \delta_j^k)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j + \Delta D_j^k) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, k \in K \quad (5.15)$$

Nuevamente se disgrega la generación convencional de la generación eólica. Además, los primeros incluyen las variables representantes de las desviaciones para suplir las contingencias primarias; no así los segundos quienes no pueden otorgar respaldo. Nuevamente los eólicos se caracterizan mediante su perfil de generación característico, dato de entrada al modelo.

c Operación en regulación secundaria

Es la encargada de cumplir el balance ante desviaciones de carga y viento. Se encarga del conjunto de escenarios que fueron previamente determinados. Al ser un problema inherente al viento y las demandas, es balanceada exclusivamente por variaciones en los generadores convencionales.

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{sj}^e) + \sum_{j \in \Omega_i^{WG}} (P_j^W + \Delta P_{sj}^W) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i^e - \delta_j^e}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i^e - \delta_j^e)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - (PU_j + \Delta PU_j^e) + \Delta D_{sj}) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, \forall e \in E \quad (3.16)$$

Los generadores eólicos se representan por su estimación y variabilidad. El primer término es el ya conocido perfil característico. El segundo, corresponde a las desviaciones previamente designadas mediante los escenarios respectivos.

3.4.3.3 Restricciones en líneas de transmisión y generación

Los flujos en las líneas de transmisión quedan acotados por la capacidad de las líneas, restricción que debe satisfacerse en cada uno de los escenarios considerados: situación Normal, k escenarios de Post Contingencia y E escenarios de carga y viento.

$$-F_{\max} \leq \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \leq F_{\max} \quad \forall i, j \quad (3.17)$$

$$-F'_{\max} \leq \frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} \leq F'_{\max} \quad \forall i, j, k \quad (3.18)$$

$$-F_{\max} \leq \frac{\delta_i^e - \delta_j^e}{x_{ij}} \leq F_{\max} \quad \forall i, j, e \quad (3.19)$$

A su vez, los generadores convencionales deben cumplir sus mínimos técnicos y potencias máximas de generación. A diferencia de un despacho económico clásico, en este caso deben incorporarse todos los movimientos efectuados por un generador, tanto en reserva primaria como en reserva secundaria.

$$\max(P_{\min,i}, P_i - R_{\max,i}^{dn}) \leq P_i + \Delta P_{pi}^k \leq \min(P_{\max,i}, P_i + R_{\max,i}^{up}) \quad (3.20)$$

$$\max(P_{\min,i}, P_i - G_{si}^{dn} \cdot t) \leq P_i + \Delta P_{si}^e \leq \min(P_{\max,i}, P_i + G_{si}^{up} \cdot t) \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} & \leq P_i + R_{pi}^{up} \leq \min(P_{\max,i}, P_i^0 + R_{\max,i}^{up}) \quad (3.22) \\ \max(P_{\max,i}, P_i - R_{\max,i}^{dn}) & \leq P_i - R_{pi}^{dn} \leq \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} & \leq P_i + R_{si}^{up} \leq \min(P_{\max,i}, P_i^0 + G_{si}^{up} \cdot t) \quad (3.22) \\ \max(P_{\max,i}, P_i - G_{si}^{up} \cdot t) & \leq P_i - R_{si}^{dn} \leq \end{aligned} \quad (3.23)$$

3.4.3.4 Restricciones en los consumos

Bajo un criterio de seguridad N-1 económico – que incorpora la existencia de EDAC para suplir las contingencias en generación – es necesario plantear ecuaciones adicionales que tengan relación con los desprendimientos de carga existentes en el sistema. Además, en regulación secundaria es necesario incorporar el desprendimiento de carga asociado al no cubrimiento de escenarios de carga y viento. Esto se captura mediante la incorporación de las siguientes restricciones.

$$0 \leq PU_j + \Delta D_j^k \leq D_j \quad (3.24)$$

$$0 \leq PU_j + PU_j^e \leq D_j \quad (3.25)$$

3.4.3.5 Requerimientos de reservas

Los requerimientos de reserva corresponden a datos exógenos al modelo provenientes de estudios ajenos al modelo presentado. Se impone que dicho valor sea alcanzado por el conjunto de unidades del sistema, mediante las siguientes expresiones.

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pj}^{up} \geq R_{eq_p}^{up} \quad (3.26)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pj}^{dn} \geq R_{eq_p}^{dn} \quad (3.27)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{sj}^{up} \geq R_{eq_s}^{up} \quad (3.28)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{sj}^{dn} \geq R_{eq_{ps}}^{dn} \quad (3.29)$$

La definición de reservas, tanto primarias como secundarias es concordante con los desplazamientos sobre las consignas definidas principalmente por las restricciones de balance en regulación primaria y secundaria. Se define el desplazamiento máximo efectuado por las unidades como su reserva, tanto primaria como secundaria.

$$R_{pi}^{up} \geq \Delta P_{pi}^k \quad (3.30)$$

$$R_{pi}^{dn} \geq -\Delta P_{pi}^k \quad (3.31)$$

$$Rd_{pi}^{up} \geq -\Delta D_i^k \quad (3.32)$$

$$R_{si}^{up} \geq \Delta P_{si}^e \quad (3.33)$$

$$R_{si}^{dn} \geq -\Delta P_{si}^e \quad (3.34)$$

3.4.3.6 Modelo de Co optimización

Con todas las consideraciones presentadas anteriormente, el modelo de Co optimización con restricciones de seguridad se presenta a continuación.

$$\min \sum_{e_t=1}^{E_t} C_i(P, \Delta P^k, \Delta P^e, PU, \Delta PU^e, \Delta D^K) * p(e_i)$$

s.a.

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j) + \sum_{j \in \Omega_i^{WG}} (P_j^W) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i - \delta_j)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N \quad (\lambda_i^0)$$

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{pj}^k + \Delta G_{pj}^k) + \sum_{j \in \Omega_i^{WG}} (P_j^W + \Delta G_{pj}^{W,k}) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} + \frac{1}{2} G_{ij}^k (\delta_i^k - \delta_j^k)^2 \right) \\ - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j + \Delta D_j^k) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N, k \in K \end{aligned} \quad (\lambda_{p,i}^k)$$

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{sj}^e) + \sum_{j \in \Omega_i^{WG}} (P_j^W + \Delta P_{sj}^{W,e}) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i^e - \delta_j^e}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i^e - \delta_j^e)^2 \right) \\ - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - (PU_j + \Delta PU_j^e) + \Delta D_j^e) = 0 \quad \forall e \in E \quad \forall i \in \Omega_N \end{aligned} \quad (\lambda_{s,i}^e)$$

$$\begin{aligned} -F_{\max} &\leq \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \leq F_{\max} && \forall i, j \\ -F'_{\max} &\leq \frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} \leq F'_{\max} && \forall i, j, k \\ -F''_{\max} &\leq \frac{\delta_i^e - \delta_j^e}{x_{ij}^e} \leq F''_{\max} && \forall i, j, e \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \max(P_{\min j}, P_i^0 - R_{\max j}^{dn}) &\leq P_i + \Delta P_i^k \leq \min(P_{\max j}, P_i^0 + R_{\max j}^{up}) \\ \max(P_{\min j}, P_i^0 - G_{si}^{dn} \cdot t) &\leq P_i + \Delta P_{si}^e \leq \min(P_{\max j}, P_i^0 + G_{si}^{up} \cdot t) \\ &P_i + R_{pi}^{up} \leq \min(P_{\max j}, P_i^0 + R_{\max j}^{up}) && (\pi_{p,i}^{up}) \\ \max(P_{\min j}, P_i^0 - R_{\max j}^{dn}) &\leq P_i - R_{pi}^{dn} && (\pi_{p,i}^{dn}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \max(P_{i,\min}, P_i^0 - G_i \cdot t) &\leq P_i + R_{si}^{up} && \leq \min(P_{i,\max}, P_i^0 + G_i \cdot t) && (\pi_{s,i}^{up}) \\ &P_i - R_{si}^{dn} && && (\pi_{s,i}^{dn}) \end{aligned}$$

$$0 \leq PU_j + \Delta PU_j^e \leq D_j \quad (\lambda_{dj}^e)$$

$$0 \leq PU_j + \Delta D_j^k \leq D_j \quad (\lambda_{dj}^k)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pj}^{up} \geq R_{eq_p}^{up} \quad (\pi_p^{up})$$

$$Rd_{pj}^{up} = \sum_{i=1}^{Nl} \Delta D_i^k \cdot p(falla_k)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pj}^{dn} \geq R_{eq_p}^{dn} \quad (\pi_p^{dn})$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{sj}^{up} \geq R_{eq_s}^{up} \quad (\pi_s^{up})$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{sj}^{dn} \geq R_{eq_s}^{dn} \quad (\pi_s^{dn})$$

$$R_{pi}^{up} \geq \Delta P_{pi}^k \quad (\pi_{p,k}^{up})$$

$$R_{pi}^{dn} \geq -\Delta P_{pi}^k \quad (\pi_{p,k}^{dn})$$

$$Rd_{pi}^{up} \geq -\Delta D_i^k$$

$$R_{si}^{up} \geq \Delta P_{pi}^e \quad (\pi_{s,e}^{up})$$

$$R_{si}^{dn} \geq -\Delta P_{pi}^e \quad (\pi_{s,e}^{dn})$$

$$\begin{aligned} \max(P_{\min,j}, P_i^0 - t \cdot G_{pi}^{dn}) &\leq P_i && \leq \min(P_{\max,j}, P_i^0 + t \cdot G_{pi}^{up}) \\ -R_{\max,j}^{dn} &\leq \Delta P_{pi}^k && \leq R_{\max,j}^{up} \\ -P_{\max,j} &\leq \Delta P_{si}^e && \leq P_{\max,j} \\ -D_i &\leq \Delta D_{si}^k && \leq 0 \\ -\pi &\leq \delta && \leq \pi \\ 0 &\leq R_{pi}^{up,dn} && \leq R_{\max,j}^{up,dn} && (\pi_{p,i}^{up,dn,MAX}) \\ 0 &\leq R_{si}^{up,dn} && \leq G_{si}^{up,dn} \cdot t && (\pi_{s,i}^{up,dn,MAX}) \\ 0 &\leq Rd_i && \leq D_{\max,j} \\ 0 &\leq P_i^{\text{P8}} && \leq D_{\max,j} \\ 0 &\leq \Delta PU_i^e && \leq D_{\max,j} \end{aligned}$$

3.5 Valorización de la Energía y los servicios de reserva

Una propuesta de valorización de los productos previamente definidos en el esquema de despacho económico presentado se obtiene del uso de la teoría marginalista de precios. Esta correspondería a una tarificación *Ex – Ante*, esto es, antes que efectivamente se produzca, y permite obtener los precios respectivos de la energía, reserva primaria de subida, reserva primaria de bajada, reserva secundaria de subida y reserva secundaria de bajada. Con esto, los costos marginales vienen dados por la variación en el costo total ante un desplazamiento infinitesimal de los productos asociados.

A diferencia de su homólogo determinístico, la minimización de costos esperados implica la existencia de precios no nulos en regulación primaria y regulación secundaria. En efecto, siempre existe la probabilidad – por muy pequeña que sea – que las restricciones de seguridad sean activadas. En el caso determinístico propuesto en [2], es posible dar con situaciones donde los precios de reservas sean nulos. En particular, si el sistema posee la holgura necesaria para cubrir fallas intempestivas y/o desviaciones de demanda, no existen precios asociados a los productos antes mencionados.

Específicamente, la valorización de los distintos productos de la optimización se efectúa mediante una lectura adecuada de los multiplicadores de Lagrange. El detalle para cada variable de interés se manifiesta a continuación.

3.5.1 Valorización de la Energía

El costo marginal de la energía por barra corresponde a la sensibilidad de la función objetivo ante una variación de demanda en el nodo de interés [2]¹⁰. En este caso, la perturbación en pre contingencia provoca además variaciones en los estados de post contingencia y regulación secundaria, junto con activar, en caso de ser necesario, los límites de demanda en regulación primaria y secundaria. Por tanto, se ven involucrados todos los multiplicadores señalados anteriormente.

$$\frac{\partial L}{\partial D_i} = \lambda_i^0 + \sum_{k=0}^K (\lambda_{p,i}^k + \lambda_{dj}^k) + \sum_{e=0}^E (\lambda_{s,i}^e + \lambda_{dj}^e) \quad (3.35)$$

¹⁰ Lo que se traduce en el valor de incrementar en 1 MW la demanda en una barra del sistema.

Es importante destacar que, si bien el modelo propuesto consiste en la minimización de un costo esperado, el costo marginal del sistema no se ve modificado ante un cambio en las probabilidades de cada escenario en estudio. Lo anterior se debe a que la demanda debe ser cubierta en todos los escenarios antes mencionados, ya sea en estado normal, regulación primaria o regulación secundaria. Por esta razón, se hereda de los modelos determinísticos de despacho el hecho que el costo marginal del sistema venga determinado por la unidad generadora que suministra un MW adicional para cubrir la demanda.

3.5.2 Valorización de la reserva primaria

Para valorizar la reserva primaria del sistema, ya sea de subida o bajada, es necesario definir el concepto de seguridad en regulación primaria (S_p) como la capacidad de satisfacer el balance en estado de post contingencia [1]. De esta manera, los multiplicadores de Lagrange asociado a los balances de carga en dicha situación denotan la variación de la función objetivo ante una desviación infinitesimal del lado derecho de dicha restricción, es decir, el costo por violar dicha restricción:

$$\frac{\partial C}{\partial S_p} = \sum_{k=1}^K \lambda_{p,j}^K \quad (3.36)$$

Con lo anterior, más el requerimiento primario de reserva proveniente de estudios dinámicos, el costo marginal de reserva primaria de subida y bajada respectivamente vienen dado por:

$$CMg_{p,i}^{up} = \frac{\partial L}{\partial S_{p,i}} + \frac{\partial L}{\partial \text{Re } q_p^{up}} = \sum_{k=1}^K \lambda_{p,i}^K + \pi_p^{up} \quad (3.37)$$

$$CMg_{p,i}^{dn} = \frac{\partial L}{\partial S_{p,i}} + \frac{\partial L}{\partial \text{Re } q_p^{dn}} = \sum_{k=1}^K \lambda_{p,i}^K + \pi_p^{dn} \quad (3.38)$$

La definición anterior del costo marginal de regulación primaria incorpora los dos aspectos esenciales relacionados con el control primario de frecuencia. Por un lado, las restricciones de seguridad en estado de post contingencia deben ser cumplidas para todo el conjunto de fallas previamente definidas. Por otra parte, el conjunto debe cumplir el requerimiento primario de frecuencia proveniente de estudios dinámicos externos y previos al proceso de operación en tiempo real.

