

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN ESTUDIOS DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA DE MEDIANO/LARGO PLAZO

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

JOSHUA CARVACHO VILLANUEVA

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BENHKE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LUIS VARGAS DÍAZ
CARLOS SILVA MONTES**

**SANTIAGO DE CHILE
MARZO, 2011**

*... Todas las teorías son legítimas y ninguna tiene importancia.
Lo que importa es lo que se hace con ellas.
[Jorge Luis Borges]*

*... A mi familia, por fin los años de esfuerzo rinden frutos.
... A mi novia, este es el verdadero comienzo de lo que se viene.*

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA.
RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO
DE MAGISTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN: ELÉCTRICA
POR: JOSHUA CARVACHO V.
PROF.GUÍA: Sr. RODRIGO PALMA B.
Marzo 2011

INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN ESTUDIOS DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA DE MEDIANO/LARGO PLAZO

La penetración de parques eólicos en un sistema de carácter hidrotérmico como el Sistema Interconectado Central (SIC) ya es un hecho. A comienzos del año 2010 ya existen 5 parques eólicos en operación (164 MW) y en el plan de obras de la CNE se proyecta el ingreso de más centrales de estas características. Esto motiva la necesidad de incluir este tipo de generación en los estudios de planificación de la operación, especialmente en aquellos relacionados con la Coordinación Hidrotérmica (CHT). Sin embargo, no existe consenso en el sector eléctrico de cómo debe llevarse a cabo este procedimiento, ni sobre la validez de los procedimientos utilizados actualmente para estos fines. Tampoco existen pronunciamientos sobre otros aspectos de modelación que se verán afectados con el ingreso de esta nueva fuente de generación. Particularmente, falta claridad sobre el efecto real de la naturaleza variable de la generación eólica en la operación de mediano/largo plazo. Estos temas tampoco han sido abordados explícitamente en la literatura especializada en la materia. En este contexto, el objetivo principal de esta tesis consiste en establecer adaptaciones de modelación necesarias, en el ámbito de la planificación de mediano/largo plazo, para la integración masiva de generación eólica en sistemas hidrotérmicos.

En el documento se entrega un panorama general sobre la modelación actual de generación eólica en CHT, para luego identificar las problemáticas no resueltas o aquellas que pueden ser mejoradas. Para cada problema identificado se definen metodologías de análisis, cuyos resultados son validados a través de simulaciones de CHT de mediano/largo plazo. Se utiliza un sistema de pruebas basado en el SIC chileno.

Se identifican cinco aspectos de modelación relacionados con problemáticas de integración de energía eólica: la modelación misma de la generación eólica dentro del problema de la CHT, el rol de los estanques de regulación en la compensación de los efectos horarios de la producción eólica, el manejo de la incertidumbre eólica de largo plazo, la forma de la demanda por barra en presencia de generación eólica cercana y las acciones sobre la capacidad de regulación de los grandes embalses frente a bloques importantes de energía que pueden entrar o salir del sistema a partir de la producción eólica.

Para abordar estas problemáticas, se desarrollan y evalúan modelos de generación eólica aplicables a la CHT de mediano plazo, modelos de operación de estanques de corta capacidad de regulación y un procedimiento para determinar niveles de ampliaciones futuras de grandes centrales de embalse. Adicionalmente, se revisan propuestas para la modelación de generación en sistemas multibarra y manejo de la incertidumbre eólica de largo plazo. Finalmente, se obtiene una recomendación completa para la integración de generación eólica en el problema de la CHT de mediano/largo plazo, la que se sintetiza en los siguientes puntos:

- Modelo de generación eólica como central de pasada pura equivalente.
- Utilización de al menos tres bloques de carga por mes para la representación de la demanda.
- Modelo general de centrales hidráulicas de pasada con estanque de regulación basado en caracterización de la operación, en lugar de heurísticas.

Como trabajo futuro, se recomienda el desarrollo de modelos de integración de generación eólica en sistemas multinodales, que utilicen como punto de partida las recomendaciones realizadas en este trabajo, además de la caracterización e integración de la incertidumbre eólica de largo plazo.

Índice General

1. Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Alcances y enfoque general.....	3
1.3.1. Enfoque metodológico.....	3
1.3.2. Aportes adicionales.....	5
1.4. Estructura del documento.....	6
2. La Coordinación Hidrotérmica.....	7
2.1. La separación temporal del despacho hidrotérmico.....	7
2.2. Aspectos de modelación de CHT de mediano/largo plazo.....	9
2.2.1. Modelamiento temporal de la demanda.....	10
2.2.2. Modelamiento de centrales generadoras.....	11
2.2.3. Consideraciones sobre la red de transmisión.....	13
2.2.4. Representación de consumos en sistemas multinodales.....	14
2.2.5. Manejo de Incertidumbres.....	15
2.3. Resolución del problema de CHT de mediano/largo plazo.....	18
2.3.1. Planteamiento inicial del problema.....	18
2.3.2. Formulación de espacio de estado a través de SDP.....	20
2.3.3. Problemas del SDP y el concepto SDDP.....	23
3. La Generación Eólica.....	26
3.1. Caracterización del recurso eólico.....	26
3.1.1. Origen del viento.....	26
3.1.2. Comportamiento espacial del viento.....	27
3.1.3. Comportamiento temporal del viento.....	29
3.2. La generación de energía eléctrica a partir del viento.....	35
3.2.1. La potencia extraíble del viento.....	36
3.2.2. La curva de potencia de un aerogenerador.....	39
3.2.3. El efecto parque.....	40
3.3. Generación eólica en sistemas eléctricos.....	41
3.3.1. Generación eólica promedio.....	41
3.3.2. Dispersión geográfica de la generación eólica.....	42
3.3.3. El crédito de capacidad y los efectos sobre la confiabilidad de largo plazo.....	44
4. Descripción General del Problema.....	47
4.1. Descripción del análisis.....	47
4.2. Modelamiento de generación eólica.....	47
4.2.1. Modelamiento como demanda eléctrica negativa.....	49
4.2.2. Modelamiento como central hidráulica de pasada equivalente.....	54

4.3. Modelo de sistemas multinodales.....	55
4.3.1. Problemas asociados a la modelación de sistemas multinodales.....	56
4.3.2. Influencia de la generación eólica en el modelo actual de sistemas multinodales.....	58
4.4. Manejo de la capacidad de regulación.....	59
4.4.1. Modelamiento de pequeños estanques de regulación	60
4.4.2. El Up-Powering y el aumento de la capacidad de regulación	67
4.5. Manejo de incertidumbre eólica	68
4.6. Selección de elementos clave	69
5. Propuesta Metodológica	71
5.1. Generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente	71
5.1.1. Método 1: afluente como potencia media	71
5.1.2. Método 2: afluente a partir de perfil de velocidad	72
5.2. Modelo de disponibilidad energética para estanques.....	73
5.2.1. Concepto e implementación del modelo de disponibilidad energética	73
5.2.2. Consideraciones sobre el número de bloques	74
5.3. Metodología de dimensionamiento de Up-Powering.....	75
5.3.1. Selección de centrales objetivo para Up-Powering.....	75
5.3.2. Selección del nivel de Up-Powering apropiado	76
6. Casos de Estudio	78
6.1. Estudios a realizar y Objetivos de las pruebas	78
6.1.1. Evaluación del modelo de generación eólica como central de pasada equivalente	78
6.1.2. Estudios asociados a la representación de la operación de estanques.....	79
6.1.3. Estudios asociados al Up-Powering.....	79
6.2. Modelo de pruebas	81
6.2.1. Requerimientos del modelo.....	81
6.2.2. Centrales térmicas equivalentes	82
6.2.3. Central hidráulica de pasada pura equivalente.....	85
6.2.4. Simplificación hidráulica.....	86
6.2.5. Resto del sistema hidráulico	88
6.2.6. Condiciones hidráulicas de operación del sistema	88
6.2.7. Demanda eléctrica	89
6.2.8. Datos de viento.....	91
6.2.9. Modelo de parque eólico	92
6.3. Prueba n°1: Validación del modelo de generación eólica	97
6.3.1. Detalles. Prueba n°1	97
6.3.2. Resultados. Prueba n°1	98
6.3.3. Análisis de resultados. Prueba n°1	99
6.3.4. Consideraciones sobre el nivel de penetración eólica. Prueba n°1	100
6.4. Prueba n°2: Evaluación efecto de parques eólicos cercanos a centrales de pasada con estanque de regulación.....	101
6.4.1. Detalles. Prueba n°2	101
6.4.2. Resultados. Prueba n°2	102
6.4.3. Análisis de resultados. Prueba n°2	110

6.5. Prueba n°3: Modelos de representación de la operación de centrales de pasada con estanque.....	111
6.5.1. Detalles. Prueba n°3	111
6.5.2. Resultados. Prueba n°3	112
6.5.3. Análisis error de representación y efecto sobre el resto del sistema.....	114
6.5.4. Análisis sobre el número de bloques	116
6.5.5. Modelo de parque eólico como central de pasada con estanque de regulación	117
6.6. Prueba n°4: Funcionamiento de corto plazo de Up-Powering	124
6.6.1. Detalles. Prueba n°4	125
6.6.2. Resultados. Prueba n°4	126
6.6.3. Análisis. Prueba n°4	128
6.7. Resumen modelo de central eólica	121
6.7.1. Modelo de descuento.....	121
6.7.2. Modelo como central hidráulica de pasada equivalente	121
6.7.3. Modelo como central hidráulica con estanque regulación	122
6.8. Resumen modelo de representación de estanques	122
6.8.1. Modelo de disponibilidad energética vs modelo de empuntamiento.....	123
6.8.2. Influencia sobre el resto del sistema.....	123
6.8.3. Consideraciones sobre el número de bloques	124
6.9. Prueba n°5: Metodología dimensionamiento Up-Powering	129
6.9.1. Detalles. Prueba n°5	129
6.9.2. Resultados. Prueba n°5	131
6.9.3. Análisis. Prueba n°5	132
6.10. Resumen Up-Powering	133
6.10.1. Potencialidad de corto plazo del Up-Powering	133
6.10.2. Dimensionamiento del Up-Powering.....	133
7. Conclusiones y Trabajo Futuro	135
7.1. Conclusiones Generales	135
7.2. Trabajo Futuro.....	137
7.2.1. Sobre el modelo de central eólica	137
7.2.2. Sobre el Up-Powering.....	137
7.2.3. Sobre el modelo del sistema transmisión.....	137
7.2.4. Sobre el manejo de la incertidumbre eólica	138
7.3. Comentarios finales	139
8. Bibliografía.....	140
9. Anexos	144
9.1. Anexo I: Validación del modelo equivalente de centrales térmicas.....	144

Índice de Figuras

Figura 1.3-1 – Enfoque metodológico.....	3
Figura 2.1-1 – El Problema del Despacho de Generación Hidrotérmica (PDGH) [16].....	7
Figura 2.1-2 – Relaciones usuales entre una decisión presente y sus consecuencias futuras [17].....	8
Figura 2.1-3 – Funciones de costo inmediato y costo futuro [16].....	9
Figura 2.1-4 – Descomposición de aspectos involucrados en CHT.....	9
Figura 2.2-1 – Concepto de la representación en bloques energéticos.....	10
Figura 2.2-2 – Conectividad hidráulica de una central hidráulica.....	12
Figura 2.2-3 – Ejemplo utilización de redes equivalentes.....	14
Figura 2.2-4 – Representación temporal de la demanda en sistemas multinodales.....	15
Figura 2.2-5 – Comparación efectos de incertidumbres.....	17
Figura 2.3-1 – Ejemplo de árbol de escenarios de afluentes.....	19
Figura 2.3-2 – Definición de estados del sistema.....	21
Figura 2.3-3 – Cálculo de la estrategia óptima, última etapa.....	22
Figura 2.3-4 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1.....	22
Figura 2.3-5 – Cálculo del costo de operación en T-1 y FCF para T-2.....	23
Figura 2.3-6 – DP Dual, cálculo de primer segmento de la FCF.....	24
Figura 2.3-7 – Cálculo de una FCF por partes para la etapa T-1.....	24
Figura 2.3-8 – FCF lineal por tramos.....	25
Figura 3.1-1 - Circulación global de aire [6].....	27
Figura 3.1-2- Ejemplo de cizallamiento vertical [5].....	27
Figura 3.1-3- Ejemplo diagrama de rosa [46].....	29
Figura 3.1-4 – Distribuciones de Weibull y Rayleigh [25].....	31
Figura 3.1-5 – Ejemplo de espectro de velocidad de viento [8].....	32
Figura 3.1-6 – Monzones de invierno y verano en Asia [25].....	32
Figura 3.1-7 – Distribución mundial de fenómenos climáticos [25].....	33
Figura 3.1-8 – Ciclo calentamiento/enfriamiento diario [25].....	33
Figura 3.1-9 – Funcionamiento de las brisas marinas [6].....	34
Figura 3.1-10 – Ejemplos de turbulencia [44].....	34
Figura 3.2-1 – Aerogenerador de 3 aspas y sus partes generales [43].....	36
Figura 3.2-2 – Cambio de velocidad idealizada a través de un aerogenerador [10].....	37
Figura 3.2-3 – Límite de Betz [9].....	38
Figura 3.2-4 – Coeficiente de potencia del rotor vs velocidad de la punta del aspa para distintas tecnologías [9].....	38
Figura 3.2-5 – Curvas de potencia dos aerogeneradores de distinta potencia nominal [6].....	39
Figura 3.2-6 – Efecto suavizador asociado a la distribución espacial de unidades dentro de un mismo parque [33].....	40
Figura 3.3-1 – Efecto de distribución geográfica (ejemplo temporal) [28].....	43
Figura 3.3-2 – Efecto de distribución geográfica (ejemplo como curva de duración) [5].....	44
Figura 3.3-3 – Ejemplo explicativo crédito de capacidad (parte I) [5].....	44
Figura 3.3-4 – Ejemplo explicativo crédito de capacidad (parte II) [5].....	45
Figura 3.3-5 – Ejemplo explicativo crédito de capacidad (parte III) [5].....	45
Figura 3.3-6 – Créditos de capacidad vs penetración eólica para diversos países [28].....	46
Figura 4.1-1 – Esquema de análisis de modelación de CHT.....	47
Figura 4.2-1 – Concepto generación eólica como demanda negativa.....	49