3.5.3 Valorización de la reserva secundaria

De la misma forma que en la reserva primaria, se define seguridad en regulación secundaria como la capacidad de satisfacer el balance generación carga en cualquier escenario de carga y viento descrito en el sistema. Esto, en conjunto con el cumplimiento del requerimiento de reserva secundaria, define el costo marginal de los productos reserva secundaria de subida y bajada respectivamente.

$$CMg_{s,i}^{up} = \frac{\partial L}{\partial S_{s,i}} + \frac{\partial L}{\partial \text{Re } q_s^{up}} = \sum_{e \in E} \lambda_{s,i}^e + \pi_s^{up} \quad (3.39)$$

$$CMg_{s,i}^{dn} = \frac{\partial L}{\partial S_{s,i}} + \frac{\partial L}{\partial \text{Re } q_s^{dn}} = \sum_{e \in E} \lambda_{s,i}^e + \pi_s^{dn} \quad (3.40)$$

4 Desarrollo computacional

4.1 Características Generales

La implementación del modelo anteriormente descrito y las simulaciones de operación económica de los sistemas eléctricos obedecen a algoritmos que involucran procesos de carácter estáticos (el despacho de unidades) con otros de carácter dinámico (evolución de las unidades en el tiempo). En efecto, las primeras permiten efectuar el modelo de Co optimización propuesto para las simulaciones de operación de corto plazo, mientras las segundas logran establecer los nexos necesarios entre modelos consecutivos de despacho económico (incrementales), permitiendo representar la evolución de las unidades a través del tiempo, como por ejemplo, unidades encendiéndose o apagándose. El conjunto da un carácter cuasi – estático a la metodología completa. Si bien se ha mencionado un carácter fuera de línea del estudio, es necesario efectuar una simulación de esta índole, determinando de esta manera los efectos del recurso eólico principalmente en el manejo de reservas. La figura 4.1 denota el proceso en el tiempo de las simulaciones de operación económica en tiempo real – o también denominado Operación de Corto Plazo (OCP) – mediante la consigna de potencia de una unidad en los períodos t y $t+\Delta t$ (un paso consecutivo de despacho); incluyendo además los elementos computacionales necesarios para el proceso.

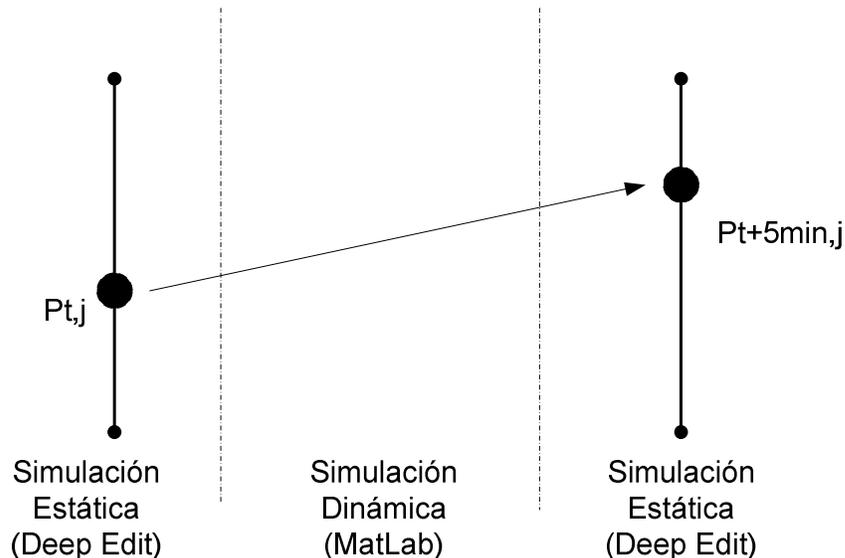


Figura 4.1. Proceso OCP y modelos utilizados.

Para lograr el propósito anterior es necesario contar con herramientas que permitan desarrollar los algoritmos correspondientes, así como también un optimizador que logre efectuar los procesos de optimización correspondientes. Además, no sería posible comunicar ambos modelos (estático y dinámico) sin un protocolo de comunicación acorde a las necesidades. La tabla 4.01 denota los programas utilizados y el aporte en el modelo.

Programa	Lenguaje	Características orientadas al modelo.
DeepEdit.	Java, Minos	Simulaciones estáticas de despacho económico.
Matlab.	Matlab.	Evolución dinámica de la operación de corto plazo y almacenamiento de datos.
XML-RPC		Protocolo de transferencia en un esquema cliente - servidor

Tabla 4.01. Programas utilizados.

Las características de los modelos estáticos y dinámicos serán tratadas en secciones independientes, debido a la importancia que poseen por sí mismas. Por su parte, el protocolo XML-RPC permite la comunicación entre el modelo de despacho económico y la evolución de las unidades en el tiempo. Éste se justifica en la independencia otorgada a los modelos principales. Funciona bajo un esquema de cliente – servidor, en donde, para este caso en particular, el cliente corresponde al ente que ejecuta el proceso completo desde Matlab (lectura de datos de entrada, evolución temporal de unidades y almacenamiento de resultados), mientras que el servidor es el encargado de decidir la operación de las unidades para cada instante de despacho económico.

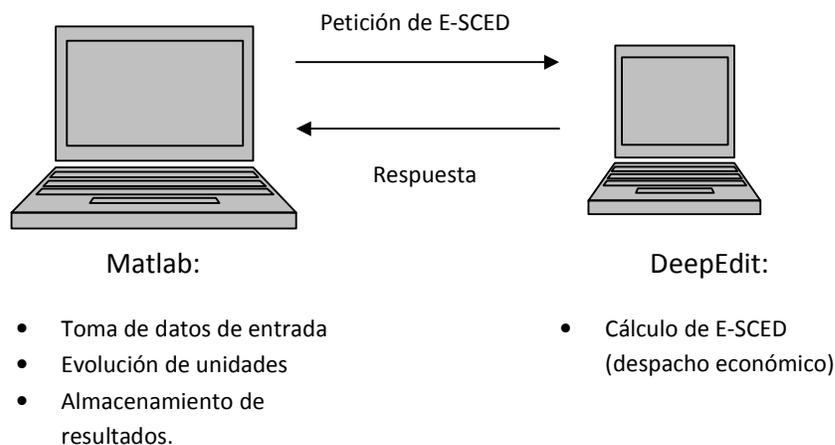


Figura 4.2. Proceso de comunicación.

En base a lo anterior, se efectúan los siguientes desarrollos computacionales que permitirán reproducir la operación de corto plazo de un sistema eléctrico mediante el modelo antes presentado:

1. Incorporación del modelo de Co optimización de energías y Reservas con componente eólica (E- SCED) en el programa DeepEdit.
2. Programación en MatLab de la evolución temporal de las unidades entre modelos de despacho consecutivos y almacenamiento de resultados.
3. Interfaz gráfica que permita obtener los resultados en forma rápida y flexible.

A continuación se describen los algoritmos más importantes del proceso, relacionados con la evolución estática y dinámica de la operación.

4.2 Modelo de despacho: DeepEdit

4.2.1 Entorno de programación Java

El programa DeepEdit consiste en un software orientado a la simulación de sistemas eléctricos de potencia. Se enfoca desde el punto de vista estacionario – no contempla evolución temporal – y permite, entre otras cosas, simular flujos de potencia y modelos de despacho.

El entorno de programación del software es el lenguaje Java, orientado al objeto, que permite mediante clases y herencias insertar de manera sencilla diversas aplicaciones para cumplir los objetivos propuestos. Por tanto, resulta cómoda su utilización para desarrollar los modelos que permiten llevar a cabo los estudios finales de esta investigación.

Una aplicación para el programa ha sido el despacho económico con restricciones de seguridad (SCED) implementado en [2]. Consiste en una Co optimización de Energías y Reservas con restricciones de seguridad y dirigida a sistemas eléctricos convencionales, esto es, sin recursos renovables que agreguen estocacidad a la operación. Por tanto, resulta un muy buen punto de partida, sobre el cual se efectúan las modificaciones respectivas que permitan incorporar el carácter estocástico impuesto por la Energía Eólica. Un detalle del modelo original se adjunta en los anexos del presente trabajo.

Además, el programa trabaja en forma conjunta con el Optimizador Minos, incorporado directamente en sus fuentes. De tal forma, es posible efectuar la minimización de costos correspondiente al modelo descrito sin necesidad de comunicar con procesos o programas ajenos al éste.

4.2.2 Programación cuadrática y algoritmo SQP

El modelo de despacho con restricciones de seguridad consiste en un algoritmo cuadrático en las restricciones, debido a las pérdidas existentes en transmisión. Por tanto, resulta conveniente resolverlo mediante el algoritmo SQP (*Sequential Quadratic Programming*), de carácter iterativo, basado en las aproximaciones lineales provenientes de las expansiones de Taylor [2], [26].

El algoritmo resolutivo del modelo se basa en las expansiones de Taylor de primer orden asociado al problema original. Efectuando el desarrollo matemático correspondiente [26], es posible demostrar que el modelo de despacho conjunto con las restricciones cuadráticas anteriormente dichas es equivalente a resolver el siguiente problema en las variables incrementales (variables de decisión y multiplicadores de Lagrange), denominado sub problema cuadrático.

$$\begin{aligned} \min \quad & z = \frac{1}{2} \Delta x W^k x + \nabla f(x)^k \Delta x \\ \text{s.t} \quad & J_c^{K^T} \Delta x + g(x)^k = 0 \end{aligned}$$

En donde x corresponde a las variables de decisión del problema, W y J las matrices de restricciones del problema. De esta forma, un proceso iterativo en las variables de interés permite converger a la solución del problema cuadrático, sin necesidad de implementar técnicas de solución distintas a las ya implementadas en el Software.

4.2.3 Datos de entrada, parámetros y resultados

El ingreso de los datos necesarios para resolver el E-SCED se efectúa en función del tipo de dato (o parámetro). Para ello se pueden clasificar en parámetros técnico-económicos y escenarios de simulación.

4.2.3.1 Parámetros técnico-económicos

Los parámetros técnicos se ingresan directamente mediante el esquemático del DeepEdit, incluyendo en cada elemento sus características principales. Sin embargo, también es posible imponerlos desde MatLab, en caso de simular más de un despacho económico (OCP).

4.2.3.2 Escenarios de Simulación

Los escenarios de simulación se incorporan en función de su característica. Las contingencias se agregan directamente en las opciones del Software. Por su parte, los escenarios de carga y viento se añaden mediante archivos separados por comas (extensión .csv), al igual que todas las probabilidades asociadas, cualquiera sea el tipo de escenario (contingencia o regulación secundaria).

4.3 Evolución temporal: Matlab

Para llevar a cabo la operación real de corto plazo es necesario implementar en Matlab un algoritmo capaz de enviar los datos de entrada al servidor (despacho económico), recibir los resultados requeridos y almacenar en forma ordenada las variables de interés. Lo anterior se ejecuta mediante una interfaz grafica acorde con las necesidades del problema. Se detallan a continuación.

4.3.1 Lectura y Almacenamiento de datos

La lectura y almacenamiento de datos de entrada se obtienen mediante planillas Excel. En ellas, se incluyen los siguientes valores y parámetros de interés.

- Nomenclatura de unidades generadoras y consumos del sistema (en forma ordenada).
- predespacho horario de unidades generadoras.
- Demanda total y factores de distribución horarios asociados a cada consumo en particular.
- Mínimos técnicos y potencias máximas de generación horarios.
- Gradientes de unidades generadoras horarios.
- Tiempos de encendido y apagado de unidades generadoras, medido en el intervalo de despacho.

- Perfil de potencia eólica correspondiente a la central en estudio, en intervalos de 10 minutos.

Los datos anteriormente expuestos se almacenan en forma adecuada y, por cada despacho económico encargado al servidor, se insertan en el software DeepEdit. Posterior a cada proceso de optimización, es posible recibir y almacenar nuevamente los resultados en Matlab, para su posterior análisis.

4.3.2 Evolución temporal de las unidades

La evolución temporal de las unidades tiene relación con el ingreso o salida de generación determinada por el *Unit Commitment*. Con esto, es posible incorporar la potencia exacta que aporta cada central en alguna de estas condiciones – se conocen los gradientes de generación – para posteriormente imponerlas al modelo estático de despacho económico.

4.4 Proceso completo de OCP e interfaz gráfica

El diagrama final del proceso de OCP lo denota la figura 4.4. Además, para un correcto manejo de datos se implementa una interfaz que permite manipular las variables importantes desde Matlab: lectura de datos de entrada, requerimiento de reservas, almacenamiento de resultados y evolución de los costos marginales. De esta manera, es posible desarrollar los estudios correspondientes al SING.



Figura 4.3. Interfaz Gráfica.

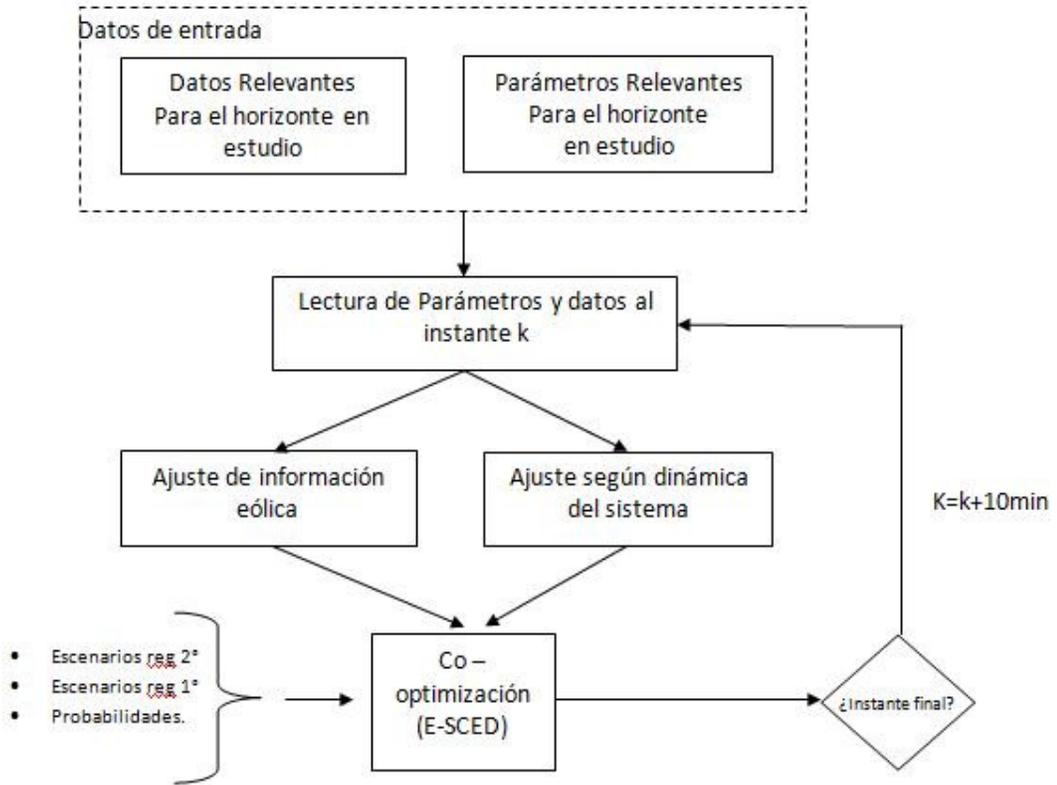


Figura 4.4 Diagrama del Proceso.

5 Implementación del Modelo

5.1 Ejemplo práctico de aplicación

Para validar el modelo se construye un sistema uninodal que permita calcular el despacho bajo diversas situaciones y bajo distintos enfoques. El tamaño del sistema permite validar desde un punto teórico: el conocer hacia donde converge el sistema ante distintos requerimientos permite comprobar el correcto funcionamiento del algoritmo.

5.1.1 Sistema Uninodal

Para validar el modelo, se dispone de un sistema Uninodal, con 2 generadores convencionales, un parque eólico y 2 cargas. El esquemático se presenta en la figura 5.1, los parámetros de simulación en la tabla 5.01; y, los escenarios de carga y viento considerados en todos los casos en la tabla 5.02.