Figura 4.2-2 – Descuento del aporte energético de manera uniforme.....	50
Figura 4.2-3 – Problemática energética asociada a la intermitencia eólica	51
Figura 4.2-4 – Ubicación del parque Canela en la IV Región. Chile.....	52
Figura 4.2-5 – Problemática de demanda neta negativa en términos energéticos.....	53
Figura 4.2-6 – Modelo de generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente.....	54
Figura 4.2-7 – Problema de la intermitencia eólica en la representación del afluente.....	55
Figura 4.3-1 – Problemas asociados a la modelación de sistemas multinodales.....	57
Figura 4.3-2 – Ejemplo comportamiento regular de la demanda eléctrica.....	57
Figura 4.3-3 – Posibles efectos del descuento de generación eólica en modelos multinodales	58
Figura 4.4-1 – Capacidad de regulación en embalses [45].....	60
Figura 4.4-2 – Capacidad de regulación en pequeños estanques.....	61
Figura 4.4-3 – Operación típica centrales hidráulicas con estanque de regulación del SIC Chileno [45] ...	61
Figura 4.4-4 – Ejemplo de funcionamiento del concepto de empuntamiento	62
Figura 4.4-5 – Ejemplo de políticas de operación distintas al empuntamiento (1).....	65
Figura 4.4-6 – Ejemplo de políticas de operación distintas al empuntamiento (2).....	66
Figura 4.4-7 – Concepto de Up-Powering.....	67
Figura 4.5-1 – Datos históricos (hidrología y disponibilidad eólica), Suecia. 1950 – 1995 [24].....	68
Figura 4.6-1 – Esquema de desarrollo metodológico.....	70
Figura 5.1-1 – Método de afluente como potencia media	71
Figura 5.1-2 – Método de afluente como velocidad media de viento	72
Figura 5.3-1 – Ejemplo FCF. Tramos de costo marginal de reserva de embalses.....	76
Figura 6.2-1 – Indicadores de validez de clasificación vs # de clusters.....	84
Figura 6.2-2 – Centrales térmicas y centroides de los clusters.....	85
Figura 6.2-3 – Modelo hidráulico original.....	87
Figura 6.2-4 – Modelo hidráulico propuesto	87
Figura 6.2-5 – Demanda horaria a utilizar en los estudios.....	90
Figura 6.2-6 – Comparación de errores de representación (prueba preliminar).....	91
Figura 6.2-7 – Perfiles de generación eólica a utilizar en las pruebas.....	96
Figura 6.3-1 – Resultados prueba n°1: Error de representación modelo generación eólica.	99
Figura 6.3-2 – Prueba adicional. Sensibilización con respecto al nivel de penetración eólica.	100
Figura 6.4-1 – Operación central Pilmaiquén, perfil de generación eólico n°4. Prueba n°2.....	103
Figura 6.4-2 – Operación central Pullinque, perfil de generación eólico n°1. Prueba n°2.....	105
Figura 6.4-3 – Operación central Sauzal, perfil de generación eólico n°2. Prueba n°2	107
Figura 6.4-4 – Operación central Pilmaiquén, perfil de generación eólico n°5. Prueba n°2.....	109
Figura 6.4-5 – Ejemplo comparación de operaciones. Central Pullinque. Prueba n°2.....	111
Figura 6.5-1 – Comparación error de representación. Modelo de estanque de largo plazo. 6 Bloques. Prueba n°3.....	114
Figura 6.5-2 – Error de representación sistema completo [%]. 3 centrales. Prueba n°3.....	116
Figura 6.5-3 – Error promedio vs número de bloques. Central Pullinque. Prueba n°3	116
Figura 6.5-4 – Error promedio vs número de bloques. Central Pilmaiquén. Prueba n°3.....	117
Figura 6.5-5 – Error promedio vs número de bloques. Central Sauzal. Prueba n°3.....	117
Figura 6.5-6 – Potencias medias por bloques. Modelo de empuntamiento. Parque eólico. Prueba n°3 (adicional).....	118
Figura 6.5-7 – Potencias medias por bloques. Modelo dispE. Parque eólico, perfiles 1-4. Prueba n°3 (adicional).....	119
Figura 6.5-8 – Potencias medias por bloques. Modelo dispE. Parque eólico, perfiles 5-8. Prueba n°3 (adicional).....	119
Figura 6.5-9 – Comparación entre modelos de generación eólica.....	120

<i>Figura 6.6-1 – Resultados factor de carga. Prueba n°4</i>	<i>127</i>
<i>Figura 6.6-2 – Resultados ECM. Prueba n°4</i>	<i>127</i>
<i>Figura 6.6-3 – Operación parque térmico. Perfil de generación eólica n°1. Prueba n°4</i>	<i>127</i>
<i>Figura 6.6-4 – Operación parque térmico. Perfil de generación eólica n°3. Prueba n°4</i>	<i>128</i>
<i>Figura 6.6-5 – Operación parque térmico. Perfil de generación eólica n°8. Prueba n°4</i>	<i>128</i>
<i>Figura 6.9-1 – Operación central El Toro. Selección de centrales objetivo. Prueba n°5</i>	<i>132</i>
<i>Figura 6.9-2 – Comparación inversión vs Ahorro. Prueba n°5.....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 7.1-1 – Panorama final de integración de generación eólica en CHT de mediano/largo plazo</i>	<i>136</i>
<i>Figura 9.1-1 – Comparación gráfica validación modelo de centrales térmicas</i>	<i>145</i>

Índice de Tablas

Tabla 3.1-1 – Escalas espaciales y temporales para el viento.....	26
Tabla 3.1-2 – Característica de rugosidad.....	28
Tabla 3.3-1 – Factores de planta promedio, producción a máxima carga y costos aproximados de inversión [5], [27].....	42
Tabla 4.5-1 – Coeficientes de correlación, ejemplo presentado en [24].....	69
Tabla 4.6-1 – Resumen de aspectos de modelación revisados.....	69
Tabla 6.2-1 – Sensibilización de índices de validez de clasificación.....	84
Tabla 6.2-2 – Centrales térmicas equivalentes a utilizar en el modelo de pruebas.....	85
Tabla 6.2-3 – Centrales hidráulicas a utilizar en el modelo de pruebas.....	88
Tabla 6.2-4 – Resultados prueba preliminar de selección de número de bloques.....	90
Tabla 6.2-5 – Representación en 6 bloques de la demanda (SIC Abril 2009).....	91
Tabla 6.2-6 – Factores de rugosidad a aplicar.....	91
Tabla 6.2-7 – Parques eólicos hipotéticos a utilizar (1).....	94
Tabla 6.2-8 – Parques eólicos hipotéticos a utilizar (2).....	95
Tabla 6.3-1 – Detalles casos base. Prueba n°1.....	97
Tabla 6.3-2 – Detalles casos aplicación del modelo. Prueba n°1.....	98
Tabla 6.3-3 – Resultados prueba n°1: Error de representación modelo generación eólica.....	98
Tabla 6.4-1 – Detalles centrales de pasada con estanque de regulación. Prueba n°3.....	101
Tabla 6.4-2 – Detalles casos. Prueba n°2.....	102
Tabla 6.4-3 – Potencia media por bloque* [MW] – Central Pilmaiquén. Prueba n°2.....	104
Tabla 6.4-4 – Potencia media por bloque** [MW] – Central Pullinque. Prueba n°2.....	106
Tabla 6.4-5 – Potencia media por bloque*** [MW] – Central Sauzal. Prueba n°2.....	108
Tabla 6.5-1 – Detalles casos modelo de empuntamiento. Prueba n°3.....	112
Tabla 6.5-2 – ECM en aplicación de modelos de estanque. Central Pullinque. Prueba n°3.....	112
Tabla 6.5-3 – ECM en aplicación de modelos de estanque. Central Pilmaiquén. Prueba n°3.....	113
Tabla 6.5-4 – ECM en aplicación de modelos de estanque. Central Sauzal. Prueba n°3.....	113
Tabla 6.5-5 – Error de representación sistema completo [%]. Central Pullinque. Prueba n°3.....	115
Tabla 6.5-6 – Error de representación sistema completo [%]. 3 centrales. Prueba n°3.....	115
Tabla 6.5-7 – Potencias medias por bloques. Modelo de empuntamiento. Parque eólico. Prueba n°3 (adicional).....	118
Tabla 6.5-8 – Potencias medias por bloques. Modelo disponibilidad energética. Parque eólico. Prueba n°3 (adicional).....	119
Tabla 6.5-9 – Error de representación costo esperado del sistema. Modelos de generación eólica. Prueba n°3 (Adicional).....	120
Tabla 6.6-1 – Detalles Prueba n°4.....	126
Tabla 6.6-2 – Resultados factor de carga. Prueba n°4.....	127
Tabla 6.6-3 – Resultados ECM. Prueba n°4.....	127
Tabla 6.9-1 – Detalles etapa de selección de centrales objetivo. Prueba n°5.....	130
Tabla 6.9-2 – Detalles etapa de determinación de nivel de Up-Powering. Prueba n°5.....	130
Tabla 6.9-3 – Lista de mérito centrales de embalse (Cmg reserva). Prueba n°5.....	131
Tabla 6.9-4 – Comparación costo esperado del sistema. Selección de central objetivo. Prueba n°5.....	132
Tabla 6.9-5 – Resultados dimensionamiento de nivel de Up-Powering. Prueba n°5.....	132

<i>Tabla 9.1-1 – Detalles validación modelo equivalente de centrales térmicas.....</i>	<i>144</i>
<i>Tabla 9.1-2 – Valores ECM validación modelo de centrales térmicas</i>	<i>145</i>

1. Introducción

El trabajo de tesis titulado “Integración de Generación Eólica en estudios de Coordinación Hidrotérmica de mediano/largo plazo”, forma parte de los temas desarrollados dentro del proyecto “Domeyko Energía: Altos niveles de penetración eólica en el SIC”, de la Universidad de Chile. Asimismo, este trabajo de tesis cuenta con el apoyo del proyecto FONDECYT 1080668.

1.1. Motivación

La generación eólica ha experimentado un fuerte crecimiento a nivel mundial en los últimos años. Pasando de tener una capacidad instalada a nivel global de 10 GW el año 1998, a alrededor de 121 GW el año 2008, es la fuente de generación de electricidad que más creció durante los últimos 10 años. Más aún, se espera que su tasa de crecimiento siga en aumento, proyectándose 200 GW de capacidad instalada el año 2011 [13], [36] - [38].

La integración a gran escala de recursos energéticos de naturaleza intermitente, como es el caso del eólico, constituye una opción particularmente atractiva en sistemas eléctricos de carácter hidrotérmico con capacidad de almacenamiento hidráulico, debido a la capacidad natural de compensación que presentan. Así, los efectos de corto plazo de la intermitencia de la generación eólica se pueden atenuar mediante la acción de centrales hidráulicas con embalses, caracterizadas por su rápido tiempo de respuestas frente a cambios en la demanda o generación. Sin embargo, para ello es necesario coordinar el uso del recurso hidráulico con el eólico, mediante una planificación de la operación económica de los sistemas hidrotérmicos, proceso conocido como Coordinación Hidrotérmica (CHT).

La CHT consiste en la *optimización simultánea tanto del abastecimiento de la demanda como del uso del recurso hidráulico en las cuencas y embalses del sistema* [1]. En el mediano/largo plazo, el objetivo principal de la CHT es estimar el valor estratégico del agua en cada periodo, con el fin de aprovechar adecuadamente la capacidad de almacenamiento energético que poseen los embalses y así minimizar el costo total esperado de operación del sistema completo en el horizonte de estudio.

La CHT de mediano/largo plazo tiene un enfoque energético, que no necesita considerar las dinámicas de corto plazo (ya sean hidráulicas, mecánicas, térmicas o eléctricas). Sin embargo, en el caso de la generación eólica, no existe seguridad sobre el efecto que las dinámicas de corto plazo tendrán sobre las decisiones de largo plazo. El no considerar el comportamiento del viento asociado a la producción de potencia (intermitencia eólica), podría introducir errores en la estimación del valor del agua. Estos errores se tornarán cada vez más importantes en la medida que la generación eólica instalada en el sistema aumente, afectando considerablemente las decisiones de mediano/largo plazo [13].

Además, no se tiene certeza de la manera en que el comportamiento eólico puede afectar otros aspectos relacionados con el sistema eléctrico o incluso, con el sistema hidráulico. No se sabe con claridad de qué manera se comprometen algunos supuestos válidos en la coordinación hidrotérmica sin viento.

Consecuentemente, la hipótesis central de este trabajo es que tanto las herramientas de CHT de mediano/largo plazo, como la modelación utilizada en estudios de planificación requieren de adaptaciones, con el fin de poder reflejar adecuadamente los efectos técnicos y económicos de la incorporación masiva de energía eólica.

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo consiste en establecer adaptaciones de modelación necesarias, en el ámbito de la planificación de mediano/largo plazo, para la integración masiva de generación eólica en sistemas hidrotérmicos.

Los objetivos específicos de este trabajo son los siguientes:

- Identificar deficiencias en esquema de modelación convencional de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo, frente a generación eólica.
- Revisar y proponer alternativas de modelación, que permitan internalizar adecuadamente la generación eólica en estudios de planificación de la operación de mediano/largo plazo
- Seleccionar y validar adaptaciones tanto a los estudios como a las herramientas de planificación de la operación utilizadas en sistemas hidrotérmicos.
- Entregar el desarrollo completo de estudios de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo, en particular, establecer un estudio patrón que utilice a cabalidad la herramienta de coordinación hidrotérmica SEEDS v2.0.

1.3. Alcances y enfoque general

El problema del despacho de generación hidrotérmica comprende un amplio rango de escalas de tiempo, donde para cada una de ellas se establece una problemática, y en consecuencia, modelos de resolución distintos. Entre las distintas escalas donde este problema es relevante, este trabajo se enmarca en el mediano/largo plazo, particularmente en el problema de Coordinación Hidrotérmica.

1.3.1. Enfoque metodológico

El enfoque metodológico a utilizar en este trabajo, considera el trabajo secuencial de los distintos bloques de desarrollo presentados en Figura 1.3-1.

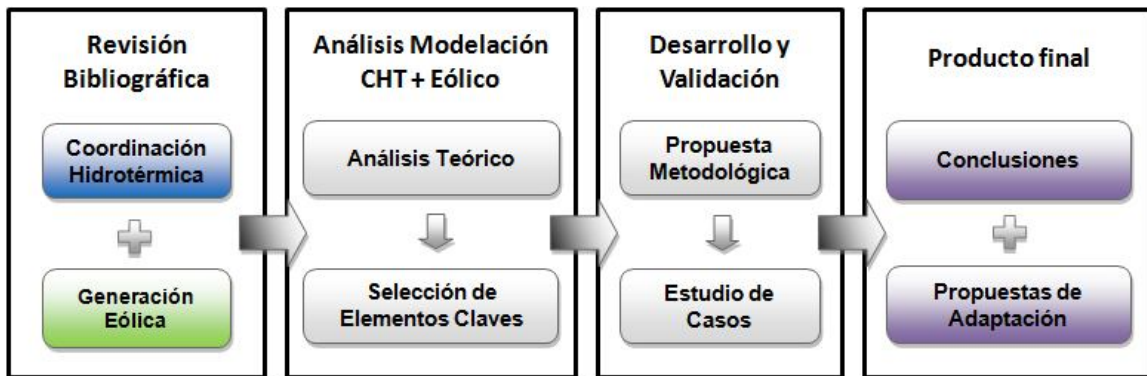


Figura 1.3-1 – Enfoque metodológico

En la primera escala de trabajo se realiza una revisión bibliográfica tanto del tema *coordinación hidrotérmica* (orientada principalmente a los aspectos de modelación involucrados en estudios de planificación de mediano/largo plazo), como del tema *generación eólica* (con enfoque en el comportamiento eólico y sus potenciales efectos sobre la operación de largo plazo de sistemas eléctricos de potencia).

Aprovechando la revisión bibliográfica desarrollada, se realiza un detallado análisis de aspectos de modelación de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo al incluir generación eólica. A partir de un *análisis teórico* (basado en la descomposición temática de la coordinación hidrotérmica) se busca establecer cómo se ven afectados los distintos aspectos de modelación de coordinación hidrotérmica, presentados en la revisión bibliográfica, ante la presencia de generación eólica. La intención en esta etapa es identificar los requerimientos de adaptación y/o modificación que deben aplicarse tanto en modelos como en herramientas de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo y extraer los tópicos sobre los cuales realizar propuestas metodológicas.

A partir de los requerimientos planteados, se realiza una selección de elementos claves (basada en las potencialidades de desarrollo) y se exploran distintas metodologías de tratamiento

e integración de estos elementos a la coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo. En cada caso, la *propuesta metodológica* se basa en alguno de los siguientes puntos:

- Técnicas de integración adicionales a las herramientas de coordinación hidrotérmica.
- Indicadores que permitan cuantificar los efectos de la propuesta.
- Modificaciones a las herramientas de coordinación hidrotérmica.

Las propuestas metodológicas planteadas, son evaluadas a continuación en *casos de estudio*. En esta etapa, se evalúa la viabilidad de cada propuesta en un sistema de pruebas basado en el Sistema Interconectado Central (SIC) chileno del año 2009. Como herramienta de coordinación hidrotérmica se utiliza la plataforma SEEDS de DeepEdit.

Los resultados de los casos de pruebas contribuirán a un producto final de *conclusiones y propuestas de adaptación* tanto para estudios de planificación como para herramientas de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo.

1.3.2. Aportes adicionales

A pesar de no tratarse del desarrollo de un modelo computacional para la resolución de CHT, este trabajo motiva ciertas modificaciones en la herramienta base que se utiliza para los estudios de planificación (SEEDS de Deep Edit). Una de las modificaciones más importantes, corresponde a permitir etapas de largo variable, llegando a pasos temporales de una hora [34]. La posibilidad de resolver un problema horario de CHT de mediano/largo plazo, si bien, se torna impracticable en problemas multi-escenario y/o de horizontes de estudio muy largos, permite evaluar metodologías como las presentadas en este trabajo.

Finalmente, todos los estudios realizados en este trabajo dan cuenta del desarrollo de estudios de planificación, dejando una base de apoyo en cuanto a metodología de trabajo para futuros estudios de planificación hidrotérmica.

Se excluye del análisis de este trabajo, el análisis económico de las propuestas, dado que sólo ataca enfoques metodológicos.

1.4. Estructura del documento

El documento se configura de la siguiente manera:

- En el capítulo 2, titulado *La Coordinación Hidrotérmica* se presenta una revisión bibliográfica sobre el problema de coordinación hidrotérmica, sus objetivos, características, métodos de resolución y especialmente, los aspectos de modelación que influyen sobre los estudios de planificación de mediano/largo plazo.
- En el capítulo 3 titulado *La Generación Eólica* se presenta una revisión bibliográfica sobre el viento y sus características. Se estudia en detalle el comportamiento temporal del recurso eólico y su influencia en la producción de potencia.
- En el capítulo 4, titulado *Descripción General del Problema* se analiza a nivel teórico cada uno de los aspectos de modelación involucrados en la coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo y la forma en que se verán afectados ante la incorporación de generación eólica. Luego del análisis extensivo, se establecen aquellos aspectos de modelación que requieren de un desarrollo más acabado, en cuanto a adaptación y/o modificación.
- En el capítulo 5, titulado *Propuesta Metodológica* se proponen y explican en detalle metodologías de tratamiento para los aspectos seleccionados en el capítulo anterior.
- En el capítulo 6, titulado *Casos de Estudio* se evalúan las distintas metodologías propuestas en un sistema de pruebas, basado en el Sistema Interconectado Central chileno existente al año 2009.
- Finalmente, el capítulo 7, *Conclusiones y Trabajo Futuro* se presentan las conclusiones que se extraigan en base a los objetivos planteados. Se presenta además, un compendio de posibles focos de desarrollo (trabajo futuro) que surgen a partir del trabajo realizado.

2. La Coordinación Hidrotérmica

2.1. La separación temporal del despacho hidrotérmico

La programación eficiente de generación se ha transformado en una tarea importante en los sistemas eléctricos modernos. Este problema consiste en determinar la estrategia óptima de operación para el siguiente período en la programación, sujeto a una variedad de restricciones.

Para sistemas hidrotérmicos, este problema es conocido como Despacho de Generación Hidrotérmica (PDGH) y se distribuye a lo largo de una amplia variedad de escalas de tiempo. Las decisiones de corto plazo son gobernadas por restricciones de unidades térmicas, como la eficiencia de la turbina, rampas de toma de carga y tiempos mínimos/máximos de encendido/apagado de centrales térmicas [15]. Por otro lado, las decisiones de largo plazo son influenciadas por la asignación adecuada del agua almacenada en los embalses, que a su vez, depende tanto del régimen hidrológico de las cuencas del sistema como de los esquemas operacionales [16].

Dada la estructura matemática del problema, se aplican distintos enfoques para modelar el PDGH de acuerdo al intervalo temporal. El despacho de corto plazo es un problema combinatorial entero-mixto [15] y el despacho de mediano/largo plazo constituye un problema de optimización estocástica a gran escala, de variables continuas [1], [17], [31].

El PDGH es usualmente dividido en sub-problemas más pequeños, utilizando una descomposición en escala temporal: la coordinación hidrotérmica (CHT) de mediano/largo plazo, y la coordinación hidrotérmica de corto plazo (conformada por el pre-despacho de unidades y el despacho económico de carga). La Figura 2.1-1 muestra la división temporal del PDGH.

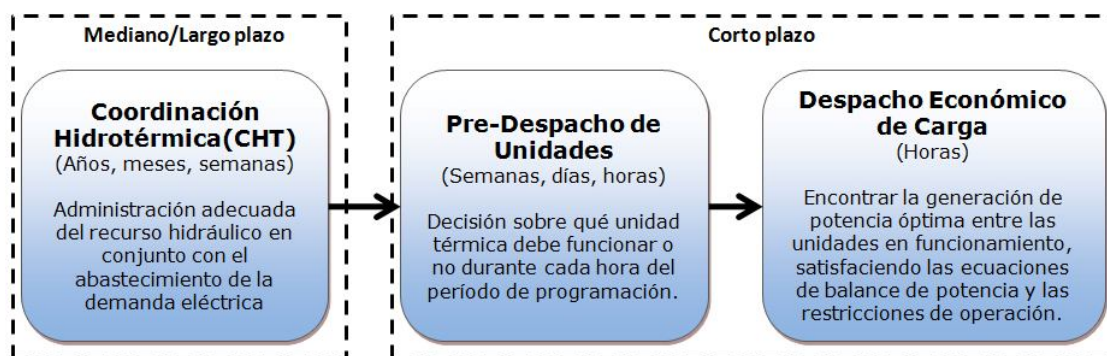


Figura 2.1-1 – El Problema del Despacho de Generación Hidrotérmica (PDGH) [16]

La CHT de mediano/largo plazo constituye la primera etapa en la resolución del PDGH y consiste en la estimación del valor estratégico del agua almacenada que minimiza el costo de

combustible térmico en el período de programación. Las centrales hidráulicas pueden utilizar el agua embalsada para generar electricidad, evitando gastos de combustible en centrales térmicas. Sin embargo, la disponibilidad de esta energía hidráulica está limitada por la disponibilidad de agua en los embalses y cuencas del sistema. Esto significa que las decisiones en sistemas hidrotérmicos están acopladas en el tiempo.

El agua almacenada en los reservorios debe ser distribuida en el tiempo considerando que lo que se utilice en el período presente no estará disponible para generación futura. Así, un exceso de uso en el presente puede resultar en altos costos futuros, derivados de la necesidad de utilizar plantas térmicas. Por otro lado, asignar muy poca agua al presente puede provocar vertimientos en el futuro. Estas relaciones entre decisiones operaciones en una etapa dada y sus consecuencias futuras se muestran en la Figura 2.1-2 [16] [17].

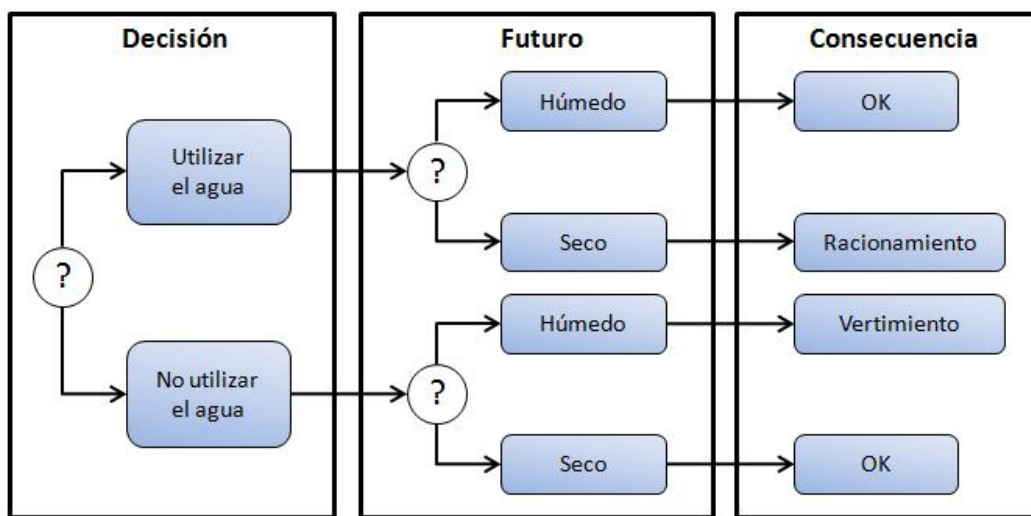


Figura 2.1-2 – Relaciones usuales entre una decisión presente y sus consecuencias futuras [17]

Aunque el agua pueda considerarse como un recurso *gratis*, las consecuencias asociadas a desplazar generación térmica en el presente tienen asociadas un costo de oportunidad. Si una gran cantidad de agua es utilizada en la etapa presente, tanto el costo inmediato (solución del despacho de corto plazo) disminuye, pero como el agua disponible en el futuro también disminuye, el costo futuro crece. Como se muestra en la Figura 2.1-3, existe un compromiso entre el costo inmediato y el costo futuro (representador por la Función de Costo Inmediato (FCI) y la Función de Costo Futuro (FCF) respectivamente).

La FCF es una representación del costo futuro del agua (por lo que en realidad es una función de costo *esperado*), dados una cierta topología del sistema y generación disponible. Para un período dado (por ejemplo, una semana) la FCF provee información sobre el agua disponible tanto al principio como al final de esta etapa, lo que significa que los límites quedan ahora fijos para el período en cuestión, y no hay incertidumbre hidrológica. Esto permite desacoplar la actividad de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo de la de corto plazo [16].

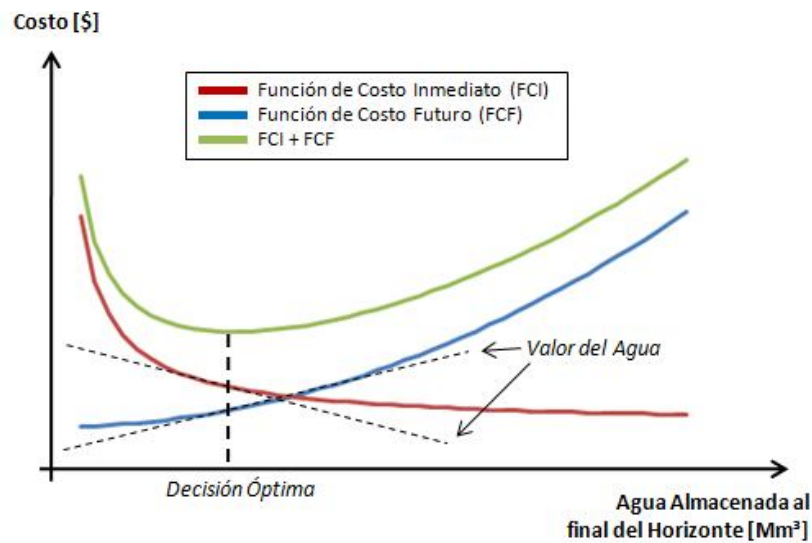


Figura 2.1-3 – Funciones de costo inmediato y costo futuro [16]

El interés primordial se encuentra en la representación de la incertidumbre hidrológica y el resultado más importante es el valor que se estima para el agua. La toma de decisiones en la planificación de la operación se realiza en base a los resultados de la CHT. Estos resultados se obtienen a través del manejo adecuado tanto de la modelación como de los métodos de resolución que se apliquen al problema matemático. La Figura 2.1-4 muestra los distintos aspectos involucrados tanto en la modelación como en la resolución de la CHT de mediano/largo plazo.

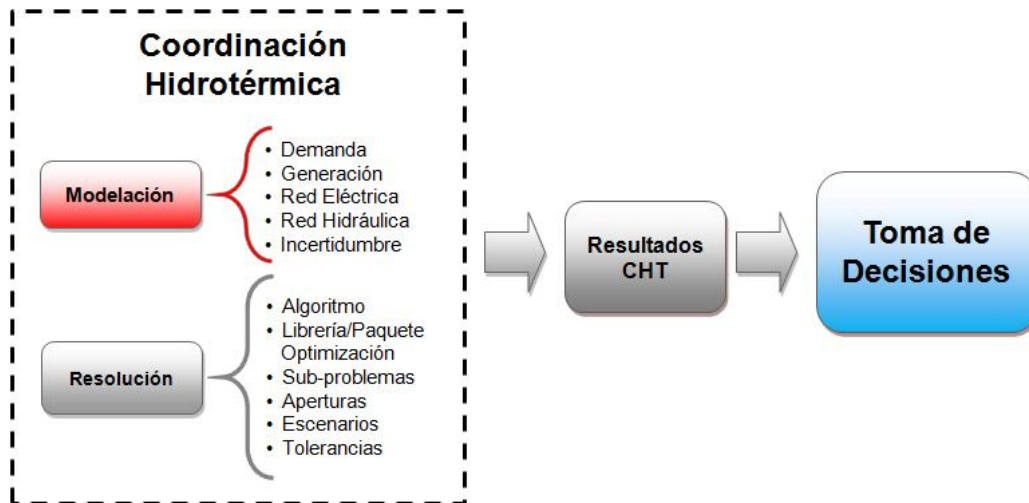


Figura 2.1-4 – Descomposición de aspectos involucrados en CHT

2.2. Aspectos de modelación de CHT de mediano/largo plazo

Considerando el horizonte de estudio, la extensión del sistema eléctrico y la complejidad del sistema hidráulico, la cantidad de variables involucradas en el problema matemático puede crecer rápidamente. El detalle de la modelación está sujeto entonces al compromiso que se adquiere con

las capacidades computacionales de resolución. Los distintos aspectos de modelación se manejan de acuerdo a este compromiso:

2.2.1. Modelamiento temporal de la demanda

En sistemas eléctricos de potencia con niveles importantes de generación hidráulica de embalse, las decisiones están acopladas en el tiempo. El gran problema a resolver en la planificación de la operación de mediano/largo plazo no corresponde a cubrir la demanda de potencia máxima del sistema [MW], sino a cumplir con el requerimiento energético [MWh] a lo largo del horizonte de estudio [24].