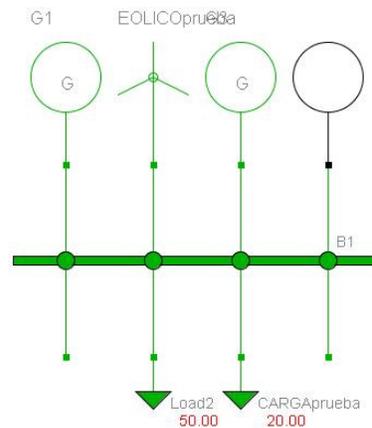


Figura 5.1. Modelo Uninodal de Validación para el Algoritmo Implementado.

Unidad	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Gradiente (MW/min)	Rpmax,up (MW)	Rpmax,dn (MW)	Cvar (\$/MWh)
EOLICOp	18	18	10	0	0	0
G1	5	35	1	10	10	7
G3	5	70	2	12	12	16
Load2	50	50				1000
CARGAp	20	20				1000

Tabla 5.02. Parámetros para las unidades del sistema.

ESCENARIO	EOLICOp prueba [MW]	CARGAp prueba [MW]	Dda neta [MW]
0	-11	-7	4
1	0	2	2
2	5	5	0
3	-8	6	14

Tabla 5.02. Escenarios de carga y viento.

El proceso de validación consta de 3 partes. En un primer lugar se efectúa un despacho económico clásico o caso base. Se busca, en este ítem, verificar el correcto funcionamiento del algoritmo: el modelo E-SCED, sin contingencias ni escenarios de regulación secundaria debiese converger a los mismos resultados que un despacho económico solamente orientado en la energía. Posteriormente se efectúa una Co optimización con requerimientos de reserva primaria y diversos escenarios de carga y viento. Esta etapa es fundamental para mostrar la evolución del sistema ante los requerimientos primarios y secundarios, obteniendo a su vez los precios por cada uno de los 5 productos asociados. Finalmente se simula un despacho económico de tipo incremental, esto es, tomando como condición inicial las consignas determinadas por la optimización anterior, pretendiendo simular un paso secuencial de la operación económica de corto plazo.

5.1.1.1 Despacho económico Clásico

Los resultados de la simulación del despacho económico clásico se muestran en la tabla 5.03.

Unidad	Pdesp (MW)	Pmax (MW)	Reserva (MW)
EOLICOp	18	18	0
G1	35	35	0
G3	17	70	53
Load2	50	50	
CARGAp	20	20	

Tabla 5.03. despacho económico Clásico.

Como es de esperarse, la central eólica y el generador G1 despachan a plena capacidad, debido a sus costos variables. La central marginal es G3, cuya potencia despachada es de 17 MW, y una reserva en giro de 53 MW¹¹. Por tanto, el costo marginal del sistema corresponde al costo variable de la última central: 16 [\$/MWh].

5.1.1.2 Despacho con contingencias eólicas

A continuación se procede con la validación para la existencia de contingencias eólicas y escenarios de regulación secundaria. Para ello se impone, en primer lugar, una contingencia en el sistema con probabilidad 0.1; y, dada la existencia de contingencias, la única asociada es la salida intempestiva de la central renovable (probabilidad condicional 1). Además se agrega un requerimiento primario de subida de 20 MW, obtenida de un estudio dinámico externo al modelo. Con ello, las consignas de potencia (despacho de energías) y las reservas de las distintas unidades vienen dadas por la tabla 5.04.

Unidad	Pdesp (MW)	P max (MW)	Rp up (MW)	Rs up (MW)	Rp dn (MW)	Rs dn (MW)
EOLICOp	18	18	0	0	0	0
G1	27	35	8	8	0	0
G3	25	70	12	6	0	0
Load2	50	50	0	0	0	0
CARGAp	20	20	0	0	0	0

Tabla 5.04. Co optimización SCED con contingencia eólica.

¹¹ Es importante, para efectos de la diferenciación de modelos, señalar que el despacho económico clásico no incorpora el producto reserva en giro, siendo esta última solo la diferencia entre potencia máxima y potencia generada.

En este caso, el despacho de energía difiere del modelo clásico, pues debe satisfacer los requerimientos de reserva primaria del sistema. Dada la restricción de reserva primaria máxima de subida para la unidad G3 (12 MW como cota máxima) G1 no puede ser despachada a plena capacidad, debiendo reducir su consigna de potencia en 8 MW para satisfacer el requerimiento total de reserva primaria. A su vez, G3 se despacha a 25 MW con 12 MW para suplir contingencias. Nótese que el conjunto satisface el requerimiento total impuesto a priori.

Por otra parte, la reserva secundaria asignada entre las unidades permite suplir todos los posibles desbalances de carga en regulación secundaria. Dado el carácter estático del despacho presentado, no se presentan restricciones adicionales a los escenarios de carga y viento. En tal caso, y debido a que la asignación de reserva secundaria viene dado por el peor caso, existe una reserva secundaria de subida de 14 MW, impuesto por el escenario 3. 8 MW es asignada a G1, mientras los 6 MW restantes quedan en manos de G3. Tal como es de esperarse, la central eólica no es capaz de variar su potencia – determinada por el viento existente en el instante – y no aporta a la reserva del sistema.

El desacople existentes entre reserva primaria y reserva secundaria se aprecia tanto en la asignación de reservas como en los precios obtenidos mediante la lectura de los multiplicadores de Lagrange. En relación con el primer punto, el algoritmo impone en forma eficiente 8 MW a la central G1, aprovechando el movimiento ya definido por la reserva primaria. De esta forma, y debido a la imposibilidad de evaluar contingencias sobre escenarios de regulación secundaria, la reserva secundaria queda completamente absorbida por la primaria, siendo esta última de mayor severidad.

En relación con los precios de los productos, el costo marginal del sistema es de 16 [\$/MWh] (impuesto por la unidad más cara). Además existen precios asociados a la regulación primaria y secundaria de subida, debido al carácter estocástico del problema. Tal como se esperaba, todas las restricciones de seguridad – ya sea para suplir contingencias como escenarios de carga y viento – poseen probabilidad no nula de ocurrencia. Por tanto, el aumento unitario de la reserva en una unidad convencional necesariamente involucra un costo de 5.65 [\$/MWh] para la reserva primaria de subida y 7.2 [\$/MWh] para la reserva secundaria, tanto de subida como de bajada. Estos valores resultan fuertemente dependientes de las probabilidades de ocurrencia de los escenarios.

CMg	(\$/MWh)
Energía	16
Rpup	5.65
Rpdn	1.6
Rsup	7.2
Rsdn	7.2

Tabla 5.05. Costos de Energías y Reservas.

5.1.1.3 Despacho incremental

Finalmente se ejecuta un despacho económico incremental, tomando como punto inicial el despacho económico anteriormente presentado. El incremento sucede en un espacio de tiempo de 5 minutos, intervalo de tiempo entre dos despachos consecutivos. Los resultados se adjuntan en la tabla 5.06.

Unidad	P desp (MW)	P max (MW)	Rp up (MW)	Rs up (MW)	Rp dn (MW)	Rs dn (MW)
EOLICOp	18	18	0	0	0	0
G1	27	35	8	5	0	0
G3	25	70	12	9	0	0
Load2	50	50	0	0	0	0
CARGAp	20	20	0	0	0	0

Tabla 5.06. Consignas de potencia y reservas despacho incremental.

Al escenario anterior se agregan las restricciones de gradiente de subida impuesto por las tasa de toma de carga de las máquinas convencionales. Esto se traduce que la central convencional G1, con un gradiente de 1 [MW/min], sólo pueda cubrir 5 MW en regulación secundaria. Por tal razón, del desplazamiento de 8 MW impuesto por regulación primaria, solo 5 pueden además ser destinados a reserva secundaria. Los 9 MW restantes se asignan a la central convencional G3.

En relación con los precios, la reserva primaria de subida toma un valor de 9.7 [\$/MWh], en donde 8.1 [\$/MWh] corresponden a la imposibilidad de cumplir el requerimiento de reserva, y 1.6 [\$/MWh] pertenecen a violar la restricción de balance en regulación primaria. El resto de los precios se mantiene sin variaciones en relación con el caso anterior,

demostrando la absorción de los escenarios de regulación secundaria por parte de los de regulación primaria.

CMg	(\$/MWh)
Energía	16
Rpup	9.7
Rpdn	1.6
Rsup	7.2
Rsdn	7.2

Tabla 5.07. Costos del despacho incremental.

5.2 Estudios de programación de operación en el SING

5.2.1 Marco general del estudio

El estudio presentado a continuación muestra la implementación del modelo antes presentado en una aplicación real: la incorporación de un parque eólico de magnitud considerable en el Sistema Interconectado del Norte Grande. En particular, se centra exclusivamente en la evolución de los costos marginales, en los montos estimativos de reservas y posibles desplazamientos de consignas de potencia debido a los escenarios propuestos para regulación secundaria. De esta forma, se busca analizar y concluir sobre los puntos presentados anteriormente.

Es importante señalar que los resultados obtenidos obedecen a casos puntuales de simulación, no obedeciendo a tendencias generales en el sistema a causa de la inserción de tecnología eólica. Un estudio acabado sobre evolución de costos marginales en el largo plazo y bajo el nuevo escenario se encuentra fuera del alcance de este trabajo.

5.2.1.1 Características del sistema

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) corresponde al sistema eléctrico que permite el suministro de energía a las regiones I, II y XV de Chile. Se rige por un pool mandatorio con costos auditados – esquema de mercado adoptado en nuestro país – en donde el operador del sistema corresponde al Centro de despacho económico de Carga (CDEC-SING) quien vela por operar a mínimo costo bajo ciertos criterios de seguridad.

Desde el punto de vista técnico, el SING se encuentra inserto en una zona de carácter árido y con un consumo fuertemente industrial (preferentemente minero). Esto trae como consecuencia algunos aspectos relevantes:

- La generación del SING es predominantemente térmica, ya sean a carbón, diesel o máquinas de ciclo combinado (Gas – Vapor). Luego, cobra importancia el modelamiento de las centrales térmicas en función de los costos de combustible.
- El sistema de transmisión presenta una topología enmallada, característica desarrollada a lo largo del tiempo debido a la importancia de sus consumos.

5.2.1.2 Escenarios de Estudio

El escenario de estudio corresponde al período de tiempo considerado en los estudios de operación económica con recurso eólico dentro de la red: predespacho de 72 horas¹² y simulaciones de despacho económico en tiempo real. Se pide, como mínimo, que cumplan los siguientes requisitos:

- El instante de simulación sea un escenario posible, esto es, dada las proyecciones de plan de obras y las inversiones eólicas que actualmente se barajan, sea completamente factible encontrar parques renovables en dicho período futuro.
- Las características técnicas relevantes sean acordes al año de emplazamiento del estudio: plan de obras adecuado (tanto en generación como en transmisión) y proyección de demanda.
- Las simulaciones representen un instante de tiempo mínimo para notar cambios relevantes en la operación de corto plazo.
- Criterio N-1 estricto, esto es, imposibilidad de desprendimientos automáticos de carga para suplir los balances generación – demanda.
- Inserción de probabilidades adecuada para denotar los estados operación normal y operación en contingencia. Se toman los mismos valores que en la validación: 0.9 y 0.1 respectivamente.

Para este estudio en particular, se utilizan datos de viento (velocidades) que son utilizados para encontrar los perfiles característicos mediante la metodología detallada en 3.3. Además, las variaciones de viento sobre su valor predicho corresponden a las fluctuaciones posibles en torno a su perfil característico, diferencias que el resto del sistema, es decir, los generadores convencionales, suplen mediante la operación en regulación secundaria.

¹² 72 horas es el tiempo mínimo para notar cambios en el predespacho, debido a los elevados tiempos de partida y parada de las unidades térmicas.

Un aspecto muy importante es que dichas diferencias no consideran todas las posibles variaciones de viento existentes durante el horizonte de tiempo del despacho. Dado que el rango de operación son intervalos de 10 minutos, se toma como supuesto que es posible predecir el recurso en dicho horizonte (escenario turbulento de viento o estimación de muy corto plazo). De esta manera, las variaciones son en torno a un perfil característico – determinado según la tendencia de la curva de potencia – y no del conjunto completo en sí. Por el contrario, y a modo de contraponer este punto, el horizonte de tiempo del predespacho hace que en dicho algoritmo pueda ser necesario considerar todos los perfiles de potencia eólica que representen la variabilidad del parque, dado que en tal intervalo (al menos diario), la estimación es menos precisa¹³.

Definido lo anterior, se escoge el año 2012 como período de simulación, incluyendo las centrales de generación proyectadas a la fecha e insertando un parque eólico hipotético en el sistema. Se toman datos de viento para el sistema, los cuales son procesados para obtener la información requerida. Los detalles de dichos perfiles, el parque generador; y, la proyección de demanda se detallan en la sección siguiente.

5.2.1.3 Metodología general del estudio del SING

Para ejecutar un estudio de operación de corto plazo en un periodo de tiempo futuro, se hace necesario coordinar herramientas de largo plazo con modelos de corto plazo. Las primeras determinan el parque generador existentes, mediante la proyección del plan de obras. Las segundas permiten operar el sistema situado en el momento de interés, esto es, obtener principalmente el pre despacho de unidades, las consignas de potencia (energía y reservas) y los costos asociados. El esquema general se muestra en 5.7.

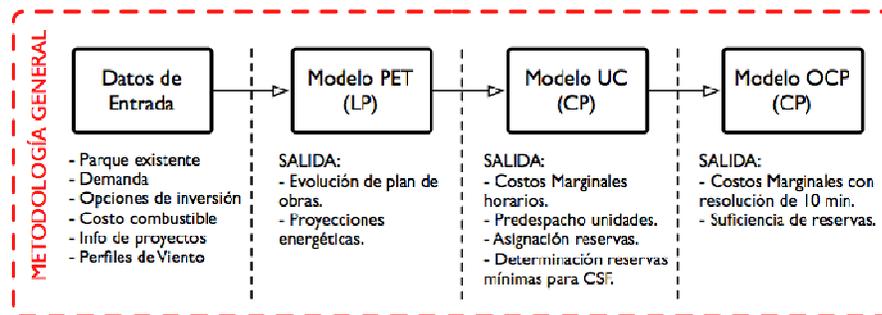


Figura 5.7. Esquema general del estudio.

¹³ No es primordial en este desarrollo presentar mecanismos de predespacho acordes al nuevo escenario energético. Sin embargo, se recomienda absolutamente su reestructuración que considere estimación de viento acorde a su horizonte de tiempo.

Para efectos de este estudio se asume un parque generador proyectado y un *Unit Commitment* acorde a las nuevas necesidades del sistema, para centrarse en forma exclusiva en el despacho económico¹⁴.

5.2.1.4 Parque Generador

Dado el plan de obras para los próximos 10 años – proyección que incluye la existencia de un parque eólico en la barra Salar 220 KV – la tabla 5.08 resume las nuevas centrales a incluir en el SING.

Central	Fuente	Pmax [MW]	Puesta en Servicio
Angamos I	Carbón	230	mar-11
Angamos II	Carbón	230	oct-11
CT Andina	Carbón	150	abr-10
Hornitos	Carbón	150	oct-10
Geotérmica SING II	Geotérmica	40	ene-11
Zofri_3	Diesel	4.8	feb-10
Geo 201	Geotérmica	40	jul-12
Geo 202	Geotérmica	40	jul-12

Tabla 5.08. Nuevas centrales en el SING.