De esta manera, la duración de las etapas de CHT de mediano/largo plazo se define en base a la variación de la disponibilidad energética del recurso hídrico, en lugar de a la variación asociada a la demanda eléctrica. El hecho que la demanda eléctrica fluctúe a lo largo de un día es irrelevante en términos del ancho de la etapa debido a que la hidrología presenta cambios importantes en períodos superiores a una semana. La demanda eléctrica se representa entonces, a través de su valor medio dentro de la etapa. Al utilizar la potencia media, se preserva la energía total dentro de la etapa, pero se pierde información sobre los valores máximos y mínimos.

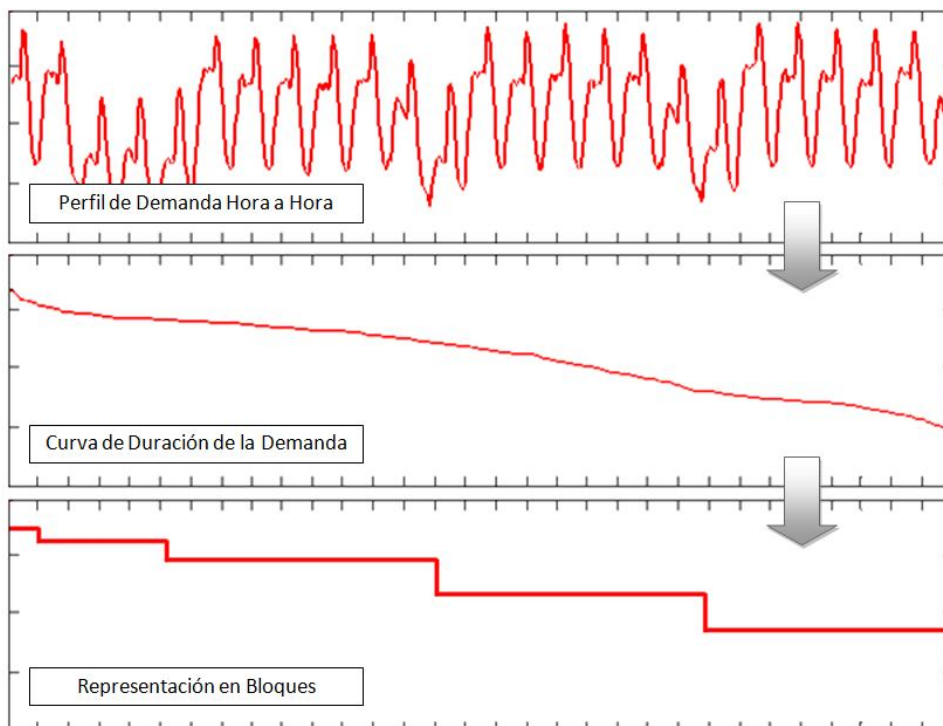


Figura 2.2-1 – Concepto de la representación en bloques energéticos

Para minimizar esta pérdida de información la energía de la etapa se reparte en *bloques energéticos* de tal manera de dar cuenta de las variaciones diarias de energía. La representación en bloques de energía consiste en una discretización de la curva de duración de la demanda¹ de manera de diferenciar las situaciones de alta demanda de las de baja, y así distribuir

¹ La curva de duración de la demanda corresponde a un ordenamiento de descendente de la demanda cronológica dentro de la etapa.

adecuadamente la energía del período de estudio (ver Figura 2.2-1). La principal ganancia de realizar esto es capturar que las restricciones de capacidad impiden traspasar ciertas energías entre bloques, lo que posibilita detectar con mayor precisión las posibles fallas de suministro. Por ejemplo, si una central de embalse vierte a las 7 AM, esa energía no se puede usar a las 7 PM [21].

El problema de construcción de bloques se resuelve a través de la minimización del error cuadrático medio entre la representación lineal (por tramos) de orden cero y la curva de duración original de la demanda. El problema de optimización se puede expresar como:

$\min \sqrt{\frac{\sum_j \sum_{i \in B(j)} (p_i - \bar{p}_j)^2}{H}}$	(2.2.1)
s.a. $\sum_j h_j = H \quad \sum_j h_j * \bar{p}_j = E$	

Donde:

- j : Índice asociado a al número de bloques de la representación.
- i : Índice asociado a los valores de la curva de duración enmarcados dentro de un bloque.
- p_i : i-ésimo valor de potencia asociado a la curva de duración dentro de un bloque.
- \bar{p}_j : Potencia media en el j-ésimo bloque
- H : Largo total de la etapa
- h_j : Ancho del j-ésimo bloque
- E : Demanda energética de la etapa

En este tipo de representación, la altura de cada bloque corresponde a la potencia media de la demanda en el espacio de tiempo que corresponde al ancho del bloque, de manera de preservar la energía contenida (área bajo la curva). La característica primordial que cumplen los bloques energéticos calculados de esta manera es la de ser *representativos de la cantidad de demanda*, de tal manera que los resultados reflejen bien el comportamiento del sistema (por ejemplo, en términos de los costos de operación del sistema).

2.2.2. Modelamiento de centrales generadoras

En los modelos de CHT de mediano/largo plazo, se distinguen dos tipos de centrales generadoras: centrales térmicas y centrales hidráulicas (que a su vez pueden considerarse de embalse y o de pasada). Si bien, cada planta generadora puede ser caracterizada por muchos atributos, las características que efectivamente se modelan para cada uno de estos tipos de generadores dependen naturalmente del paso temporal.

En el mediano plazo, los generadores térmicos sólo son representados por sus costos de operación (asociados al consumo de combustible) y por los límites de generación. No se consideran los atributos asociados a tiempos de partida/detención y/o tiempos de toma de carga, dado que sus efectos no son distinguibles en el paso temporal de la CHT de mediano/largo plazo. De esta forma, estas centrales se integran en el modelo de CHT de la siguiente manera [3]:

$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad j = 1, \dots, J$	(2.2.2)
$g_{tj} \geq \underline{g}_j \quad j = 1, \dots, J$	

Donde:

- g_{tj} : Producción energética de la central j-ésima en la etapa t
- \bar{g}_j : Capacidad máxima de generación de la central
- \underline{g}_j : Capacidad mínima de generación de la central

La operación de centrales hidráulicas, tanto de pasada como de embalse, se representa a partir del modelo eléctrico de generación (que da cuenta de la transformación del caudal en potencia a través de una eficiencia), del balance hidráulico y de las capacidades mínimas/máximas de almacenamiento y turbinaje de las centrales [2], [3], [31].

Una planta hidráulica (ya sea de embalse o de pasada) aprovecha la energía cinética de un caudal de agua para establecer movimiento rotatorio en una turbina acoplada por el eje a un generador eléctrico. El modelo eléctrico de una central hidráulica viene dado por la siguiente expresión:

$g_{ht}(i) = \eta * u_t(i)$	(2.2.3)
-----------------------------	---------

Donde:

- $g_{ht}(i)$: Generación de la i-ésima central en la etapa t
- η : Relación de conversión de caudal a potencia
- $u_t(i)$: Volumen turbinado por la i-ésima planta en la etapa t (variable de decisión)

El balance hidráulico corresponde a la conservación del recurso hídrico en la localidad de cada planta hidráulica y representa el acoplamiento entre etapas sucesivas. La Figura 2.2-2 muestra un esquema general de una conectividad hidráulica de una central, con todas las relaciones de conservación que pueden intervenir el esquema de balance.

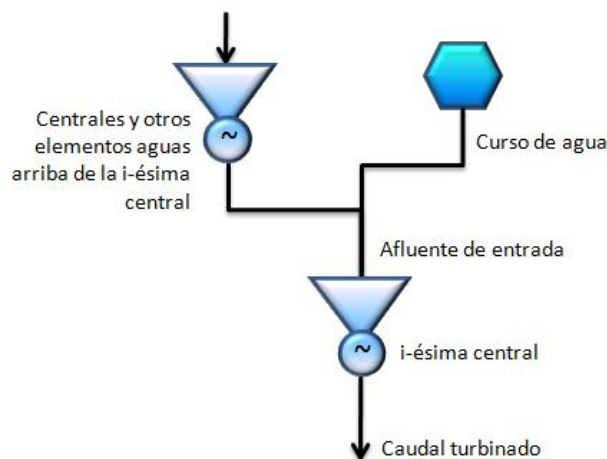


Figura 2.2-2 – Conectividad hidráulica de una central hidráulica

Como se puede observar en la Figura 2.2-2, una central hidráulica puede ser alimentada tanto por caudales turbinados por otras centrales (u otros elementos del sistema, como convenios de riego) ubicadas aguas arriba en la misma cuenca, o directamente por ríos o cauces de agua. De esta manera, el modelo hidráulico de la central debe contemplar la interdependencia operacional en las redes hidráulicas (centrales en cascada hidráulica y superposición de reglamentaciones sobre el uso del agua como convenios de riego, etc). Además, se deben considerar las limitaciones y características de los embalses (funciones de cota-volumen, filtraciones, pérdidas, funciones cota-rendimiento, etc) [2], [31].

Matemáticamente, el balance hidráulico viene dado por la siguiente expresión:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} u_t(m) + s_t(m) \quad (2.2.4)$$

Donde:

- $v_{t+1}(i)$: Volumen almacenado en la i-ésima planta al final de la etapa t (variable de decisión)
- $v_t(i)$: Volumen almacenado en la i-ésima planta al inicio de la etapa t (conocido)
- $a_t(i)$: Caudal afluente que ingresa a la i-ésima planta en la etapa t (conocido)
- $s_t(i)$: Volumen vertido por la i-ésima planta en la etapa t (variable de decisión)
- $m \in U(i)$: Set de plantas aguas arriba de la i-ésima planta

Notar además, que en el caso de centrales hidráulicas de pasada, no existe la posibilidad de almacenar agua entre etapas (incluso en el caso de aquellas centrales que poseen estanques de regulación), por lo que la relación (2.2.4) sólo dará cuenta de la conservación del recurso hídrico, pero no establece acoplamiento entre etapas.

Los límites de almacenamiento y turbinaje se representan de la siguiente manera respectivamente:

$$\begin{array}{l} \underline{v}_i \leq v_t(i) \leq \bar{v}_i \\ \underline{u}_i \leq u_t(i) \leq \bar{u}_i \end{array} \quad (2.2.5)$$

Donde:

- \underline{v}_i : Volumen mínimo almacenable por la i-ésima central
- \bar{v}_i : Volumen máximo almacenable por la i-ésima central
- \underline{u}_i : Caudal mínimo turbinable por la i-ésima central
- \bar{u}_i : Caudal máximo turbinable por la i-ésima central

2.2.3. Consideraciones sobre la red de transmisión

Considerando que el objetivo es calcular el valor del agua en un enfoque energético, en general no se considera necesario un modelo exhaustivo de la red de transmisión. De esta forma, los únicos atributos de líneas de transmisión que se modelan en el mediano/largo plazo, corresponden a los límites de capacidad de transferencia de potencia (P_{max} y P_{min}).

Adicionalmente, las redes complejas se condensan en redes equivalentes [31]. Notar que en este tipo de redes equivalentes (ver ejemplo de la Figura 2.2-3), se reduce el sistema de transmisión y en general, los elementos no-generadores (como transformadores, reactancias, etc). Es importante preservar las centrales generadoras de carácter hidráulico, dado que deben concordar con el modelo de cuenca hidráulica. Las centrales térmicas también se preservan, dado que el funcionamiento independiente de cada una de ellas influye directamente en el costo del sistema.

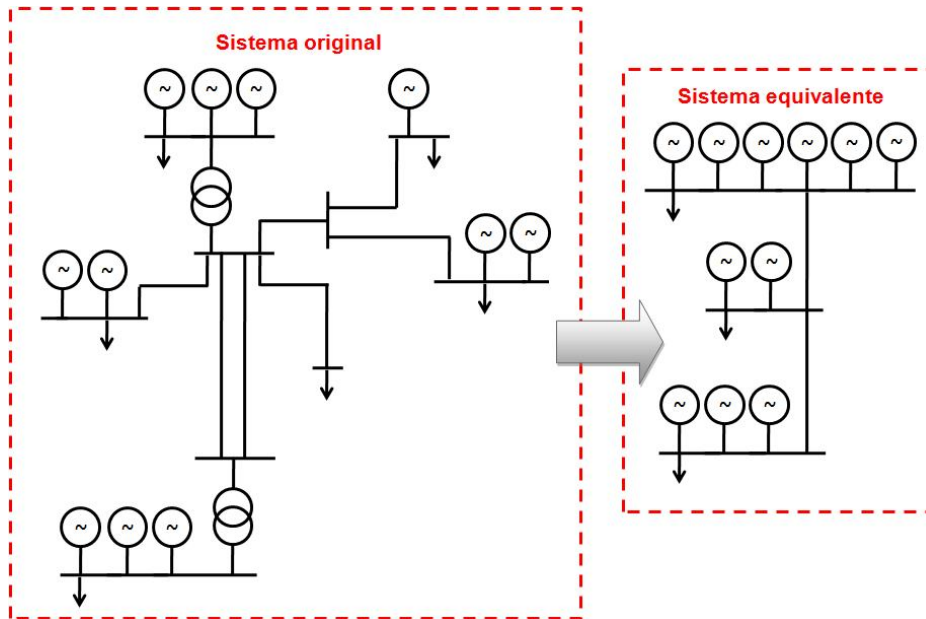


Figura 2.2-3 – Ejemplo utilización de redes equivalentes

En este ejemplo, tanto los transformadores como el doble circuito de la línea central son simplificados en el modelo a utilizar en CHT de mediano/largo plazo. Además, el sistema de transmisión se reduce a 3 zonas (que deben ser representativas del sector original en el sistema). Sin embargo, se mantienen los generadores, ya sean térmicos (para preservar los costos) o hidráulicos (para preservar las conexiones hidráulicas)

2.2.4. Representación de consumos en sistemas multinodales

En compromiso con el volumen de información de entrada que se requiere en el problema de CHT de mediano/largo plazo, se utilizan supuestos y simplificaciones tanto sobre la distribución espacial como sobre la distribución temporal de los distintos consumos.

En cuanto a la representación espacial de consumos, ésta se supone independiente del tiempo. Esto significa que para cada etapa de CHT, cada barra demanda una fracción fija de la demanda total, lo que se traduce en:

$$D_{E_1} = \frac{e_1}{E}, \dots, D_{E_n} = \frac{e_n}{E} \quad \forall \text{ etapa} \quad (2.2.6)$$

Donde: D_{E_i} : Demanda en cada barra
 e_i : Porción de la energía total del sistema anidada en la i-ésima barra
 E : Energía total del sistema

Con respecto a la representación temporal de los consumos, se debe considerar la utilización de representaciones energéticas de la demanda dentro de cada etapa, lo que implica primero la manipulación de curvas de duración de carga y luego la representaciones en bloques de la demanda. Al manipular las curvas de duración de carga, usualmente se busca reducir el volumen de información que debe ingresar el usuario, por lo que se asume que las demandas en las barras del sistema siguen el mismo perfil temporal, evitando la necesidad de un perfil para cada barra [32] (ver la

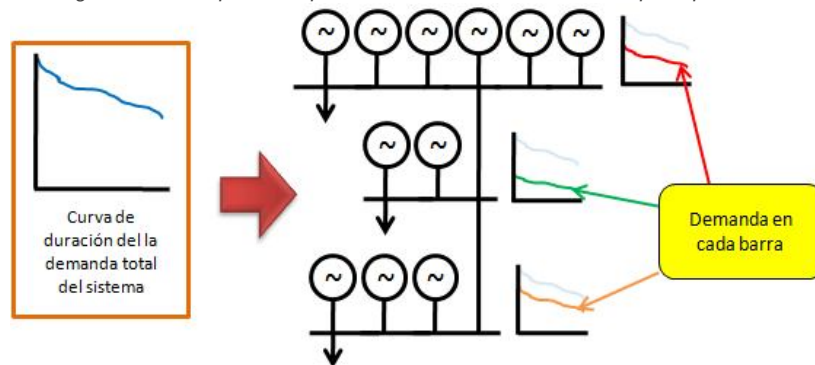


Figura 2.2-4).

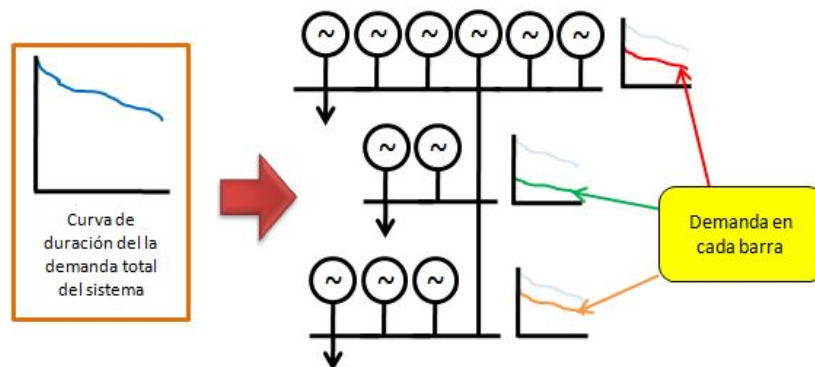


Figura 2.2-4 – Representación temporal de la demanda en sistemas multinodales

La curva de duración de la demanda total del sistema (a la izquierda) se representa en cada barra en color azul débil, y las respectivas curvas de duración a utilizar en cada barra se muestran en colores fuertes (rojo, verde y anaranjado respectivamente). Cada una de estas curvas corresponde a una fracción de la curva original

Al aplicar representación en bloques de energía, se debe tener en cuenta que, por construcción, la curva de duración destruye la correlación temporal de los datos de potencia, por lo que no se pueden construir bloques a cada curva de duración por separado, sino que las barras deben adoptar una construcción común de bloques (que por lo menos preserve el número y el ancho de los bloques entre las distintas barras del sistema). Usualmente se calculan los bloques asociados a la curva de duración de la demanda total y los bloques de las barras corresponden a porcentajes de esa representación en bloques original. Existen variadas técnicas de asignación de porcentajes a los bloques de cada barra, como la técnica de factores de influencia [31] y la representación según el Centro de Despacho Económico de Carga [32].

2.2.5. Manejo de Incertidumbres

En el desarrollo de la CHT de mediano/largo plazo intervienen distintos fenómenos de distinta índole, entre los que se cuentan fenómenos dependientes de condiciones climáticas (hidrología), o que tengan su origen en diversos aspectos del quehacer humano político/económico/cultural (evolución de los precios de los combustibles, variaciones a la demanda eléctrica, emisiones de

contaminantes a la atmósfera, etc). Generalmente, estos fenómenos dependen de diversas condiciones (alto grado de complejidad) y no siguen patrones evidentes (alto grado de incertidumbre), por lo que su comportamiento futuro debe ser tratado a través de procesos estocásticos.

Incertidumbre hidrológica: El fenómeno hidrológico tiene un comportamiento que responde a un complejo conjunto de interacciones entre diversos procesos físicos relacionados con la circulación general del agua en la tierra. Con mayor precisión se puede decir que responde a la sucesión de etapas que atraviesa el agua al pasar de la atmósfera a la tierra y volver a la atmósfera: evaporación desde el suelo, mar o aguas continentales, condensación de nubes, precipitación, acumulación en el suelo, deshielos, escurrimiento y nuevamente evaporación [33].

Cada una de las etapas del ciclo hidrológico tiene implícita una fuerte componente aleatoria, que obliga a modelar el fenómeno a través de procesos estocásticos. Para la apropiada caracterización del fenómeno hidrológico se han desarrollado trabajos en dos vertientes: a través de modelos fenomenológicos y a través de modelos estadísticos.

Los modelos fenomenológicos predicen series de tiempo futuras a partir de condiciones físicas como la temperatura, la presión, etc. Entre los modelos fenomenológicos, destacan aquellos desarrollados por Box y Jenkins en la década de 1970 [4]. Box y Jenkins desarrollaron un esquema de clasificación para una gran familia de modelos de series de tiempo, donde se distinguen los modelos autoregresivos de orden p (***AR(p)***), los modelos de media móvil de orden q (***MA(q)***), combinaciones de los dos (llamados modelos “*autoregresivos de media móvil*” (***ARMA(p, q)***)), y otras variantes como los modelos integrados [33]. Estos modelos generalmente son muy complejos (acarreado altos costos computacionales), de acuerdo a la complejidad misma del fenómeno que tratan de representar.

Por otro lado, los modelos estadísticos predicen series de tiempo futuras a partir de información histórica. La idea es establecer patrones hidrológicos que correlacionen los datos de las series tanto temporal como geográficamente. Estos modelos deben aprovechar las características propias de las series de tiempo para evitar resolver cantidades excesivas de escenarios.

En CHT de mediano/largo plazo, generalmente se utilizan esquemas puramente estadísticos o combinaciones de modelos estadístico/fenomenológicos (modelo mixto) para la generación de escenarios hidrológicos futuros. La gran mayoría de los modelos, genera, para cada etapa, un conjunto de simulaciones iniciales² a partir de un registro histórico y un conjunto de aperturas condicionadas³ a través del método de Montecarlo. Las diferencias entre modelos se encuentran en cómo se aplican (seleccionan) las distintas simulaciones iniciales y aperturas en cada etapa.

Por ejemplo, el modelo de planificación de la operación PLP (utilizado por el CDEC-SIC y diversas empresas del sector eléctrico chileno), maneja un esquema puramente estadístico que sortea tanto las simulaciones como las aperturas, directamente del registro histórico, asumiendo equiprobabilidad. Por otro lado, el modelo SDDP (utilizado por diversas empresas del sector

² Una simulación inicial corresponde a una secuencia de caudales ficticios, simulados por el modelo, para todo el horizonte de planificación.

³ Como aperturas condicionadas se entiende un conjunto de valores futuros alternativos posibles, dado el pasado histórico de la serie.

eléctrico chileno y mundial), utiliza un esquema llamado CPAR (Contemporaneous Periodic Auto Regressive), que internaliza las correlaciones espaciales y temporales de los datos en cada etapa a través de una variable aleatoria hidrológica $CPAR(p)$ que representa el valor futuro de la hidrológica como una combinación lineal entre los p valores pasados de la serie, los valores presentes (contemporáneos) de la serie ocurridos en otros lugares geográficos (correlación espacial), y una componente aleatoria (semilla). Naturalmente, requiere conocer el valor de la serie en p instantes pasados para comenzar la generación de series sintéticas de caudales. Este modelo posee la ventaja de capturar la tendencia estadística local de los datos. Se ajusta mediante métodos estadísticos, a partir de un registro histórico de valores medidos para cada uno de los afluentes del sistema durante un período determinado de años [33].

Incertidumbre en los precios de los combustibles: si bien, los precios de los combustibles presentan incertidumbre en su valor futuro, ésta no afecta el desarrollo de la CHT como lo hace aquella asociada a la hidrológica. El escenario hidrológico en que se resuelva el problema de despacho hidrotérmico condiciona fuertemente el resultado de la CHT, dado que establece la política de operación del sistema. El precio de los combustibles condicionará directamente el valor del costo esperado de operación del sistema, pero en general, existirá independencia entre el escenario de precios y la operación de las centrales térmicas. Esto quiere decir que en la mayoría de los escenarios de precios de combustibles, las centrales operarán de acuerdo a lo dictado por la FCF en cada etapa, independiente del costo de los combustibles. Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 2.2-5.

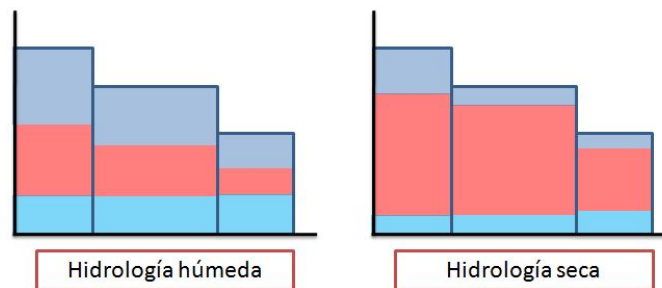


Figura 2.2-5 – Comparación efectos de incertidumbres

En la Figura 2.2-5 se muestra un esquema tradicional de satisfacción de la demanda en una etapa de CHT. La demanda está representada en bloques. La generación hidráulica en cada bloque está representada por el color azul (oscuro para la hidráulica de embalse, y celeste para la hidráulica de pasada). La generación térmica se representa en color rojo. Como se puede observar, la hidrológica determina fuertemente la política de operación, y en particular, la cantidad de generación térmica. El precio de los combustibles determinará el costo de la etapa, pero no la política de operación.

Adicionalmente, es bastante más difícil generar escenarios futuros para estos precios. Esto es debido a que los factores que influyen en dichos precios dependen de diversas condiciones políticas, económicas, sociales y medioambientales y usualmente se fijan de acuerdo a políticas gubernamentales en cada país. De esta manera, el ajuste de modelos de precios de combustibles no se realiza a partir de la fenomenología o la historia.

Por ejemplo, en la fijación de precios de nudo⁴ en Chile no se considera la incertidumbre asociada a los costos de combustible. Para cada central, se utiliza el costo contenido en la

⁴ La fijación de precio de nudo corresponde a un estudio que determina el costo base de la energía en Chile. Se realiza cada seis meses, y se basa en una CHT de mediano/largo plazo para fijar el costo.

programación semanal del CDEC-SIC vigente al momento de realizar el estudio. Si bien, el centro de despacho podría fijar los costos de combustible a través de otro estudio que considere la incertidumbre en cuestión, ésta no es modelada directamente en la CHT de mediano/largo plazo que se utiliza para fijar el precio de nudo.

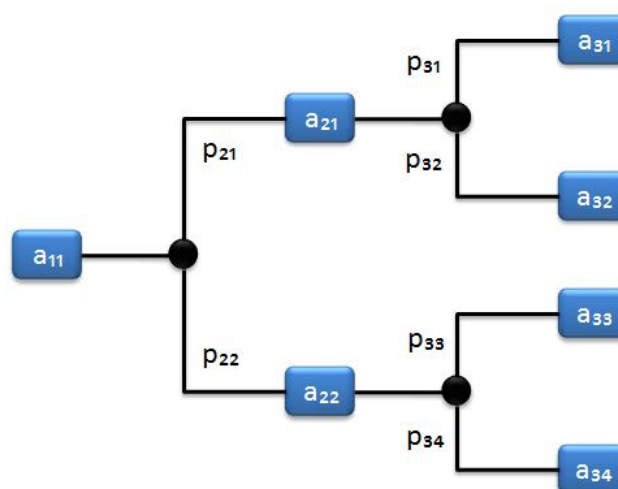
Incetidumbre asociada a la demanda: para la modelación de la demanda futura, se considera que la incertidumbre asociada a ésta, es mucho menor que la asociada a la hidrología (por ejemplo en el SIC, el error de predicción de la demanda energética mensual tiene un valor no superior al 2%⁵, mientras que la incertidumbre asociada a la energía mensual que habrá disponible en las cuencas del SIC alcanza valores superiores al 50% [45]). De esta manera, la proyección futura de la demanda energética se realiza en base a una tasa de crecimiento (que puede corresponder a la tasa de crecimiento económico del país), pero no se le asocia una componente estocástica.

2.3. Resolución del problema de CHT de mediano/largo plazo

2.3.1. Planteamiento inicial del problema

Partiendo de la base que las decisiones en el manejo hidráulico pueden acarrear situaciones de vertimiento y razonamiento que se esperan evitar (como se ilustra en la Figura 2.1-2), el despacho hidrotérmico se puede modelar como la determinación de la secuencia de aprovechamiento hidráulico que minimiza el costo térmico esperado de operación (dado por incurrir en costos de combustible y penalizaciones por desabastecimiento) a lo largo del horizonte de estudio. Esto significa, escoger adecuadamente los distintos niveles de los embalses del sistema en cada etapa del horizonte de planificación de tal manera que el costo total de la operación sea mínimo.

A modo de ejemplo de esta idea, se modela el despacho de un sistema constituido por una central hidráulica de embalse y varias centrales térmicas. Se utilizará el árbol de escenarios de afluentes presentado en la Figura 2.3-1.



⁵ Se agradece el dato de error de predicción de demanda energética al Dr. Guillermo Jiménez, Universidad de Chile.