5.2.1.5 Proyecciones de demanda

Para efectuar los estudios se tomaron previamente perfiles característicos de demanda para el año 2008¹⁵. Dichos perfiles se han proyectado en el tiempo con un incremento del 5%. La figura 5.8 ejemplifica 3 perfiles característicos para el mes de Enero del año 2012. Muy importante destacar la poca variabilidad de la carga, afirmando el carácter industrial de los consumos. El mismo esquema se manifiesta en los análisis correspondientes al mes invernal.

¹⁴ El plan de obras y el pre despacho se obtienen con herramientas externas que, si bien afectan al problema de operación, no son detallados por no encontrarse en el alcance del trabajo.

¹⁵ Perfiles de demanda típicos se encuentran en los informes de Peajes del CDEC – SING.

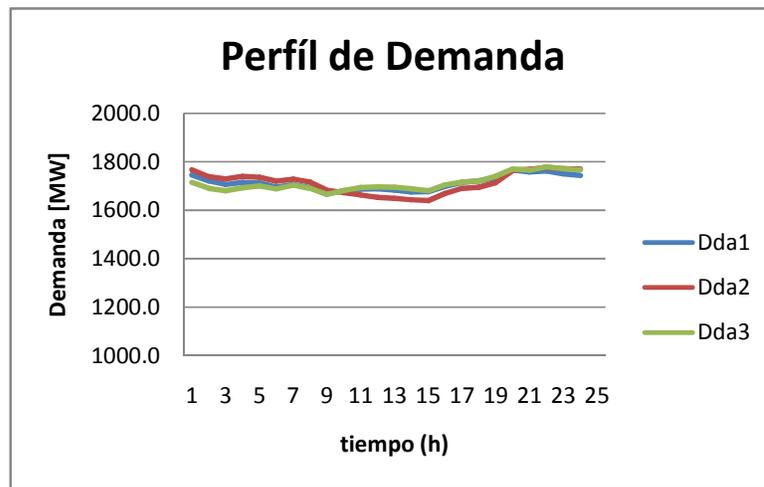


Figura 5.8. Perfiles característicos de Demanda.

5.2.1.6 Incorporación de reservas pronta

Para efectuar las simulaciones de corto plazo, se considera además la incorporación de reserva pronta. Para ello, existe un conjunto de generadores diesel cuya finalidad es otorgar seguridad al sistema (generadores de respaldo). Entre sus características comunes se encuentran:

- Elevado costo variable. Sus costos se encuentran por sobre el costo marginal promedio, ratificando el carácter de respaldo.
- Unidades de partida rápida. En menos de 10 minutos estas unidades pueden encontrarse completamente operativas. Por ello, son catalogadas como reserva pronta.
-

Dados los puntos anteriores, es posible incorporar los generadores de la tabla 5.09 con potencia mínima nula, de tal forma que, en caso de ser necesario, el algoritmo decida despacharlas para cubrir variaciones importantes en regulación secundaria. Es de esperarse que, exceptuando variaciones importantes de carga y/o viento por sobre su clúster no cubiertas por el algoritmo de predespacho, no exista generación de respaldo.

Unidad	Fuente	Pmax [MW]
GMAR	Diesel	8.4
MAIQ	Diesel	5.64
MIIQ2	Diesel	1.41
MIIQ6	Diesel	1.41
MSIQ	Diesel	5.9

Tabla 5.09. Generadores de Respaldo.

5.2.1.7 Unit Commitment

El proceso de *Unit Commitment* asociado al problema de operación con viento toma un carácter estocástico. Debido al poco conocimiento del recurso en el horizonte de tiempo del predespacho, se hace necesario considerar todos los posibles perfiles de viento – en conjunto – para obtener el cronograma de arranque y detención de unidades generadoras. De esta manera, es posible asegurar el suministro de energía para el tiempo que abarca el problema.

El problema de optimización que resuelve dicho problema es de carácter entero – mixto. La información adicional con respecto a su par determinístico (el que resuelve el problema sin centrales renovables) son los perfiles de viento y las probabilidades de ocurrencia. De esta manera, se minimiza un costo de generación esperado en torno a escenarios definidos por los posibles perfiles de viento para el período, y en donde la variable común para todos ellos es el cronograma de unidades que estarán operativas para el periodo en consideración. De esta forma, las unidades encendidas son capaces de cubrir la demanda en forma independiente al perfil de viento. Un esquema del modelo se manifiesta en la figura 5.9.

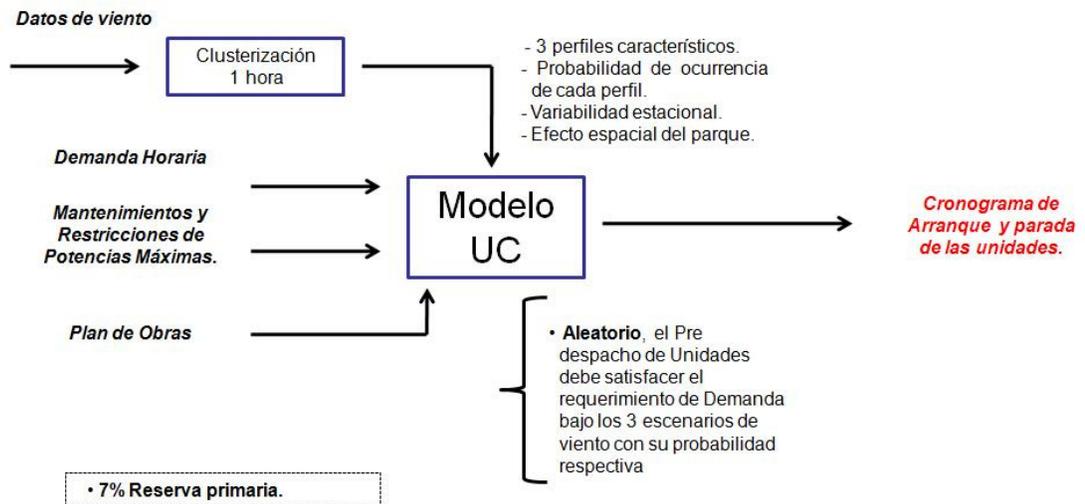


Figura 5.9. Modelo de predespacho.

El estudio detallado del modelo se encuentra fuera del alcance de este proyecto. Por tanto sólo se toma como dato de entrada al despacho económico.

Por último cabe destacar el enfoque orientado a reserva secundaria, disminuyendo las potencias máximas de las unidades convencionales en un 7% para cubrir, con dicho margen, desviaciones producto de fallas intempestivas en la red¹⁶.

5.2.1.8 Escenarios de viento

Para el período en estudio se cuenta con información sobre velocidades de viento cada 10 minutos. Luego, mediante el procesamiento de datos detallado en el capítulo 4 es posible construir 2 o 3 perfiles característicos (según sea la variabilidad del recurso) para el mes de análisis. Se muestran en la figura 5.10 los elementos propios para los datos correspondientes al mes de Enero.

¹⁶ Esta es la forma en que actualmente opera el CDEC y dado que el Pre despacho proviene con tal margen, es prudente mantener tal característica en el modelo de operación de corto plazo.

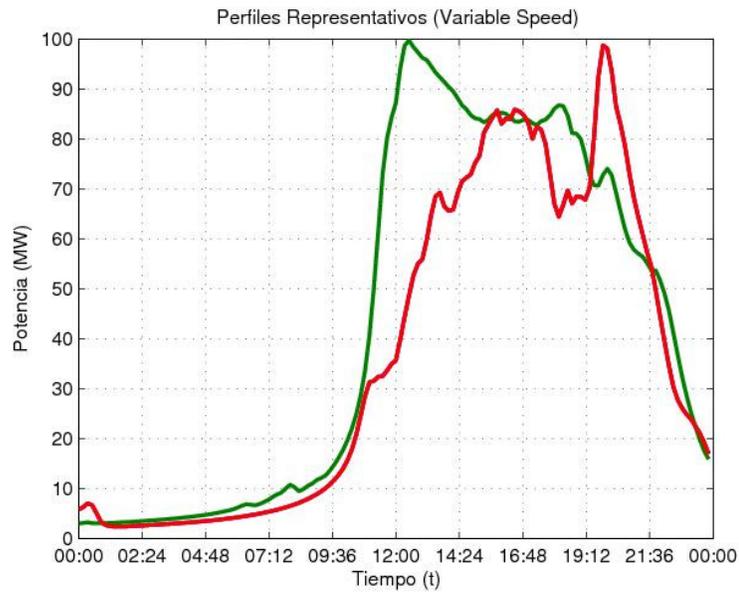


Figura 5.10. Perfiles característicos Enero.

Del conjunto de perfiles se escoge uno en particular para efectuar el análisis correspondiente. Si además se incluyen todas las curvas que son representadas por dicho perfil, es posible determinar las desviaciones porcentuales y la probabilidad asociada. Siendo consecuente con la literatura se tratan la variabilidad mediante una función de distribución Normal de media cero y cierta varianza, obtenida directamente de los datos. Tomando como base la función Gaussiana de media nula y varianza 0.59 – obtenida directamente de los datos – la distribución continua y su correspondiente discretización se muestran a continuación.

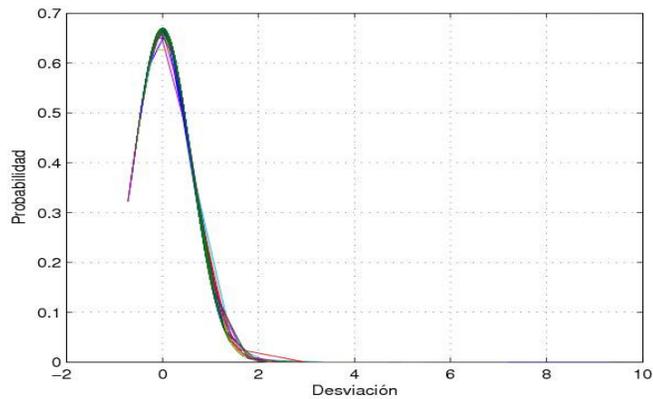


Figura 5.11. Desviaciones. Normal (0,0.59).

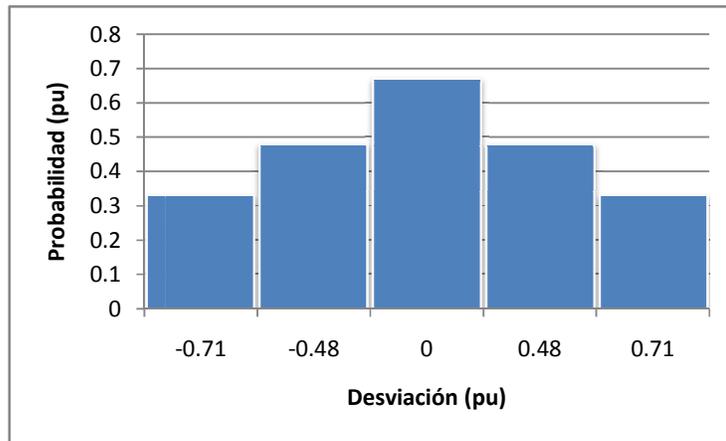


Figura 5.12. Desviaciones. Normal Discretizada.

El uso de un perfil de viento y desviaciones en torno al clúster se justifica por el horizonte de tiempo del proceso de despacho. En intervalos de 10 minutos, y con información *intra horaria* es posible determinar con exactitud qué perfil es el correspondiente para la hora en estudio. Sin embargo, no es posible determinar con exactitud la curva que se manifiesta en dicho momento, razón por la cual se hace necesario incluir la reserva secundaria correspondiente.

Es importante destacar que la discretización anterior no concuerda con el hecho que las probabilidades sumen 1 en su totalidad. En efecto, de la distribución de Gauss se toman 5 puntos en representación del total. Por ello, se hace necesario escalar las probabilidades antes encontradas con tal que representen el total de escenarios bajo un análisis de no contingencia. De esta manera, el caso base (estimación absoluta) más los escenarios de carga y viento descritos son las únicas posibilidades en las cuales se puede encontrar el sistema y, por ende, la suma de las probabilidades es 1.

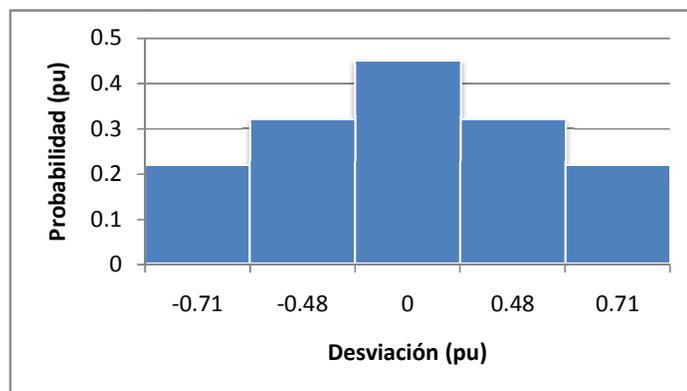


Figura 5.13. Discretización Normalizada.

Un aspecto desfavorable es no contar con un set suficiente de datos (al menos 5 años) para efectuar un análisis detallado del recurso. En particular, las distribuciones de probabilidad serán únicas para todo el horizonte de estudio, no haciendo distinción entre las distintas horas del día.

El mismo análisis anterior se efectúa para el otro mes de datos: Julio. Sus resultados se incorporan directamente en las simulaciones correspondientes.

5.2.2 Operación del SING con incorporación eólica

5.2.2.1 ENERO 2012

a Perfil de viento y parámetros técnicos adicionales

Tal como se ha mencionado, el perfil de simulación corresponde a uno de las curvas representativas del mes en estudio. Para este caso, se toma la curva roja de la figura 6.4. Ella corresponde a un perfil de viento dado – obtenido entre los perfiles de análisis según metodología mostrada en el capítulo 3 – y muestra todos los aspectos importantes para un problema de operación: potencia característica (estimación) y variaciones de viento (variabilidad).

El sistema de transmisión bajo el nuevo escenario presenta congestiones en las Líneas *Collahuasi – Encuentro* y *O’Higgins – Mejillones*. Dado que no es objetivo del estudio desarrollar una planificación en transmisión, se opta por duplicar estos circuitos. Se estima que el aumento de pérdidas sea mínimo y no posean influencia en los resultados del proceso (pérdidas menores a un 3%).

b Resultados Obtenidos

c Costo Marginal

La figura 5.14 muestra la evolución del costo marginal en la barra Crucero 220kV para 1 día de Simulación.

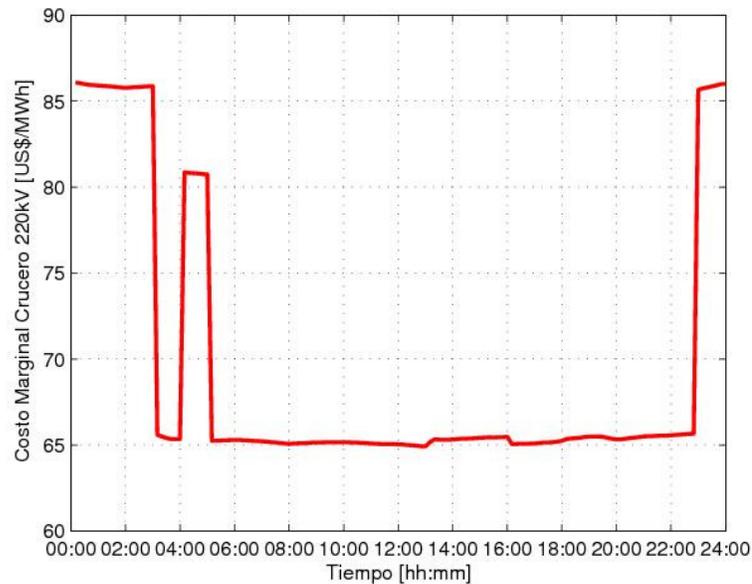


Figura 5.14. Costo Marginal en Crucero 220kV.