Figura 2.3-1 – Ejemplo de árbol de escenarios de afluentes

Donde: a_{ts} : Caudal afluente en la etapa t, escenario s
 p_{ts} : Probabilidad condicional del caudal afluente {t,s}

El problema de despacho hidrotérmico estocástico para el sistema y el árbol planteado en la Figura 2.3-1 se formula entonces como:

$\min c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] + p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34})]$	(2.3.1)
<p>s.a. (a) Restricciones de balance hídrico:</p> $v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$ $v_{31} = v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21}$ $v_{41} = v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31}$ $v_{42} = v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32}$ $v_{32} = v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22}$ $v_{43} = v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33}$ $v_{44} = v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}$ <p>(b) Restricciones de almacenamiento y caudal turbinable</p> $v_{t+1} \leq \bar{v} \quad u_t \leq \bar{u} \quad \forall \text{ etapa y } \forall \text{ escenario}$	

Donde: u_{ts} : Caudal turbinado en la etapa t, escenario s (decisión de despacho)
 $c_t(u_{ts})$: Costo térmico requerido para complementar la decisión de despacho {t,s}
 $v_{t+1,s}$: Nivel del embalse al final de la etapa t, escenario s
 s_{ts} : Caudal vertido en la etapa t, escenario s

El costo térmico requerido para complementar la decisión de despacho $\{t,s\}$ corresponde a su vez, a la solución del siguiente problema LP:

$c_t(u_{ts}) = \min \sum_{j=1}^J c_j g_{tj}$	
<p>s.a. (a) Restricción de satisfacción de la demanda:</p> $\sum_{j=1}^J c_j g_{tj} = d_t$ <p>(b) Límites de generación</p> $g_j \leq g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad j = 1 \dots J$	(2.3.2)

Donde:

- c_j : Costo operativo de la j-ésima unidad térmica
- g_{tj} : Producción energética de la j-ésima unidad térmica en la etapa t
- d_t : Demanda en la etapa t

Este problema puede ser resuelto a través de algoritmos de programación lineal. Sin embargo, un problema de despacho hidrotérmico real implica varias plantas hidráulicas y horizontes de planificación de varios años (lo que significa varias etapas). Dado el crecimiento exponencial de ramas de afluentes con el tiempo, rápidamente el problema de optimización estocástica se vuelve infactible computacionalmente. Esto motiva dejar de lado este tipo de esquemas y dar paso a formulaciones de *espacio de estado*.

2.3.2. Formulación de espacio de estado a través de SDP

Para evitar los problemas de factibilidad computacional (mencionados en la sección 2.3.1) se puede cambiar el paradigma de planteamiento del despacho hidrotérmico pensando en que las decisiones hidráulicas de la etapa t sólo están relacionadas directamente con aquellas de las etapas inmediatas (t-1 y t+1). El problema de despacho hidrotérmico puede ser dividido, entonces, en varios sub-problemas de una etapa, donde el objetivo será minimizar la suma de las funciones de costo inmediato y de costo futuro. Dado un nivel inicial de almacenamiento v_t y una función de costo futuro $a_{t+1}(v_{t+1})$, el problema de despacho hidrotérmico de una etapa se formula de la siguiente manera [3]:

$\min c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1})$	(2.3.3)
S.a. $v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$	
$v_{t+1} \leq \bar{v}$	
$u_t \leq \bar{u}$	

Como se puede apreciar, este problema de una etapa puede ser resuelto fácilmente con cualquier esquema LP estándar. Naturalmente, la clave de esta formulación corresponde al cálculo de la función de costo futuro en cada etapa. Este cálculo se puede realizar a través de una recursión de programación dinámica estocástica (recursión SDP) [3], [17]:

- a) Para cada etapa t (generalmente una semana o un mes) se define un set de *estados del sistema*, indexados por $m = 1, \dots, M$. Por ejemplo, se pueden utilizar los niveles de los embalses como estados (100%, 90%, ... , 0%). El nivel de los estanques en la primera etapa es conocido. La Figura 2.3-2 muestra este procedimiento.

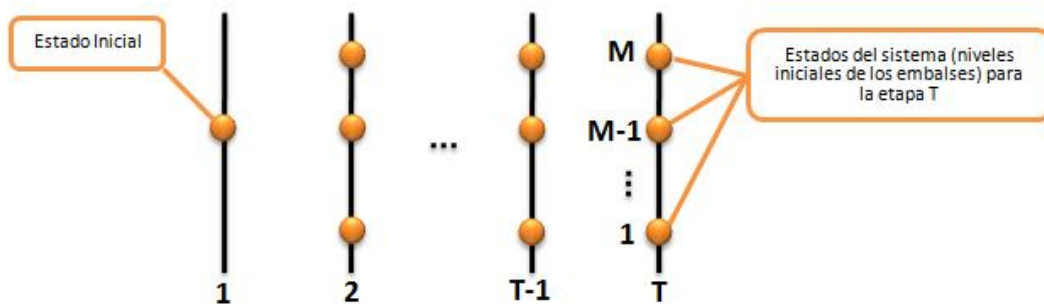


Figura 2.3-2 – Definición de estados del sistema

- b) Comenzando desde la última etapa, se resuelve el problema de despacho hidrotérmico planteado en (2.3.3) asumiendo que el nivel inicial de los embalses corresponde a uno de los estados posibles, definidos en (a), por ejemplo 100%. Como corresponde a la última etapa, la función de costo futuro vale cero. Además, debido a la incertidumbre hidrológica, el problema de despacho se resuelve sucesivamente para K diferentes escenarios de afluentes. La Figura 2.3-3 muestra este procedimiento.

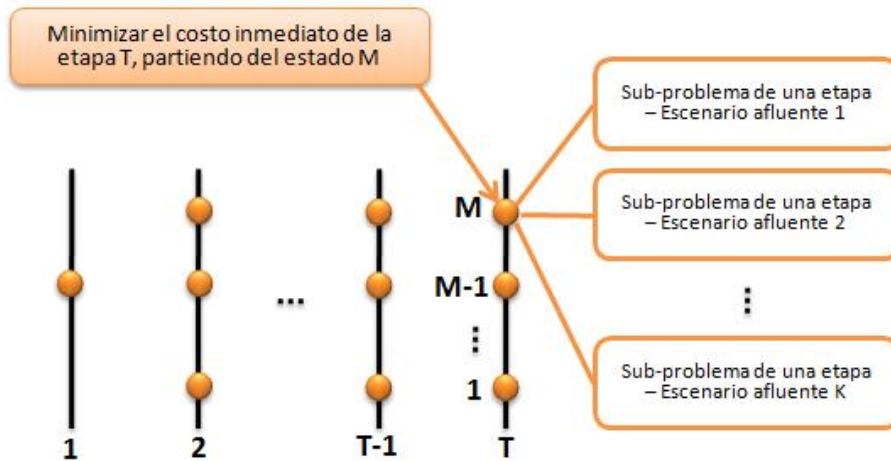


Figura 2.3-3 – Cálculo de la estrategia óptima, última etapa

- c) Se calcula el costo esperado de operación, asociado al nivel M como la media de los costos resultantes para los K sub-problemas de una etapa. Este será el primer punto de la función de costo futuro para la etapa T-1. Al repetir los pasos (b) y (c) para los restantes M-1 estados e interpolar los puntos, se obtiene la FCF $\alpha_{t-1}(v_t)$ para T-1, como se ilustra en la Figura 2.3-4.

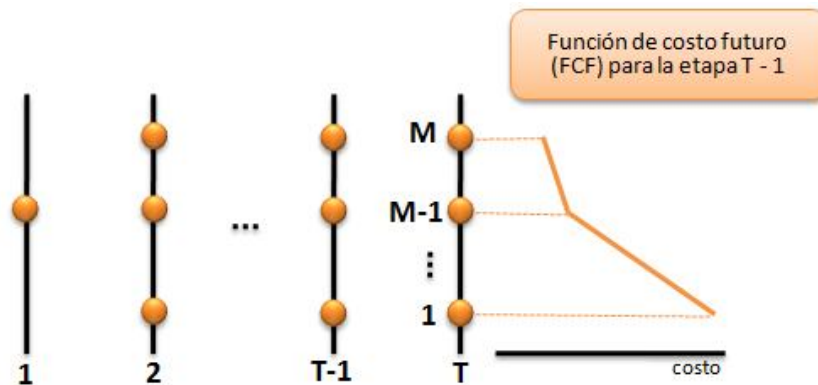


Figura 2.3-4 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1

- d) El proceso se repite entonces para todos los estados definidos (a) para la etapa T-1, como se ilustra en la Figura 2.3-5. Para esta etapa (y todas las restantes) el objetivo es minimizar la suma del costo inmediato de la etapa más el costo futuro esperado, dado por el cálculo de la FCF en la etapa anterior (avanzando desde atrás).

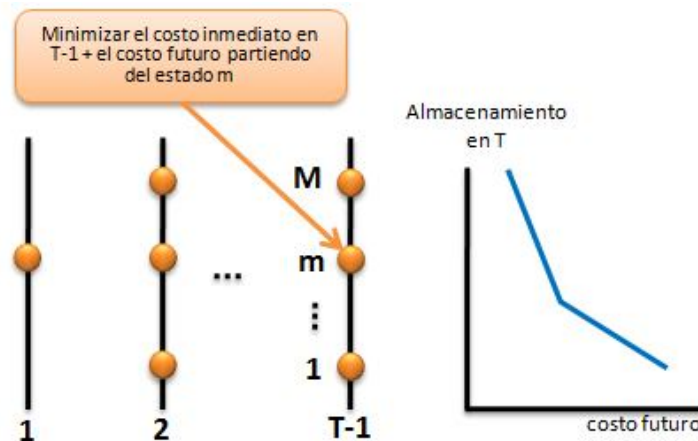


Figura 2.3-5 – Cálculo del costo de operación en T-1 y FCF para T-2

e) Repetir los pasos (b), (c) y (d) para las siguientes etapas, T-2, T-3, etc.

2.3.3. Problemas del SDP y el concepto SDDP

El esquema SDP es simple de implementar y evita la resolución del problema completo de la formulación original del problema. Sin embargo, la recursión SDP requiere de la computación de todas las combinaciones de volúmenes iniciales y afluentes previos. Como consecuencia, el esfuerzo computacional aumenta exponencialmente con el número de embalses del modelo, hecho que se conoce como la *maldición de la dimensionalidad* de la programación dinámica. Este problema se ha resuelto de varias maneras, ya sea utilizando modelos agregados de embalses [18], esquemas parciales de programación dinámica (típicamente, cálculo de funciones de costo futuro para cada cuenca) [19], o resolución a través de programación dinámica dual estocástica (SDDP por sus siglas en inglés). Este último método ha preponderado por sobre los demás y será descrito a continuación.

El esquema SDDP no requiere de una discretización del espacio de estado y, como consecuencia, alivia los requerimientos computacionales de la recursión de programación dinámica estocástica. Este esquema de programación dinámica dual se basa en la observación de que la FCF puede ser representada como una función lineal por tramos, por lo que no hay necesidad de crear una tabla interpolada. Adicionalmente, se ha demostrado que la pendiente de la FCF cerca de un punto dado se puede obtener en forma analítica del problema de despacho de una etapa. La Figura 2.3-6 ilustra el cálculo del costo esperado de operación y la pendiente de la FCF para la última etapa, en el estado inicial M (equivalente al paso (c) de la formulación DP original).

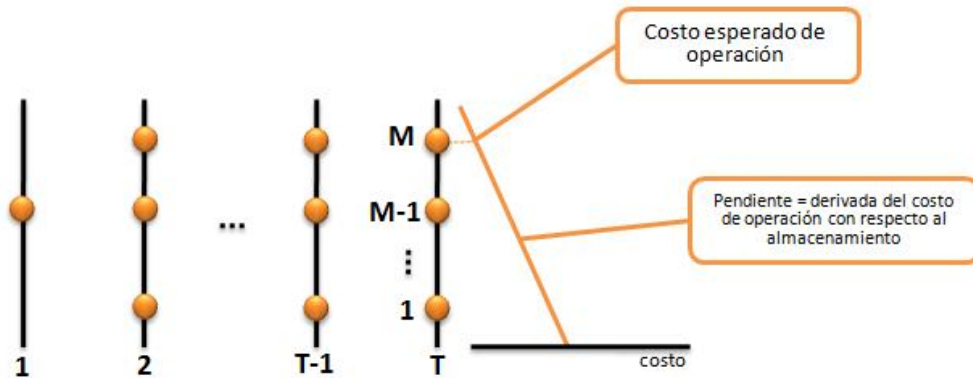


Figura 2.3-6 – DP Dual, cálculo de primer segmento de la FCF

De acuerdo con la teoría de programación lineal, siempre existe un set de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema (2.3.3). Estos multiplicadores representan la derivada de la solución óptima (en este caso el costo de operación) con respecto a una perturbación en el lado derecho de la restricción. En particular, el multiplicador asociado a la ecuación de balance hidráulico representa la variación del costo de operación frente a variaciones en el valor inicial de los embalses. Esta variación corresponde (tal como se ve en la Figura 2.3-6) a la pendiente de la FCF para la etapa T-1. Este segmento lineal puede ser interpretado además, como una expansión serie (lineal) de la FCF alrededor de un valor inicial de almacenamiento.

En la Figura 2.3-7 se muestra el cálculo del costo de operación y las pendientes de FCF para cada estado en la etapa T. Se puede ver que la FCF $\alpha_T(v_T)$ para la etapa T-1 corresponde a una superficie por partes de costo, producida al tomar los segmentos lineales con el valor de costo más alto para cada estado.

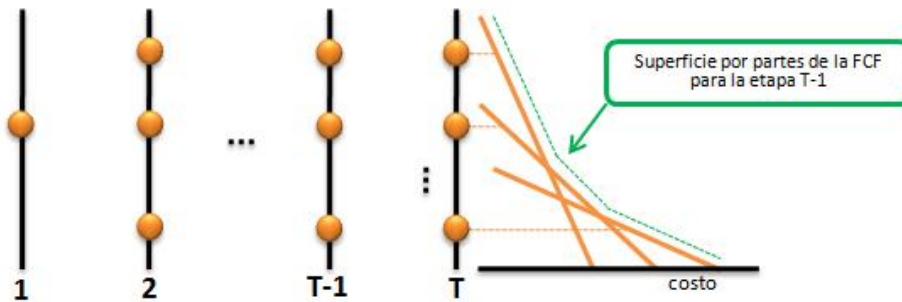


Figura 2.3-7 – Cálculo de una FCF por partes para la etapa T-1

Con todo esto, el despacho hidrotérmico para la etapa t se formula como el siguiente problema de programación lineal:

$\alpha_t(v_t) = \min c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1})$	(2.3.4)
s.a. $v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$	
$v_{t+1} \leq \bar{v}$	
$u_t \leq \bar{u}$	
$\alpha_t \geq \varphi_t^n v_t + \delta_t^n \quad n = 1, \dots, N$	

La FCF es representada por la variable escalar α_t y N restricciones lineales $\{\alpha_t \geq \varphi_t^n v_t + \delta_t^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como se muestra en la Figura 2.3-8, las desigualdades $\{\alpha_t \geq \dots\}$ representan la característica por tramo de esta función (para cada v_t , el segmento con el valor más alto para $\varphi_t^n v_t + \delta_t^n$ será la que se cumple).