Del gráfico anterior puede denotarse 3 posibles estados del sistema, según la central que se encuentre marginando:

- Al comienzo y final de cada período el costo marginal supera los 85 [USD/MWh]. Dicho valor es impuesto por el segundo ciclo combinado de Gas Atacama, cuyo costo variable asciende a 84 [USD/MWh]. Las diferencias son explicadas por las penalizaciones correspondientes a las pérdidas en transmisión.
- Durante la hora 04:00 se obtiene un costo marginal de 81 [USD/MWh]. Es un instante de transición en donde la unidad CC2 aún margina (dado un cambio de configuración en dicha hora) en conjunto con la unidad CTANDINA, de costo variable 51 [USD/MWh]. Con ambas cubriendo el incremento marginal de potencia en el sistema, se logra el valor mostrado.
- Para el resto del día el costo marginal toma el valor de 65 [USD/MWh]. En tal caso, la unidad de Gas Atacama (CC2) baja su consigna a mínimo técnico, dejando a U16 como unidad marginal.

Es bueno aclarar que la segunda situación descrita denota un estado transitorio del despacho y no debiese considerarse como una condición relevante. Lo anterior se debe al horizonte de muy corto plazo de la operación, en donde es necesario modelar en forma detallada variaciones de las centrales térmicas y en particular de los ciclos combinados. Eliminando tales estados, puede plantearse que el sistema se encuentra en dos estados de operación, caracterizados por las unidades CC2 y U16 respectivamente.

Para efectuar un análisis relacionado con las centrales renovables en estudio, es conveniente ilustrar en el mismo gráfico la generación eólica y el costo marginal de la barra analizada. Esto lo muestra la figura 5.15.

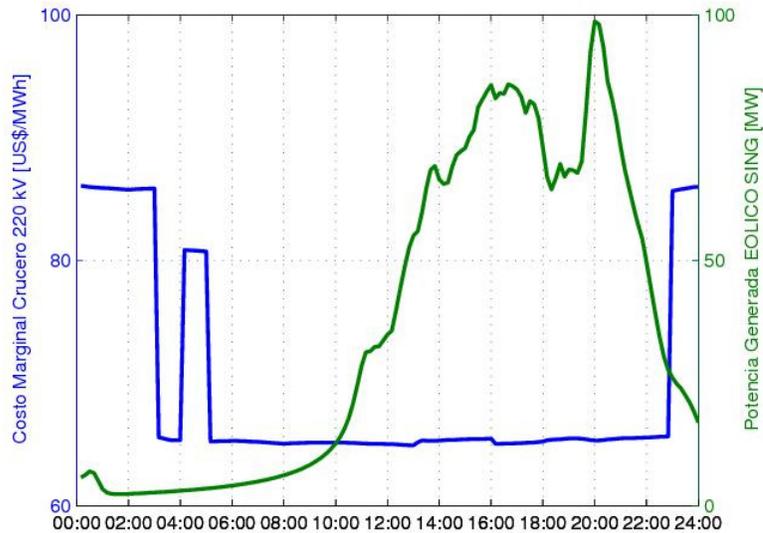


Figura 5.15. Costo Marginal y Perfil de Generación.

Se aprecia en la figura anterior una correlación entre el incremento de potencia de la central renovable y la disminución del costo marginal en el sistema. El viento incrementa su velocidad – y por ende aumenta la potencia eólica generada – entre las 6:00 y las 20:00 horas, momento en el cual el SING presenta su menor costo marginal. Al disminuir el viento, vuelven a incrementarse el precio spot de la energía.

d Variabilidad del Recurso

La figura 5.16 muestra la demanda residual, esto es, demanda del sistema menos generación eólica.

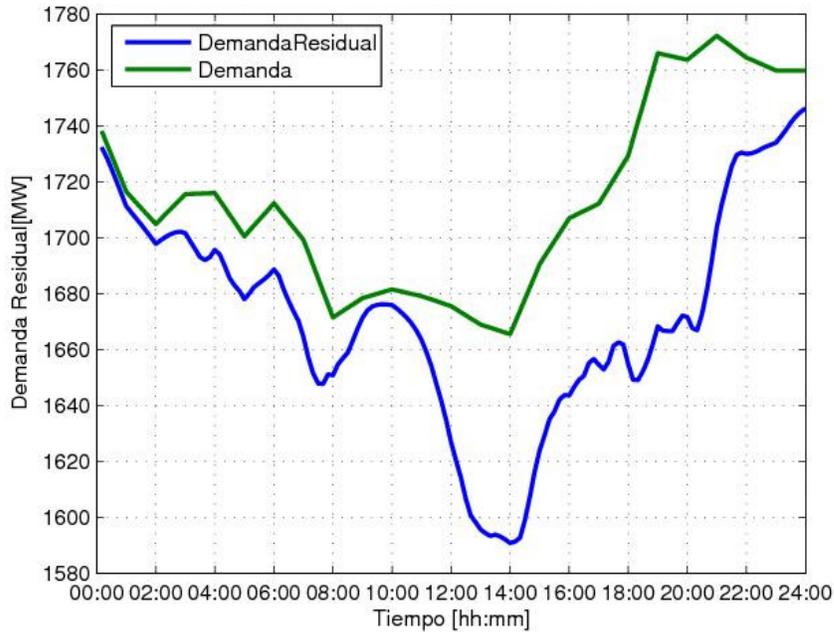


Figura 5.16. Demanda Residual.

La figura anterior muestra la variabilidad de la demanda residual, en comparación con el consumo del sistema. Se aprecia un incremento entre valor mínimo y potencia máxima. Por tanto, las unidades convencionales deben ser capaces de reaccionar ante tales diferencias. En condiciones normales, éstas cubren un incremento aproximado de 100 MW entre la hora 14:00 y la hora 18:00. Bajo el nuevo escenario, dicha diferencia aumenta en un 80%.

En relación con este punto, los resultados obtenidos permiten deducir la existencia de suficiente reserva en giro para satisfacer tal incremento de potencia. Durante el período en cuestión no hay activación de reserva pronta – no considerada en el algoritmo de predespacho – que denote la necesidad de incorporar nuevas unidades en reserva secundaria. Luego, el nuevo algoritmo de predespacho previno en forma adecuada la situación generada, dejando que las unidades en operación fueran las encargadas de cubrir la situación presentada.

Un punto muy importante es la no generación de unidades de respaldo durante el período de análisis. Lo anterior se explica por la suficiente reserva en giro y las elevadas tasas de toma de carga de generación existentes en el SING. Las unidades presentes, y en particular las de ciclo combinado, pueden incrementar rápidamente su generación en muy poco tiempo. Por tanto, desde el punto de vista de la estabilidad de largo plazo y bajo un mecanismo adecuado de planificación y operación de corto plazo, el sistema eléctrico es

capaz de soportar la entrada de un parque eólico con las características señaladas sin adicionar unidades en esta instancia del proceso de operación.

5.2.2.2 JULIO 2012

a Perfil de viento y parámetros técnicos adicionales

Dado el nuevo mes de estudio, es necesario implementar el análisis del recurso eólico a los nuevos datos, obteniendo por resultado los siguientes perfiles representativos.

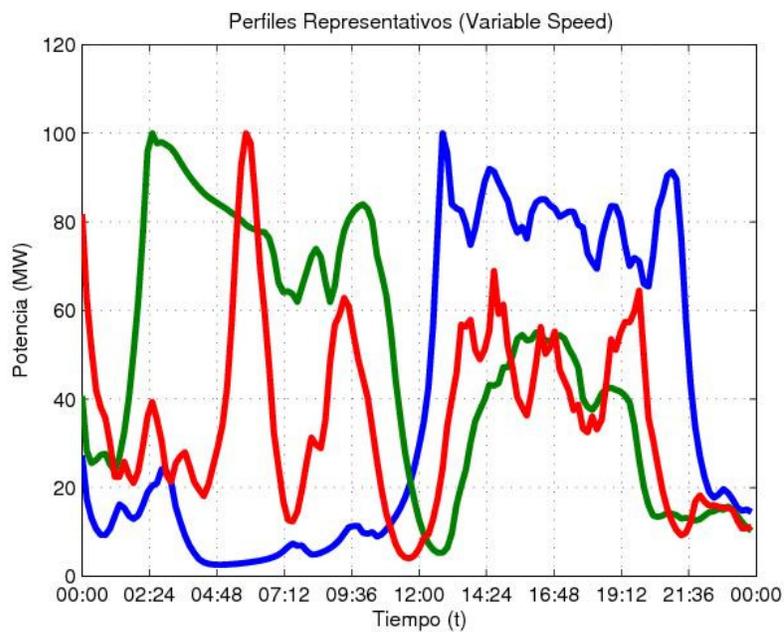


Figura 5.17. Perfiles para el mes de Julio.

Para la simulación a realizar se escoge la curva representativa de los vientos nocturnos (curva verde), con el afán de distinguir el perfil del elegido en el mes anterior. Además, es preciso señalar que no es necesario ampliar la transmisión en relación con Enero. Con ello, los resultados se muestran a continuación.

b Resultados Obtenidos

c Costo Marginal

La figura 5.18 denota el costo marginal obtenido durante un día de simulación para el mes en análisis.

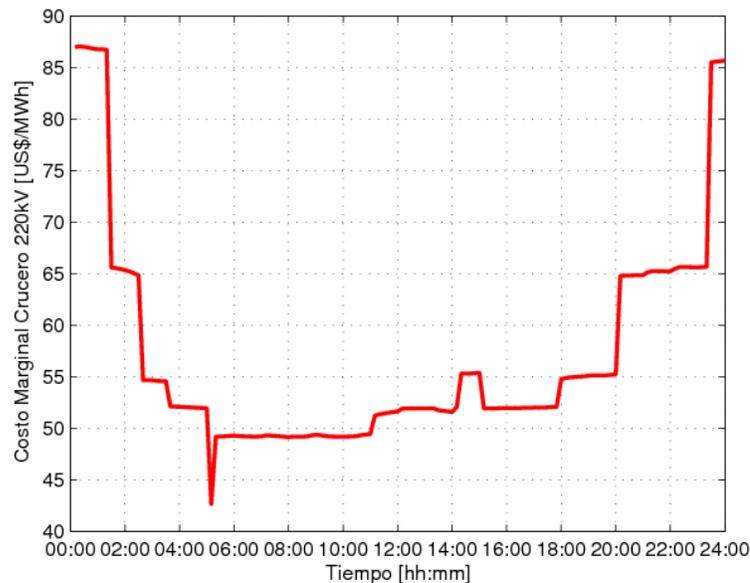


Figura 5.18. Costo Marginal Crucero 220 kV.

Puede apreciarse en la figura anterior que el costo marginal varía en el transcurso del día entre 42 [USD/MWh] y los 87 [USD/MWh]. Las centrales que marginan en este período van desde CTM2 hasta los ciclos combinados CC1 y CC2. Exceptuando las diferencias transitorias (como por ejemplo en la hora 5:00) Los dos bloques característicos son:

- Costo marginal de 87 [USD/MWh] correspondiente a central CC1.
- Costo marginal de 48 [USD/MWh] correspondiente a unidad CTM2.

En relación con la central renovable, nuevamente es posible apreciar una disminución de costos marginales en instantes de viento máximo. Se aprecia en la figura 5.19.

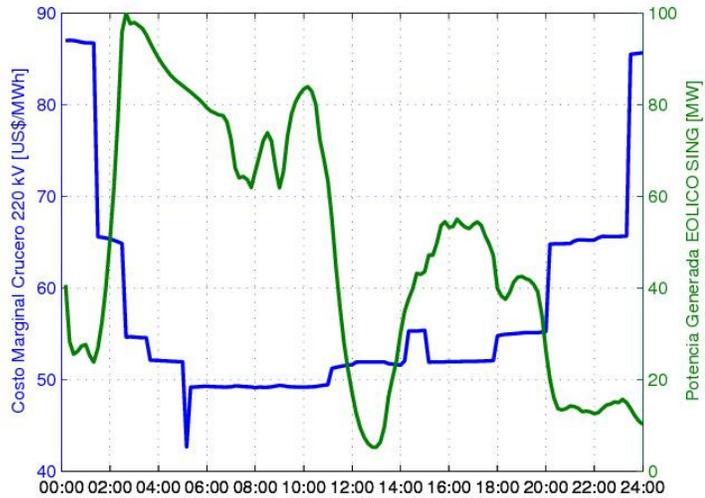


Figura 5.19. Generación eólica y costo marginal.

d Variabilidad del recurso

Al igual que en caso anterior, no se presenta generación de motores diesel, corroborando la capacidad de las centrales convencionales para cubrir escenarios de regulación secundaria. En este caso, la variación de demanda neta supera los 200 MW entre las 10:00 y las 20:00 hrs. Los ciclos combinados operan muy cerca de su mínimo técnico – incluyendo esa condición – durante gran parte del día, otorgando mayor reserva al sistema y permitiendo cubrir los escenarios descritos.

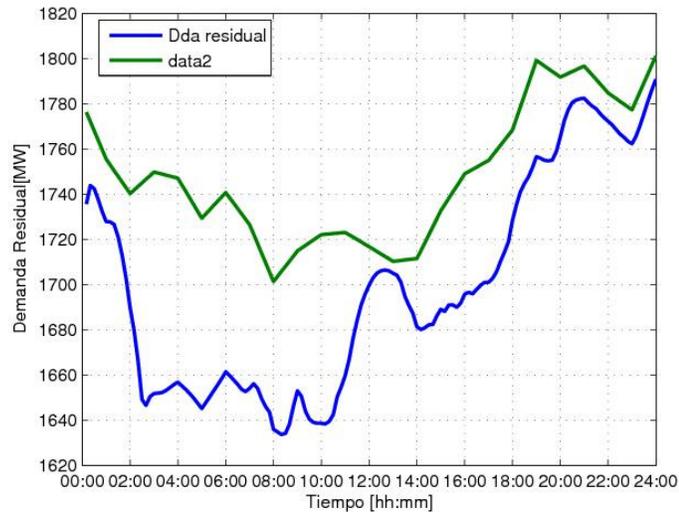


Figura 5.20. Demanda Neta y Demanda Julio.

5.2.3 Análisis de Resultados

5.2.3.1 Características Generales

Para efectuar un análisis del recurso se procede a comparar los resultados con su símil sin viento. Para ello se realizan las mismas simulaciones, forzando la inexistencia del parque eólico. Cabe señalar que, en este último caso, al no existir un recurso fuertemente estocástico se recupera el actual algoritmo de *Unit Commitment*, esto es, una minimización determinística de los costos incurridos.

Un punto importante a destacar es la capacidad de reserva secundaria que presenta el sistema en sus versiones con y sin generación eólica. Si bien no es fácil obtener los niveles explícitos para el período en cuestión – principalmente por la dinámica del proceso y el modelamiento de los ciclos combinados – es posible mostrar la generación de las unidades en función de su potencia máxima. Se espera que en los meses con mayor variabilidad eólica el sistema posea mayor holgura; y dentro de un mismo mes, que la operación con viento incremente los mínimos técnicos.

Por último, se agrega una breve comparación (En potencia activa despachada) del modelo de despacho económico con su equivalente para sistemas determinístico.