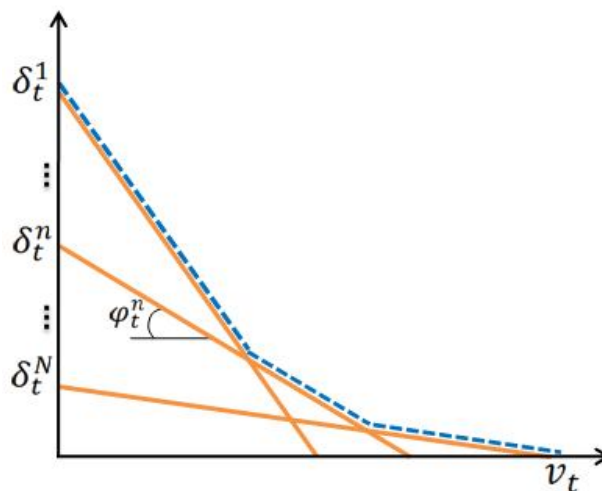


Figura 2.3-8 – FCF lineal por tramos

Gracias a esta formulación, no es necesario conocer, ni computar todos los estados posibles de los embalses, logrando que la inclusión de embalses adicionales no suponga un crecimiento exponencial del requerimiento computacional. Es por esto que hoy en día, el esquema SDDP es el más utilizado en la resolución de la CHT de mediano/largo plazo.

3. La Generación Eólica

3.1. Caracterización del recurso eólico

3.1.1. Origen del viento

El viento corresponde al movimiento del aire en la atmósfera, especialmente, en la troposfera, producido principalmente por diferencias térmicas entre las distintas masas de aire. El calentamiento de una zona con respecto a otra, origina diferencias de presión que dan origen al movimiento del aire. La forma en que se desarrolla este movimiento depende mucho de la distancia con la superficie terrestre (altura), dando origen a distintas escalas de viento y a distintos fenómenos climáticos (ver Tabla 3.1-1) [1], [6].

Tabla 3.1-1 – Escalas espaciales y temporales para el viento

Nombre escala	Altura a la superficie terrestre [km]	Escala temporal	Tipos de viento (fenómenos climáticos) asociados
Circulación general	1000 – 40000	Semanas – Años	Vientos alisios, corriente de chorro
Escala sinóptica	100 – 5000	Días – semanas	Ciclones, huracanes, tifones
Mesoescala	1 – 100	Minutos – días	Tormentas eléctricas, brisas marinas y terrestres, tornados
Microescala	<1	Segundos – minutos	Turbulencias

A gran distancia de la superficie terrestre se desarrolla el fenómeno de carácter global conocido como *circulación general*, donde los dos factores claves en este fenómeno corresponden a la radiación solar y la rotación de la tierra (a esta altura los efectos relacionados con la superficie terrestre no aplican). La inclinación del eje de rotación de la tierra con respecto al plano de traslación alrededor del sol provoca variaciones estacionales. Dado que la radiación solar es mayor por unidad de área donde la incidencia es más directa, existe un transporte de calor desde las regiones cercanas al ecuador hacia los polos. Gracias a que la tierra rota y existe conservación de momento angular, el viento será desviado a medida que se mueve en la dirección longitudinal. La Figura 3.1-1 muestra este fenómeno. La circulación global de aire influye sobre el resto de las escalas de comportamiento del viento [6].

A medida que se desciende en la escala de alturas, la orografía y topografía de la superficie terrestre (rugosidad del terreno, obstáculos, etc) comienzan a tomar importancia en el comportamiento del viento, circunscribiéndolo cada vez más a la localidad. Las condiciones de viento dentro del área conocida como *capa límite*, son influenciadas por la energía transferida desde los vientos geostrofos (corrientes de alta energía y con pocas perturbaciones) y las condiciones regionales. Debido a la rugosidad del terreno, las corrientes de viento local cerca del suelo son turbulentas. Las zonas de viento aprovechables para la generación de energía eléctrica corresponden a estas últimas [7], [6].

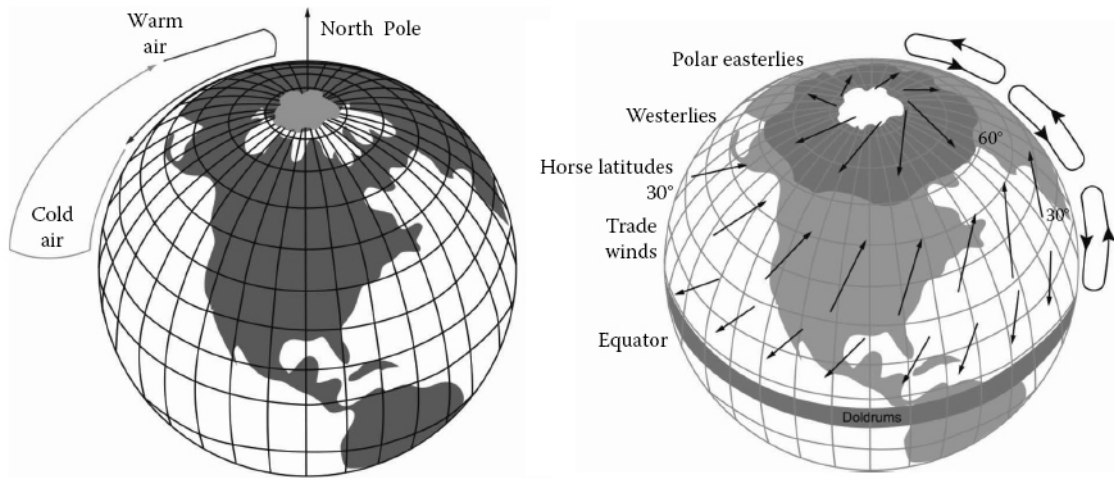


Figura 3.1-1 - Circulación global de aire [6]

El aire se calienta en las zonas cercanas al ecuador. Esto origina su movimiento hacia los polos para enfriarse, este aire caliente desplaza aire más frío, provocando una circulación de aire (a la izquierda). Esto, acompañado con el movimiento de rotación de la tierra (a la derecha) da origen al movimiento de circulación global del aire.

3.1.2. Comportamiento espacial del viento

En términos de generación eléctrica, el comportamiento eólico de interés (potencia extraíble del viento) guarda directa relación con la velocidad del viento. Para el emplazamiento y posterior operación de uno (o muchos) aerogenerador (es) es de primera importancia el conocimiento apropiado de la velocidad del viento en esa zona (su variabilidad, incertidumbre, direccionalidad, turbulencia, etc).

Una característica relevante de la velocidad eólica corresponde al cizallamiento del viento, que corresponde a variaciones tanto en la velocidad como en la dirección del viento, sobre distancias relativamente cortas. El cizalle del viento puede separarse en una componente horizontal y en otra vertical (ver Figura 3.1-2)

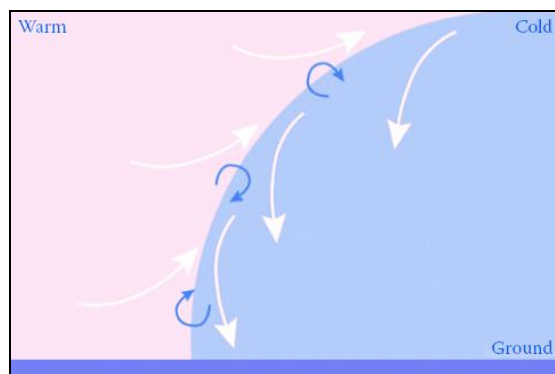


Figura 3.1-2- Ejemplo de cizallamiento vertical [5]

Como se puede ver, las diferencias térmicas entre un frente cálido con respecto a uno frío provocan el ascenso del aire caliente, y la formación de turbulencias en el límite de los dos frentes.

Particular interés se tiene sobre el frente de velocidades en la dirección vertical, por su fuerte efecto sobre la producción de potencia (la estimación de la velocidad en función de la altura es clave al seleccionar lugares de emplazamiento de generación eólica). En términos matemáticos, la velocidad en función de la altura tiene la siguiente forma [8], [6]:

$$v(h) = v_0 \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{z_0}\right)} \quad (3.1.1)$$

Donde:

- $v(h)$: Velocidad en función de una altura h
- h : Altura donde se desea conocer la velocidad [m]
- v_0 : Velocidad medida de viento a una altura h_0
- h_0 : Altura para la que se conoce la velocidad [m]
- z_0 : Parámetro de rugosidad (depende del terreno) [m]

El parámetro z_0 (que corresponde a una característica de rugosidad del terreno) es un valor entre 0.01 – 0.03 [m] para terreno abierto y supera 1 [m] en terrenos accidentados. La Tabla 3.1-2 muestra algunos valores para z_0 dependiendo del terreno.

Tabla 3.1-2 – Característica de rugosidad

Descripción del terreno	z_0 [m]
Nieve en terreno plano, mar abierto y calmado	0.0001
Mar ventoso	0.001
Nieve en terreno cultivado	0.002
Praderas, terrenos con pasto	0.02 – 0.05
Cultivos	0.05
Tierra de cultivo y llanuras de hierba	0.002 – 0.3
Algunos árboles	0.06
Muchos árboles, setos, algunos edificios	0.3
Bosques y tierras arboladas	0.4 – 1.2
Ciudades y pueblos grandes	1.2
Centros de ciudades con altos edificios	3.0

Otra característica relevante corresponde a la direccionalidad del viento. Los cambios en la dirección del viento ocurren entre la escala de cambios estacionales (anual) y la mesoescala (4 – 5 días), debido a la circulación general en la atmósfera. Los cambios estacionales de dirección principal de viento pueden ser desde 30° (en regiones de vientos alisios) hasta 180° (en regiones templadas cerca del ecuador). Al caracterizar un sitio, tradicionalmente se ilustran los cambios de dirección del viento en un gráfico que indica el porcentaje de vientos en todas las direcciones, conocido como *diagrama de rosa* (ver la Figura 3.1-3) [6].

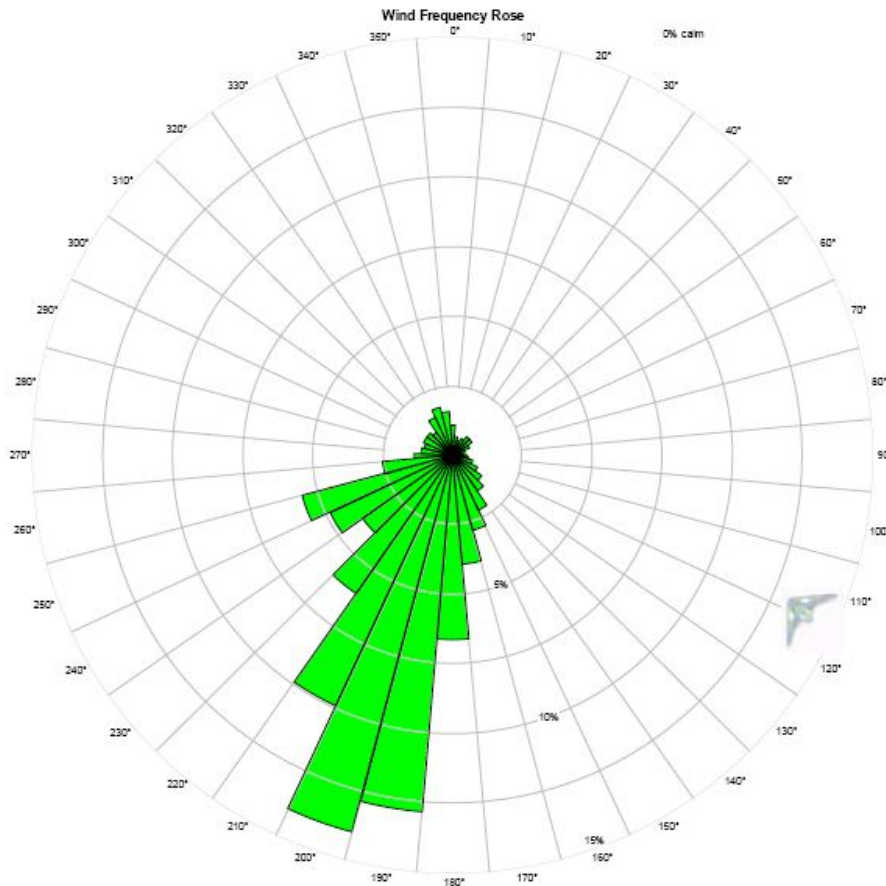


Figura 3.1-3– Ejemplo diagrama de rosa [46]

Como se puede apreciar, el diagrama muestra las direcciones preferenciales de viento, obtenidas a partir de la estadística medida para una altura determinada. El diagrama en cuestión corresponde a la zona de Carrizalillo (Chile), ubicada en la latitud $S 29^{\circ}02'29''$, $W 71^{\circ}23'25''$, con anemómetros ubicados a 10, 20 y 40 [m], con una tasa de muestreo de 10 [min]

3.1.3. Comportamiento temporal del viento

En distintas escalas temporales (que van desde los años a los pocos minutos), el viento es influenciado por distintos fenómenos, que tienen distintos resultados en el comportamiento eólico (su variabilidad). Se pueden distinguir distintos orígenes y resultados para las siguientes escalas temporales:

- Variaciones de largo plazo (muchos años)
- Variaciones anuales/estacionales (meses, 1 año)
- Variaciones sinópticas (semanas, días)
- Variaciones diarias (horas)
- Turbulencias (minutos)

Variaciones de largo plazo: A nivel inter-anual, se cree que las variaciones de largo plazo del recurso eólico están correlacionadas con las variaciones de largo plazo en la temperatura, para la cual se maneja una amplia evidencia histórica en algunos países. De esta forma, los efectos que el

calentamiento global y la acción del hombre tengan sobre el clima, afectarán en consecuencia los fenómenos eólicos en las próximas décadas.

Además de las variaciones debido a cambios en la temperatura, existen considerables cambios en la *ventosidad* de un lugar específico de un año a otro, presumiblemente acoplados a fenómenos climáticos globales como el niño, cambios en el particulado atmosférico producidos por erupciones volcánicas, asoleamiento, etc. Estos cambios añaden una componente significativa a la incertidumbre asociada a la energía aprovechable del viento en cada año [8].

Existen estudios internacionales ([23], [24]) donde se estudian las variaciones del recurso eólico en el largo plazo. A partir de estos trabajos, se ha estimado que la variación de la media anual de energía extraíble del viento en períodos de 20 (o más) años presenta una desviación estándar del 10% o menor. En muchos sitios alrededor del mundo, la incertidumbre asociada al recurso eólico es menor a la asociada a la disponibilidad del recurso hídrico, en el mismo lapso temporal [5].

Variaciones anuales/estacionales (meses, años): en la escala anual, las variaciones en la velocidad del viento se deben básicamente a los cambios en la posición de la tierra en el sistema solar y sus consiguientes efectos sobre el clima. De esta forma, en las variaciones anuales puede existir una fuerte componente estacional, originada por los cambios en incidencia solar durante el año como resultado de la inclinación del eje de rotación de la tierra con respecto al plano de traslación [8].

Estas variaciones de velocidad de viento pueden ser bien caracterizadas en términos de una función de probabilidades. Generalmente para estos efectos, se utiliza la distribución de Weibull (3.1.2) y un caso particular de ella, la distribución de Rayleigh (donde el parámetro $k = 2$) (3.1.3). La Figura 3.1-4 muestra la forma de estas distribuciones.