5.2.3.2 Enero 2012

a Costo Marginal

Con las características antes mencionadas, la figura 5.21 muestra el costo marginal para la barra Crucero en sus versiones con y sin recurso renovable.

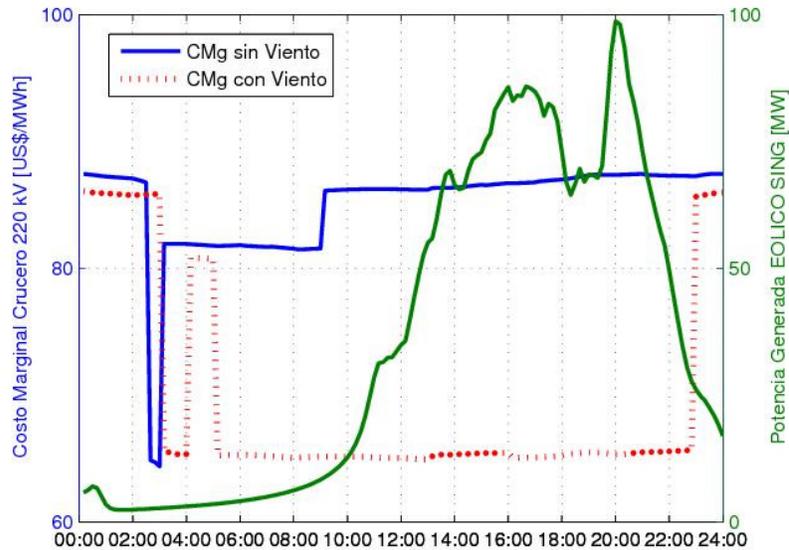


Figura 5.21. Comparación de costos en barra Crucero 220 kV.

El gráfico anterior muestra que efectivamente existe una correlación entre disminución de costo marginal y energía eólica. El incorporar dicha central, se opera a menor costo por un periodo prolongado de tiempo.

Entrando en el detalle, es importante notar la similitud de costos las primeras horas de simulación. Durante el periodo, el parque posee escasa generación debido a la falta del recurso. A medida que aumenta su potencia, se observan las diferencias en el marginal. En particular, entre las 10:00 y las 22 horas se corrobora tal distinción.

La evaluación anterior muestra el efecto del viento en la operación económica del sistema, es decir, el conjunto predespacho – despacho económico. Para notar los impactos del recurso en el despacho en tiempo real es necesario considerar el mismo *Unit Commitment* en ambos casos. Los resultados obtenidos se muestran en 5.22.¹⁷

¹⁷ El análisis propuesto denota en forma precisa el impacto del viento en el despacho de unidades. Sin embargo, es importante señalar que corresponde a una situación ficticia, pues de considerar energía renovable, las modificaciones a la operación comienzan al menos en el predespacho, con una versión adecuada del modelo.

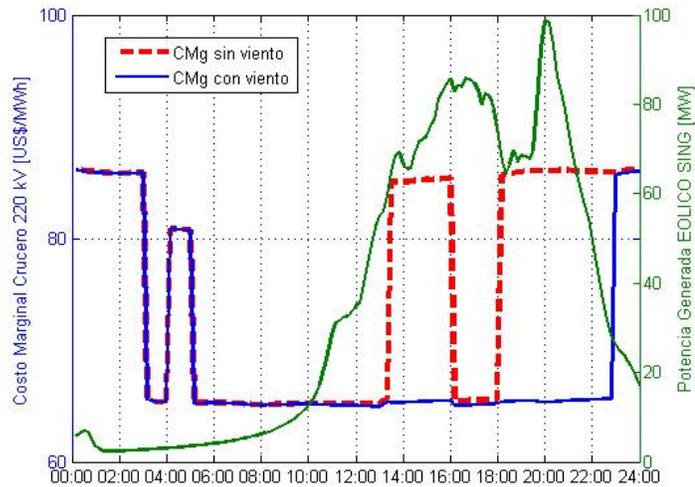


Figura 5.22. Evaluación del recurso eólico.

A diferencia del gráfico anterior, las disminuciones en este proceso corresponden en forma exclusiva al **recurso viento en el despacho**. Nótese cómo los costos son idénticos para las primeras 13 horas, dejando las disimilitudes para los bloques con elevada presencia del energético primario.

b Operación y reservas

Las figuras 5.23 y 5.24 muestran la operación promedio¹⁸ de las unidades del SING en conjunto con la potencia máxima alcanzada para las simulaciones con y sin parque eólico respectivamente.

¹⁸ El concepto promedio permite extirpar las variaciones cuasi estáticas del modelo y que no reflejan un estado de operación importante, como por ejemplo, algún cambio de configuración en las unidades de Gas Atacama.

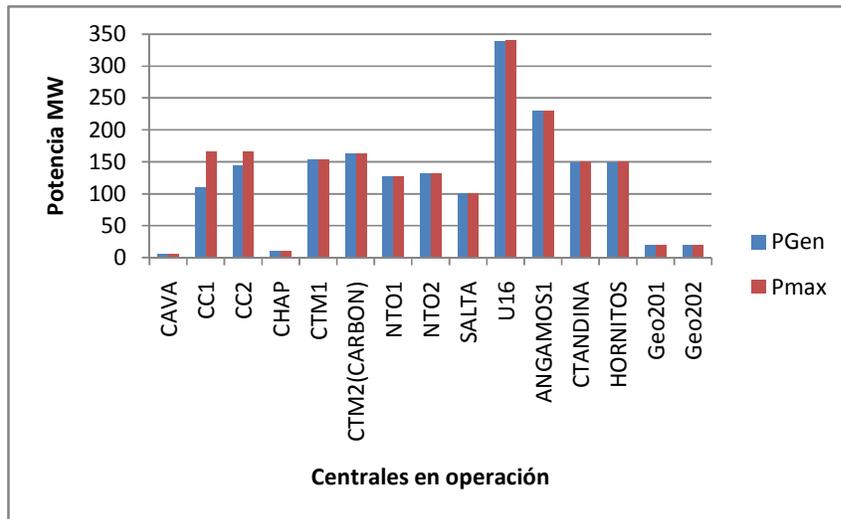


Figura 5.23. Operación de las unidades convencionales del SING. Escenario con viento.

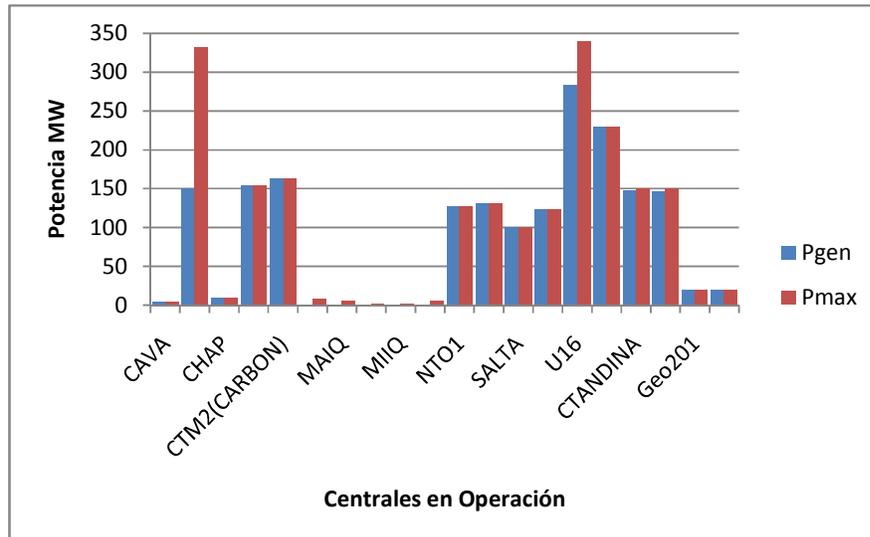


Figura 5.24. Operación de las unidades convencionales del SING. Escenario sin viento.

Las figuras anteriores muestran la importancia de los ciclos combinados en la reserva del sistema. Para un escenario convencional, las unidades en cuestión operan con potencia cercana a la máxima, en configuración “TG+0.5 TV”, es decir, una turbina a gas y la turbina de vapor (166 MW de Potencia máxima). Con esto, la reserva en giro resulta suficiente para cubrir variaciones de demanda. Por el contrario, al incorporar recursos estocásticos, las unidades cambian su configuración utilizando ambas turbinas a gas y la de vapor correspondiente (“2TG+TV”), sólo que en este caso operan en torno al mínimo técnico. De esta forma, se ha incrementado la reserva en giro del sistema (Potencia máxima 332 MW) para satisfacer la demanda ante cualquier perfil de generación eólica.

5.2.3.3 JULIO 2012

a Costo Marginal

Se repite el mismo procedimiento anterior para el mes de Julio. En este caso, el costo marginal asociado es el siguiente.

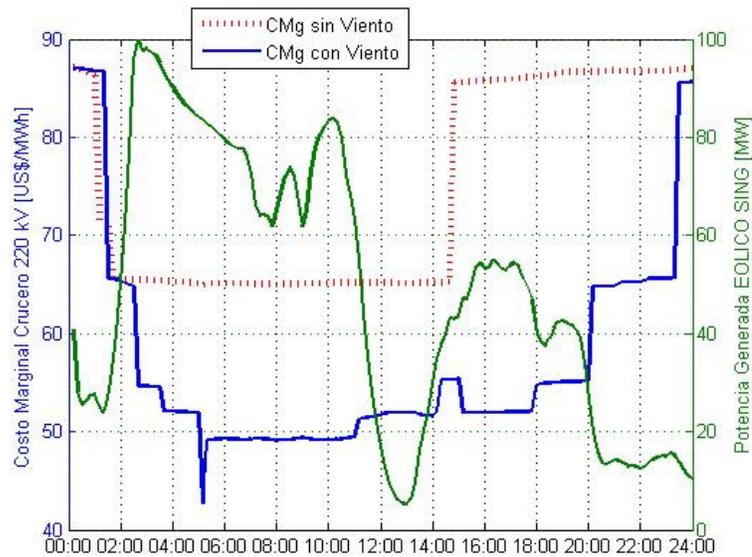


Figura 5.25. Comparación de costos en barra Crucero 220 kV.

En este caso el costo marginal sin viento disminuye notoriamente en relación con su similar sin el recurso. Destaca la gran cantidad de horas en el cual existe el energético en cuestión. El rápido aumento de viento permite la disminución del costo marginal durante las primeras horas del día, manteniéndose durante toda la jornada. Con ello, puede deducirse que una central eólica de 100 MW nominales puede influir notoriamente en el precio spot de la energía, siempre y cuando se observen regímenes de viento como el considerado en estos estudios.

b Operación y reservas

Para este período, la operación promedio del sistema en ambos casos queda descrita como se muestran a continuación.

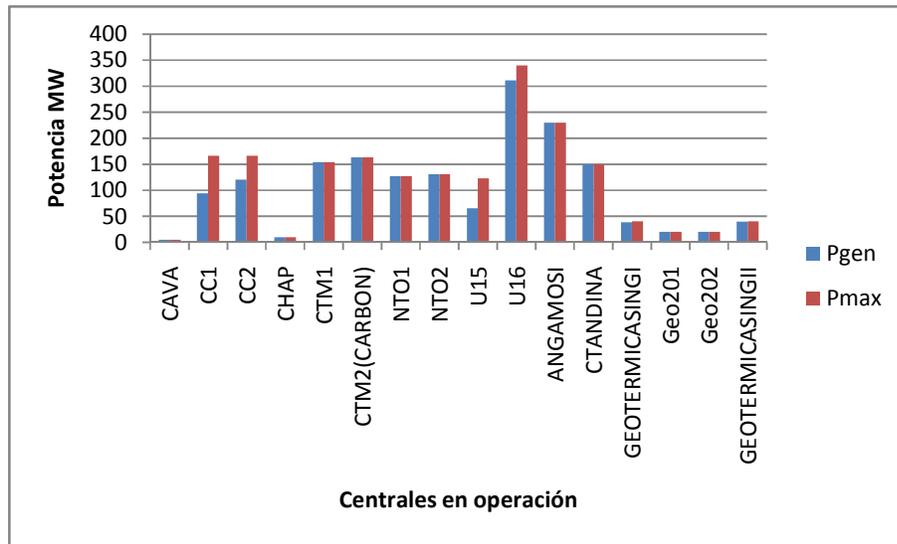


Figura 5.26. Operación de las unidades convencionales del SING. Escenario sin viento.

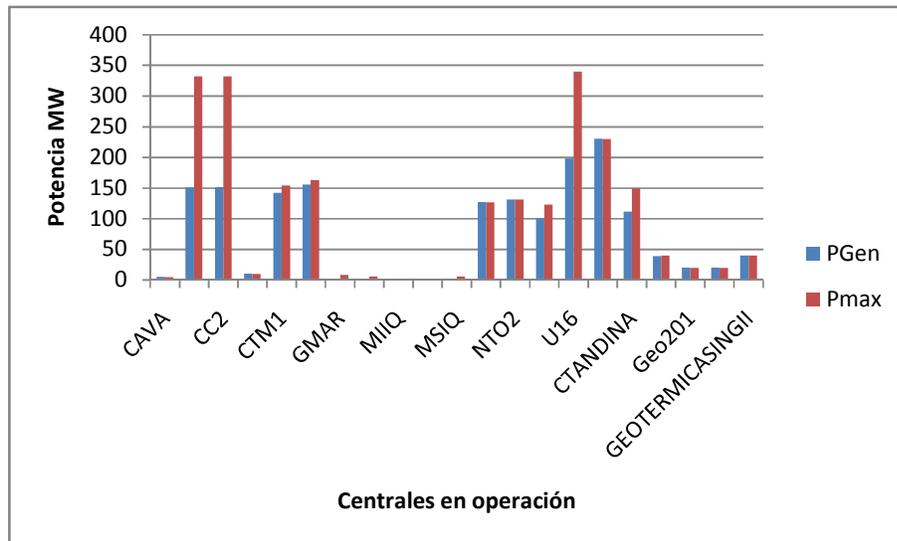


Figura 5.27. Operación de las unidades convencionales del SING. Escenario con viento.

Nuevamente se aprecia el aumento de reserva en los ciclos combinados de Gas Atacama, amplificado por la configuración existente. Nótese cómo este aumento es mayor que el equivalente para el mes de Enero. La variabilidad del recurso eólico se manifiesta notoriamente en el manejo de reservas secundarias, traducida en unidades a mínimo técnico y/o, como ocurre en este caso, en cambios de configuración de los ciclos combinados.

5.2.3.4 Modelo Determinístico de despacho económico

Para efectuar dicha comparación se implementa en forma paralela el algoritmo determinístico de despacho económico con restricciones de seguridad y Co optimización de energía y reservas implementado en [2]. En él, las desviaciones de demanda son las que caracterizan dos escenarios de regulación secundaria. El detalle del modelo se presenta en los anexos al estudio.

Para efectuar el análogo correspondiente, se ingresa un requerimiento total de reserva secundaria de subida de 70 MW (la variación máxima del parque). Esta se distribuye a prorrata entre los consumos. La figura 5.28 muestra los costos marginales de ambos modelos.

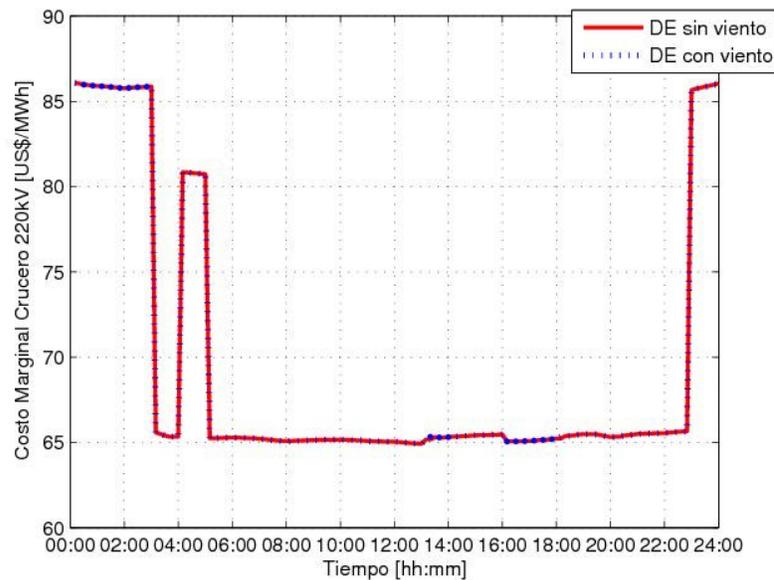


Figura 5.28. Comparación de modelos de despacho económico.

En términos energéticos (consignas de potencias de las unidades), ambos despachos otorgan los mismos resultados. Si bien, la asignación específica de reservas entre los agentes es distinta – debido a la estocacidad no presente en el modelo usado de comparación – la idéntica evolución de costos marginales permite ratificar la no influencia del modelo en el precio spot de la energía.

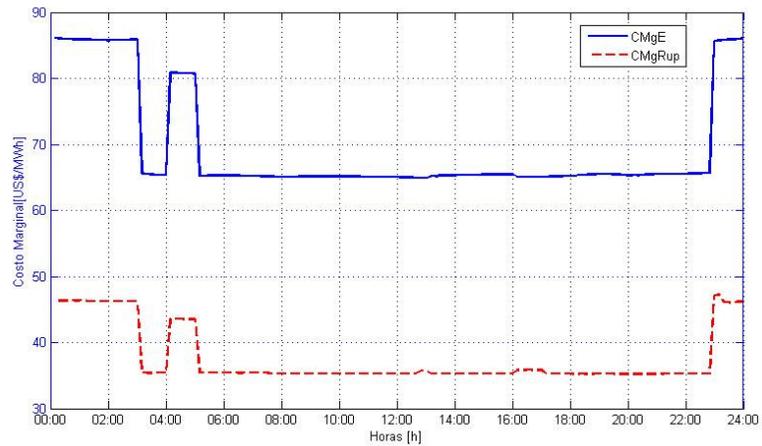


Figura 5.29. Precios de Reserva secundaria en el modelo estocástico.

En relación con los precios de reserva secundaria, se observa que el modelo estocástico otorga valores no nulos en relación con este producto. Sin embargo, corresponde a la ponderación probabilística de los escenarios de carga y viento y no costos provocados por movimientos en las consignas de potencia. En efecto cabe señalar que:

- El modelo determinístico valoriza la reserva secundaria con precios nulos. En éste caso, sólo existe precios asociados cuando el cumplimiento de restricciones de seguridad implica un movimiento en las consignas de potencia entre las centrales convencionales y, por ende, un aumento del costo de operación del sistema.
- Los precios del modelo estocástico siguen la misma tendencia de los costos marginales del sistema, siendo una simple ponderación de ellos. Esto corrobora el nulo efecto del viento en la regulación secundaria.

6 Conclusiones

El trabajo presentado muestra en forma clara el impacto de la generación eólica en la operación de corto plazo de los sistemas eléctricos. Para ello, se han abarcado dos aspectos fundamentales: un análisis previo sobre el recurso eólico que entrega como resultados los perfiles de generación característicos para la operación de las centrales renovables; y un modelo de despacho económico estocástico que permita llevar a cabo tanto la asignación de consignas de potencia activas, reservas primarias y reservas secundarias, como también una tarificación *Ex – ante* de dichos productos. De esta manera, se sientan las bases sobre cómo debiera modificarse el modelo de despacho económico en un sistema donde el recurso eólico ya es una realidad.

Un aspecto fundamental es el análisis previo del recurso en las zonas de emplazamiento de las centrales. Obtener perfiles adecuados posee vital importancia, pues alimenta todos los procesos existentes en el corto plazo, y en especial los algoritmos de despacho. Una mala estimación puede llevar a resultados completamente erróneos, como por ejemplo sub o sobreestimación de las reservas en predespacho, impactando la operación a mínimo técnico y generando sobrecostos en el sistema. Las curvas obtenidas representan el fenómeno descrito, sin perder de vista el fenómeno climático – variabilidad estacional – y adquiriendo los aspectos técnicos relevantes en un parque eólico.

Cumpliendo con el objetivo principal del estudio, el algoritmo de despacho económico con energía eólica presenta en forma clara y concisa cómo se incorpora el recurso renovable en este segmento del proceso de operación. Se diferencian los conceptos de estimación y variabilidad: mientras el primero se define mediante perfiles, el segundo es cubierto con reserva secundaria, previamente habiendo definido escenarios mediante algún mecanismo adecuado. La operación económica se torna estocástica, donde se minimiza un conjunto de escenarios determinados por la existencia de contingencias y variaciones del recurso renovable y los consumos. Se asignan 5 productos principales: potencia activa, reservas primarias y reservas secundarias (estos últimos tanto de subida como de bajada), en donde, si bien se analiza en forma conjunta todos los escenarios existentes, la variable fundamental es la potencia activa y ella determina la operación real del sistema para el instante de interés. Una excelente analogía es el modelo estocástico de predespacho (propuesto para los sistemas con energías renovables y utilizadas en los estudios efectuados en el presente trabajo). En este último, si bien se optimiza en forma conjunta la operación del sistema ante diversos escenarios definidos por los perfiles de energía eólica, y con ello obtener consignas de potencia por cada situación de operación, la determinación del cronograma de arranque y detención de unidades generadoras es uno sólo, común para las situaciones contempladas. En el caso del despacho económico propuesto, se minimiza un costo de operación esperado

de un conjunto de estados del sistema previamente definidos, pero las consignas de potencia de las unidades generadoras son las mismas (y comunes) para todos los casos.

El análisis de operación económica en el Sistema Interconectado del Norte Grande permite mostrar la evolución de las máquinas utilizando el modelo propuesto. Al respecto, Puede denotarse cómo en los distintos escenarios de viento existe una disminución del costo marginal por efecto de introducir dichas centrales. Además, el incorporar viento no incrementa unidades a mínimo técnico para efectos de obtener una mayor reserva, sino que modifica la configuración de los ciclos combinados para tal propósito. Se vuelve a destacar la validez restringida del estudio, para los casos puntuales de simulación y bajo los regímenes de viento considerados.

Muy importante en todo el proceso de operación de corto plazo es contar con las unidades necesarias para suplir variaciones de carga y viento. El incremento de reserva no solo asegura cubrir distintos escenarios de viento, sino además implica satisfacer las variaciones típicas en tiempo real. El predespacho incrementa de tal modo las reservas que de paso permiten suplir desviaciones posibles a nivel de despacho sin recurrir a elementos adicionales. En el SING no existe un ajuste adicional en la consigna de potencias en relación con su símil sin viento dado que las mismas unidades se encargan de cubrir tales desviaciones, sin una reasignación de recursos. Para ello, resulta fundamental que el sistema posea elevadas tasas de toma de carga, principalmente de las unidades de ciclo combinado.

Como trabajo futuro, es evidente la necesidad de concentrarse en el algoritmo de predespacho, pues es el punto clave en un proceso de operación con viento. El desarrollo de un algoritmo que incluya en forma adecuada el recurso eólico es fundamental para completar los estudios de operación bajo este escenario. Además:

- Desarrollo de algoritmos de estimación de viento para centrales en nuestro país que permitan la implementación del algoritmo en estudios online.
- Desarrollo de un modelo de predespacho para un sistema que incluya centrales eólicas en su parque generador.
- Incorporación de modelos matemáticos que representen un nivel de automatización apropiado – de tipo SCADA – para adecuar el algoritmo de despacho económico en implementaciones de tiempo real.

Por último, cabe destacar la implementación computacional en los programas correspondientes, logrando el objetivo de complementar una herramienta ya existente que permita realizar en forma eficiente esta clase de estudios.

REFERENCIAS

- [1]. Francisco Galiana, F Bouffard, José M. Arroyo and J. Restrepo. *Scheduling and Pricing of Coupled Energy and Primary, Secondary, and Tertiary Reserves*. Proceedings of the IEEE Vol 93. 11 noviembre 2005.
- [2]. Carlos Alberto Suazo Martínez. *Modelo de asignación de responsabilidades para servicios complementarios de regulación de frecuencia*. Tesis y Memoria. Enero 2009.
- [3]. José Restrepo and Francisco Galiana. *Secondary Reserve Dispatch Accounting for Wind Power Randomness and Spillage*. IEEE 2007.
- [4]. Vargas L., Rahmann C., Palma R. *Análisis dinámico de la operación de parques eólicos interconectados al SIC*. Anales del Instituto de Ingenieros, Vol.118, Nº1, abril 2006.
- [5]. M. Negnevitsky, P. Johnson. *Very Short Term Wind Power Prediction: A Data Mining Approach*. IEEE 2008.
- [6]. Michael Negnevitsky, Cameron Potter. *Very Short Term Wind Forecasting for Tasmanian Power Generation*. IEEE 2006.
- [7]. Keith Watt. *Simulación Dinámica Para Distintos Escenarios de Alta Penetración Eólica en el SIC*. Memoria de Título. Abril 2008.
- [8]. Comisión Nacional de Energía. *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Diciembre 2009.
- [9]. Yuri Makarov, Clyde Loutan, Jian Ma, Phillip de Mello, Shuai Lu. *Impacts of Integration of Wind Generation on Regulation and Load Following Requirements of California Power System*. IEEE 2008.
- [10]. Francois Bouffard, Francisco Galiana. *Stochastic Security for Operations Planning With Significant Wind Power Generation*. IEEE 2008.
- [11]. Gundolf Dany. *Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production*. IEEE 2001.

- [12]. H. Holttinen, Technical Research Centre of Finland. *Impacts of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries*. 2004.
- [13]. John Hetzer, David Yu and Kalu Bhattarai. *An Economic Dispatch model Incorporating Wind Power*. IEEE 2008.
- [14]. *A New Approach to Quantify Reserve Demand in System with Significant Installed Wind Capacity*. Ronan Doherty. IEEE 2005.
- [15]. Francois Bouffard, Francisco Galiana. *Market Clearing with Stochastic Security – Part I: Formulation*. IEEE 2005.
- [16]. Alberto Fabbri, Tomas Gómez. *Assessment of the Cost Associated with Wind Generation Prediction Errors in a Liberalized Electricity Market*. IEEE 2005.
- [17]. Yuri V. Makarov. *Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems*. IEEE 2009.
- [18]. United States Department of Energy. *Economic Dispatch of Electric Generation Capacity*. February 2007.
- [19]. NERC. *Terminología utilizada en estándares de confiabilidad*. Disponible en http://www.nerc.com/files/Glossary_12Feb08.pdf.
- [20]. Judith Cardell, Lindsay Anderson. *Analyzing System Costs of Wind Power Uncertainty*. PSERC Seminar. October 2009.
- [21]. G Mc Nerney, R Richardson. *The Statistical Smoothing of Power Delivered to Utilities by Multiple Wind Turbines*. IEEE 1992.
- [22]. Per Norgaard, Hannele Holttinen. *A Multi – Turbine Power Curve Approach*. Nordic Wind Power Conference, 1-2 March 2004.
- [23]. Fernando Flatow, Rodrigo Palma. *Alternativas de Diversificación del producto Electricidad*. Memoria de título. 2001
- [24]. James Thorp, Timothy Mount. *Locational Pricing and Scheduling for an Integrated Energy – Reserve Market*. PSERC Internet Seminar, March 4, 2003.
- [25]. Vaughn Nelson. *“Wind Energy: Renewable Energy and the Environment”*. CRC Press Taylor & Francis Group. 2009.

- [26]. R. Fletcher. *Practical Methods of Optimization* – 2nd Edition. Wiley 2000.
- [27]. Tongxin Zheng. *Energy – Reserve Co – Optimization in Real-Time Market*. ISO New England Inc. 2008.
- [28]. K.W. Cheung, P Shamsollahi, D. Sun and M. Potishnak. *Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market*. Power Systems, IEEE Transactions. Agosto 2000.
- [29]. NEMMCO. *National Electricity Rules Version 13*. Marzo 2007. wholesale electricity market. Power Systems, IEEE Transactions.
- [30]. T. Alvey, D Goodwin, Xingwang Ma, D. Streiffert and D.Sun. *A security – constrained bid – clearing system for the New Zealand*. Mayo 1998.
- [31]. Dirección de Operación CDEC-SING. *Evaluación Técnica y Económica aplicación criterio N-1 con operación EDAG y EDAC*. Procedimiento N° 3. 29 de agosto de 2005.
- [32]. Dirección de Operación CDEC-SIC. *Verificación de la Activación Óptima de los EDAC/EDAG*. Procedimiento de la Dirección de Operaciones. Marzo de 2006.

ANEXO 1.

Curva Vestas V 90.

V90-2MW 0.97 [Kg/m3] (KW)	V90-2MW 0.935 [Kg/m3] (KW)
0	0
0	0
0	0
64	62
157	151
288	278
470	453
711	685
985	949
1262	1216
1531	1483
1782	1733
1943	1907
1991	1964
1999	1990
2000	1999
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
2000	2000
0	0
0	0
0	0
0	0
0	0

Datos Curva de Potencia Vestas V90.

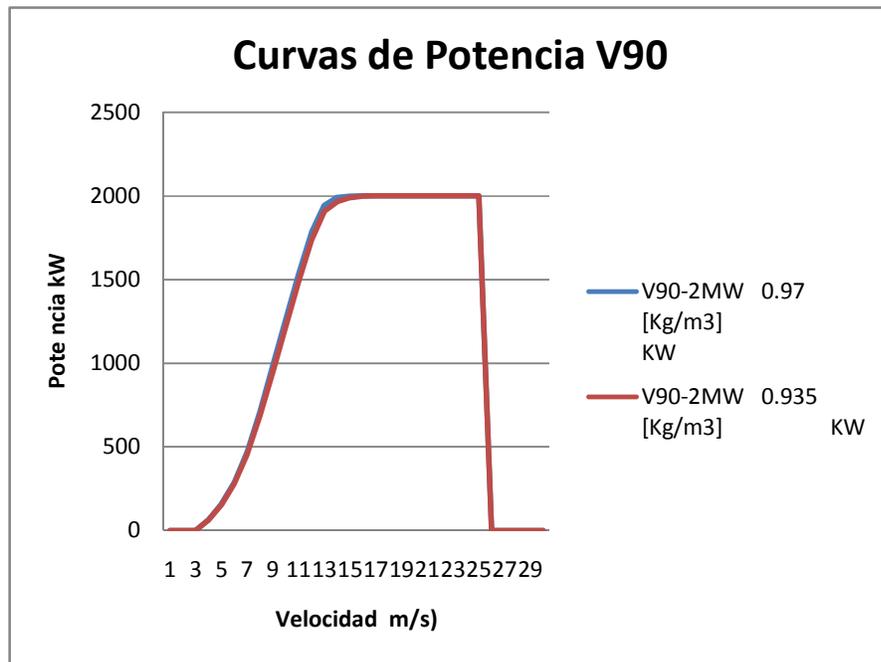
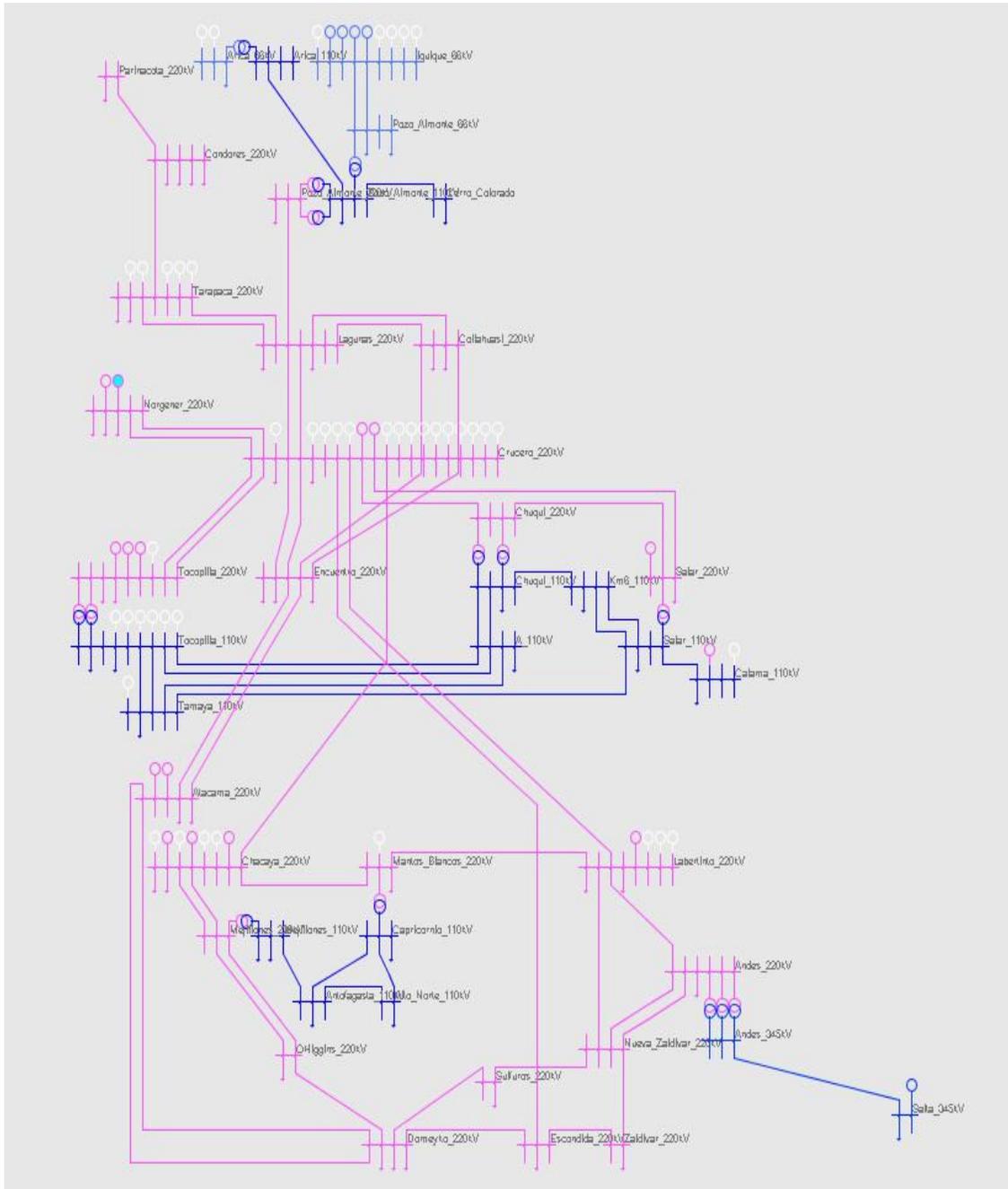


Gráfico Potencia Viento V90.

ANEXO 2.

SING al año 2012.



Sistema Interconectado del Norte Grande.

ANEXO 3.

Modelo de Co – optimización de Energía y Reservas según [2].

$$\min z = \left(\sum_{i \in \Omega_g} Cg_i(P_i) + \sum_{j \in \Omega_L} Cd(PU_j) + \sum_{k=1}^K \sum_{j \in \Omega_L} Cd(\Delta D_j^k) * \Delta D_j^k * p(falla_k) \right)$$

s.t.

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} P_j - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i - \delta_j)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N$$

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{pj}^k) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} + \frac{1}{2} G_{ij}^k (\delta_i^k - \delta_j^k)^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j + \Delta D_j^k) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N$$

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{sj}^{up}) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i^{up} - \delta_j^{up}}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i^{up} - \delta_j^{up})^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j + \Delta D_{sj}^{up}) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N$$

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} (P_j + \Delta P_{sj}^{dn}) - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\delta_i^{dn} - \delta_j^{dn}}{x_{ij}} + \frac{1}{2} G_{ij} (\delta_i^{dn} - \delta_j^{dn})^2 \right) - \sum_{j \in \Omega_i^L} (D_j - PU_j + \Delta D_{sj}^{dn}) = 0 \quad \forall i \in \Omega_N$$

$$\Delta D_{sj}^{dn,up} = \frac{\pm R_{eqs}^{dn,up} D_j}{\sum_j D_j}$$

$$-F_{\max} \leq \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \leq F_{\max} \quad \forall i, j$$

$$-F'_{\max} \leq \frac{\delta_i^k - \delta_j^k}{x_{ij}^k} \leq F'_{\max} \quad \forall i, j, k$$

$$-F_{\max} \leq \frac{\delta_i^{up} - \delta_j^{up}}{x_{ij}} \leq F_{\max} \quad \forall i, j$$

$$-F_{\max} \leq \frac{\delta_i^{dn} - \delta_j^{dn}}{x_{ij}} \leq F_{\max} \quad \forall i, j$$

$$\begin{aligned} \max(P_{\min,i}, P_i - R_{\max,i}) &\leq P_i + \Delta P_{pi}^k \leq \min(P_{\max,i}, P_i + R_{\max,i}) \\ &\leq P_i + \Delta P_{si}^{up} \leq \min(P_{\max,i}, P_i + t \cdot G_{si}^{up}) \end{aligned}$$

$$\max(P_{\min,i}, P_i - G_{si}^{dn} \cdot t) \leq P_i + \Delta P_{pi}^k$$

$$D_{\min,i} \leq D_i + \Delta D_i^k$$

$$P_i + R_{pi}^{up} \leq \min(P_{\max,i}, P_i^0 + G_{pi}^{up} \cdot t)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pj}^{up} \geq R_{eq_p}^{up}$$

$$\sum_{j=1}^{Nl} Rd_{pj}^{up} = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{Nl} \Delta D_i^k \cdot p(\text{falla}_k)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} R_{pj}^{dn} \geq R_{eq_p}^{dn}$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} \Delta P_{sj}^{up} \geq R_{eq_s}^{up}$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} \Delta P_{sj}^{dn} \geq R_{eq_s}^{dn}$$

$$R_{pi}^{up} \geq \Delta P_{pi}^k$$

$$R_{pi}^{dn} \geq -\Delta P_{pi}^k$$

$$Rd_{pi}^{up} \geq -\Delta D_i^k$$

$$\max \left(P_{\min,i}, P_i^0 - t \cdot G_{pi}^{dn} \right) \leq P_i \leq \min \left(P_{\max,i}, P_i^0 + t \cdot G_{pi}^{up} \right)$$

$$-R_{\max,i}^{dn} \leq \Delta P_{pi}^k \leq R_{\max,i}^{up}$$

$$0 \leq \Delta P_{si}^{up} \leq P_{\max,i}$$

$$-P_{\max,i} \leq \Delta P_{si}^{dn} \leq 0$$

$$-D_i \leq \Delta D_{si}^k \leq 0$$

$$-\pi \leq \delta \leq \pi$$

$$0 \leq R_{pi}^{up,dn} \leq R \max_{pi}^{up,dn}$$

$$0 \leq Rd_i \leq D_{\max,i}$$

$$0 \leq PU_i \leq D_{\max,i}$$

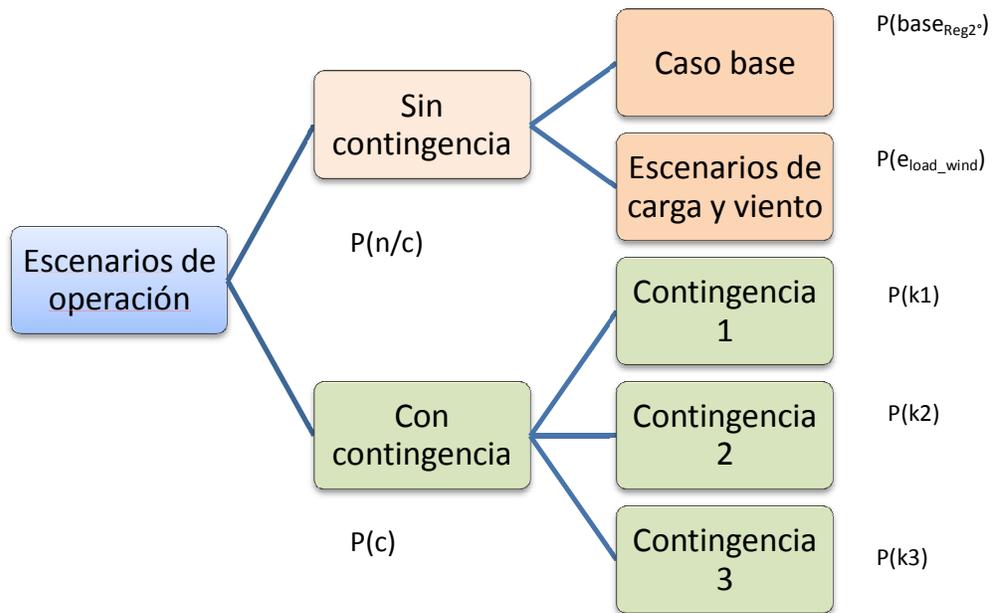
ANEXO 4

Desarrollo algebraico de la función objetivo.

En el capítulo 3 se presenta la función objetivo del modelo de Co optimización como la suma de todos los posibles estados de operación considerados en un sistema eléctrico, ponderados por su respectiva probabilidad.

$$\min Z = \sum_{et=1}^{Et} C_t(P, \Delta P^k, \Delta P^s, PU, \Delta PU^s, \Delta D^K) * p(E_t) \quad (A1-1)$$

Para fijar ideas, se vuelve a considerar el diagrama de escenarios totales posibles, en donde se adjunta además la nomenclatura de probabilidades impuesta.



El término anterior puede descomponerse en tres componentes principales: el costo total del escenario base (sin contingencias ni movimientos de carga o viento), los costos totales de cada escenario en regulación secundaria, y; los costos totales en regulación primaria. A continuación se muestran para el escenario base, para un escenario en regulación secundaria y para un escenario de contingencia en las ecuaciones (A1-2), (A1-3) y (A1-4) respectivamente. Además, se generaliza la función para un criterio N-1 económico, incorporando el desprendimiento intempestivo de carga mediante EDAC.

$$C_{base} = \left[\sum_{i \in \Omega_g} Cg_i(P_i) + \sum_{j \in \Omega_L} Cd(PU_j) \right] * p(n/c) * p(base_{Reg2^\circ}) \quad (A1-2)$$

$$C_{reg2^\circ} = \left[\sum_{i \in \Omega_g} Cg_i(P_i + \Delta P_i^e) + \sum_{j \in \Omega_L} Cd(PU_j + \Delta PU_j^e) \right] * p(n/c) * p(e_{load_wind}) \quad (A1-3)$$

$$C_{reg1^\circ} = \left[\sum_{i \in \Omega_g} (Cg_i(P_i + \Delta P_i^k) + Cg_{i,EDAG}(\Delta G_i^k)) + \sum_{j \in \Omega_L} (Cd_j(PU_j) + Cd_{j,EDAC}(\Delta D_j^k)) \right] * p(c) * p(k) \quad (A1-4)$$

En caso de asumir que los generadores modelan sus costos de operación mediante una expansión de primer orden, los costos variables se caracterizan por:

$$C_{operacion_i}(P_i) = \beta_i * P_i \quad (A1-5)$$

De esta forma, es posible reducir la suma total de los términos anteriores (esto es, considerando todos los escenarios descritos).

$$\begin{aligned}
C_{total} = & \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i * P_i \right) \cdot \left\{ \left[p(n/c) \cdot \left(e_{base} + \sum_{e_{Reg2^e}=1}^E p(e_{Reg2^e}) \right) \right] + \left[p(c) \cdot \left(\sum_{k=0}^K p(k) \right) \right] \right\} \\
& + \left(\sum_{j \in \Omega_L} Cd_j * PU_j \right) \cdot \left\{ \left[p(n/c) \cdot \left(e_{base} + \sum_{e_{Reg2^e}=1}^E p(e_{Reg2^e}) \right) \right] + \left[p(c) \cdot \left(\sum_{k=0}^K p(k) \right) \right] \right\} \\
& + p(n/c) \cdot \sum_{e_{Reg2^e}=1}^E p(e) \cdot \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^e + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_j \cdot \Delta PU_j^e \right) \\
& + p(c) \cdot \sum_{k=1}^K p(k) \cdot \left(\left[\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^k + Cg_{i,EDAG} \cdot \Delta G_i^k \right] + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_{j,EDAC} \cdot \Delta D_j^k \right)
\end{aligned} \tag{A1-6}$$

La expresión anterior se implementa directamente en los programas de optimización descritos en el documento principal. Sin embargo, es posible reducir aún más el costo anterior, mediante sumas conocidas de probabilidades:

$$e_{base} + \sum_{e_{Reg2^e}=1}^E p(e_{Reg2^e}) = 1 \tag{A1-7}$$

$$\sum_{k=0}^K p(k) = 1 \tag{A1-8}$$

$$p(c) + p(n/c) = 1 \tag{A1-9}$$

De esta forma, el costo total representado en (A1-6) queda resumido en la siguiente expresión.

$$\begin{aligned}
C_{total} = & \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i * P_i \right) + \left(\sum_{j \in \Omega_L} Cd_j * PU_j \right) + p(n/c) \cdot \left[\sum_{e_{\text{Re } g} 2^e = 1}^E p(e) \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^e + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_j \cdot \Delta PU_j^e \right) \right] \\
& + p(c) \cdot \left[\sum_{k=1}^K p(k) \left(\sum_{i \in \Omega_g} [\beta_i \cdot \Delta P_i^k + Cg_{i,EDAG} \cdot \Delta G_i^k] + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_{j,EDAC} \cdot \Delta D_j^k \right) \right] \quad (A1-10)
\end{aligned}$$

El uso de un criterio estricto N-1 impacta en la expresión anterior eliminando los términos relacionados al EDAG y EDAC:

$$\begin{aligned}
C_{total} = & \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i * P_i \right) + \left(\sum_{j \in \Omega_L} Cd_j * PU_j \right) + p(n/c) \cdot \left[\sum_{e_{\text{Re } g} 2^e = 1}^E p(e) \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^e + \sum_{j \in \Omega_L} Cd_j \cdot \Delta PU_j^e \right) \right] \\
& + p(c) \cdot \left[\sum_{k=1}^K p(k) \left(\sum_{i \in \Omega_g} \beta_i \cdot \Delta P_i^k \right) \right] \quad (A1-11)
\end{aligned}$$