Weibull:	$F(v) = \Delta v \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$	(3.1.2)
Rayleigh:	$F(v) = \Delta v \frac{\pi}{2} \frac{v}{(\bar{v})^2} e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2}$	(3.1.3)

Donde:

- $F(v)$: Frecuencia de ocurrencia asociada a cada velocidad v
- Δv : Ancho de cada clase de velocidad
- k : Parámetro de forma [adm]
- c : Parámetro de escala [m/s]
- \bar{v} : Velocidad promedio en el sitio de medición

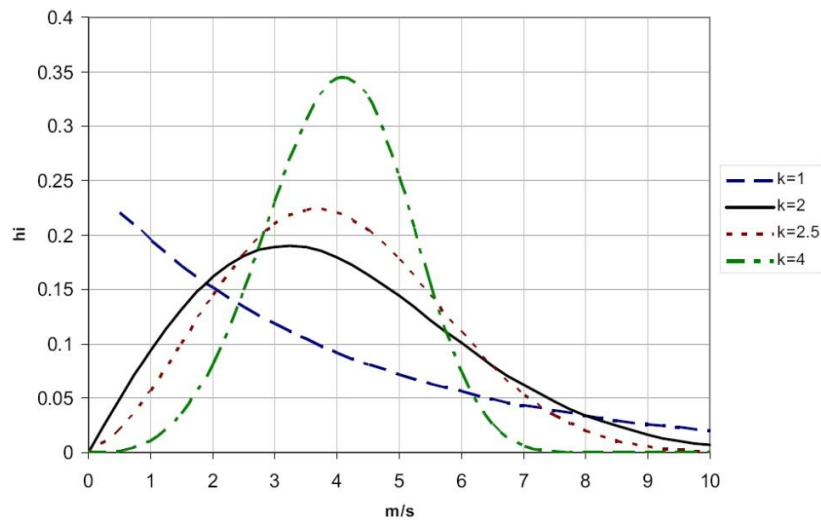


Figura 3.1-4 – Distribuciones de Weibull y Rayleigh [25]

El gráfico muestra la probabilidad con la que se tendrá una determinada velocidad de viento en el sitio caracterizado. Como se muestra en la figura, cuando el parámetro $k = 2$, se obtiene la distribución de Rayleigh.

Estas distribuciones entregan buenas representaciones de la variación en media horaria de la velocidad de viento a lo largo de un año en muchos lugares típicos. Ambas distribuciones entregan estimaciones adecuadas para velocidades altas/medias (aunque no entregan buenas estimaciones para velocidades bajas). La más simple de utilizar por supuesto corresponde a la distribución de Rayleigh, pero ésta no puede ser utilizada en casos, por ejemplo, de zonas de vientos persistentes (como los vientos alisios en aplicaciones offshore). En estos casos la distribución de Weibull es la elección [6], [8].

A partir de un análisis espectral de la velocidad del viento (como el presentado en la Figura 3.1-5, donde se tomaron mediciones tanto de corto como de largo plazo en una granja eólica ubicada en Brookhaven, New York, en 1957), se pueden obtener claros *peaks* en la densidad resultante. Estos máximos permiten establecer claras diferencias entre las tres escalas temporales más pequeñas (sinópticas, diarias y debido a turbulencias) [1], [6], [8]

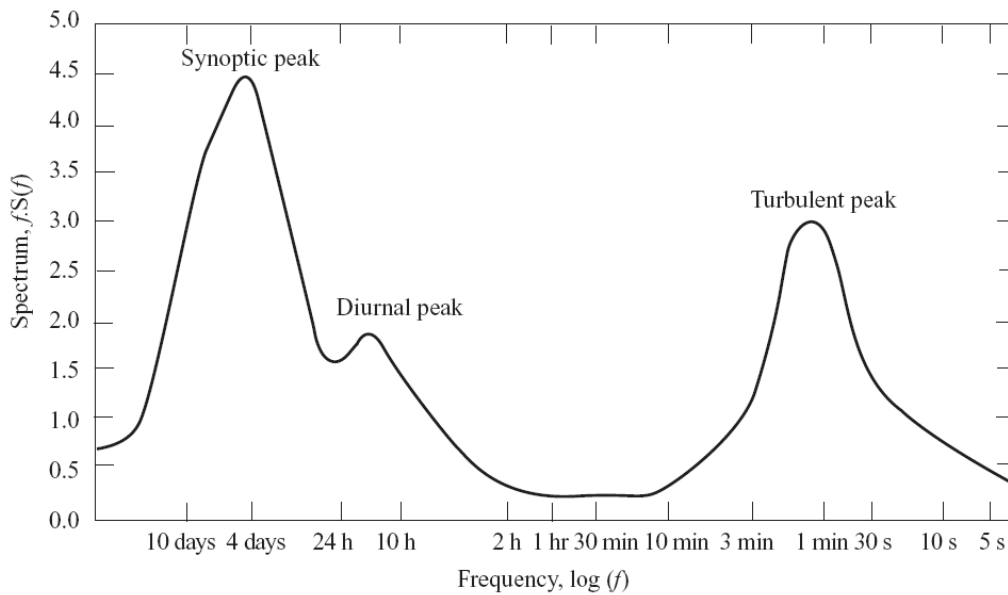


Figura 3.1-5 – Ejemplo de espectro de velocidad de viento [8]

Un diagrama de análisis espectral como el de la figura muestra la densidad de potencia con que ocurren los cambios en la velocidad del viento. Los máximos se obtienen en las zonas temporales donde se concentra una mayor cantidad de variaciones en la velocidad viento. Como se puede ver, en general, se puede separar claramente el peak sinóptico (con frecuencia de 4-5 días), del diurno (con frecuencia de 12-24 hrs) y de los efectos de turbulencias (con frecuencia menor o igual a 10 min).

Variaciones sinópticas: en escalas inferiores a los cambios estacionales, las variaciones de velocidad de viento se tornan aún más aleatorias (y por tanto menos predecibles). Sin embargo, estas variaciones contienen patrones definidos de comportamiento. Particularmente las variaciones de tipo *sinóptico* presentan contenido en frecuencia que usualmente encuentra su máximo entre 4-5 días. Estas variaciones se deben a patrones climáticos de gran escala (como áreas de alta y baja presión) y a frentes climáticos en movimiento (como tormentas, tifones, huracanes, etc). La Figura 3.1-6 muestra un ejemplo de patrones climáticos de gran escala (con el ejemplo de los monzones en Asia) y la Figura 3.1-7 muestra una distribución global de frentes climáticos en movimiento.

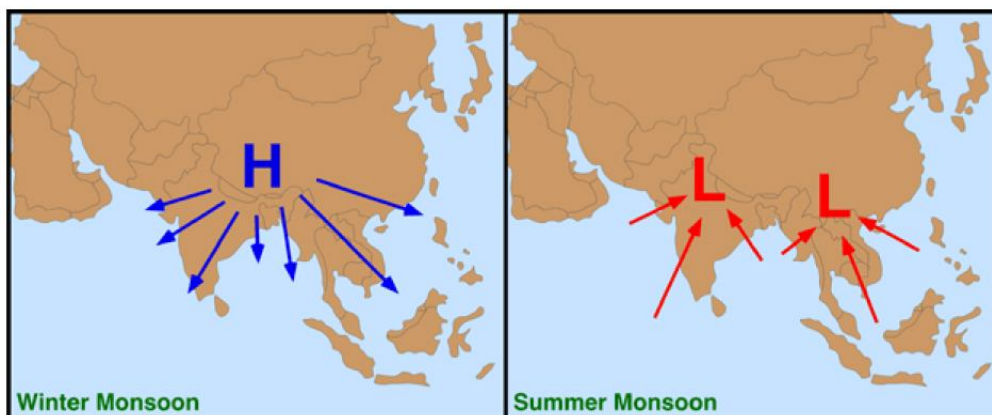


Figura 3.1-6 – Monzones de invierno y verano en Asia [25]

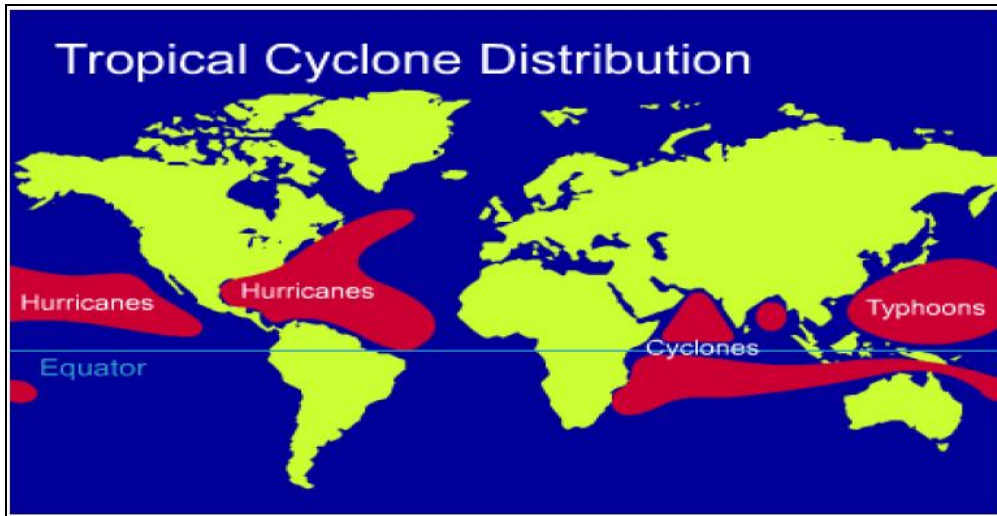


Figura 3.1-7 – Distribución mundial de fenómenos climáticos [25]

Las fuerzas de Coriolis inducen un movimiento circular en las masas de aire, a medida que éstas tratan de moverse desde las zonas de alta presión a las zonas de baja presión. Estos patrones coherentes de circulación atmosférica típicamente demoran algunos días en pasar por sobre un punto dado, e incluso, pueden quedarse *estacionados* en un lugar por más tiempo antes de dispersarse [8].

Variaciones diarias: a continuación en el espectro de frecuencia, se encuentran las variaciones de tipo diario. Estas variaciones muestran máximos diurnos (distintivos en algunas zonas específicas) con una frecuencia de 24 [hr] y se deben generalmente a efectos térmicos locales, como ciclos de calentamiento/enfriamiento diario y brisas marinas.

Los ciclos de calentamiento/enfriamiento diario corresponden a zonas específicas donde durante el día la superficie del terreno se calienta intensamente debido a radiación solar o tránsito continuo en la superficie (como carreteras, zonas de tránsito de maquinaria, etc) y durante la noche se favorecen las condiciones de ventilación. De esta forma, al enfriarse el terreno se generan corrientes convectivas de aire circulante que afectan naturalmente el comportamiento del viento local (ver Figura 3.1-8).

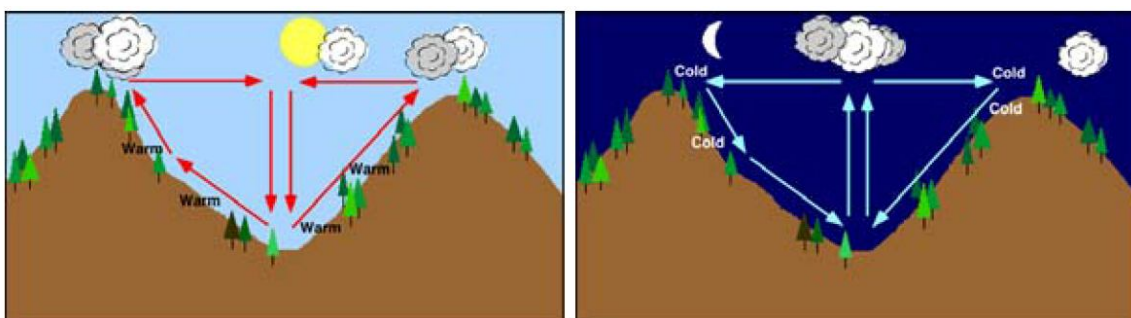


Figura 3.1-8 – Ciclo calentamiento/enfriamiento diario [25]

De manera similar, las brisas marinas se producen por diferencias térmicas entre la superficie terrestre y la masa de agua en la costa. Durante el día se calienta el terreno (y por consiguiente el aire), generando circulación de aire en un sentido al efectuarse un recambio con el aire más frío procedente de la zona acuática. Durante la noche cambian las condiciones de ventilación y el sentido de circulación se invierte (generando máximos con una frecuencia de 12 [hr]). La Figura 3.1-9 muestra el ciclo que origina las brisas marinas [6], [8].

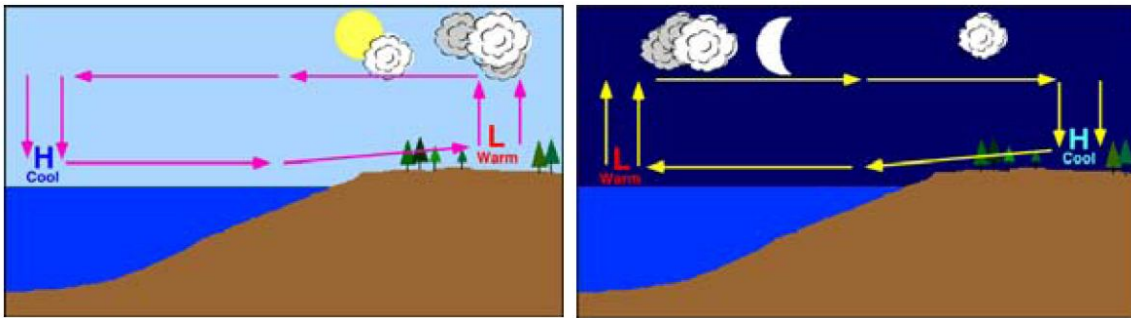


Figura 3.1-9 – Funcionamiento de las brisas marinas [6]

Turbulencias: Por turbulencia se refiere a las fluctuaciones de la velocidad del viento en una escala de tiempo relativamente rápida, típicamente inferior a 10 minutos. Es útil pensar en el viento como una velocidad media determinada por los efectos de largo plazo (estacional, sinóptico y diurno) que varían en una escala temporal de una a muchas horas, con fluctuaciones turbulentas superpuestas. Las variaciones turbulentas tienen media cero por sobre los 10 minutos. Esta idea tiene validez sólo mientras se puedan separar los efectos en la frecuencia [8].

La turbulencia es generada principalmente por dos causas: efectos térmicos (que provocan movimiento vertical en las masas de aire, cambiando entonces la densidad) y fricción con la superficie terrestre (dependiente de la rugosidad del terreno, de la altura por sobre la superficie, de configuraciones topográficas como colinas y montañas y de obstáculos locales como árboles y edificios). A medida que aumenta la altura con respecto al suelo, los efectos de estos procesos se debilitan, haciendo que a partir de cierta altura, no sea necesario considerar efectos turbulentos. La Figura 3.1-10 muestra el apareamiento de turbulencias de acuerdo a lo presentado.

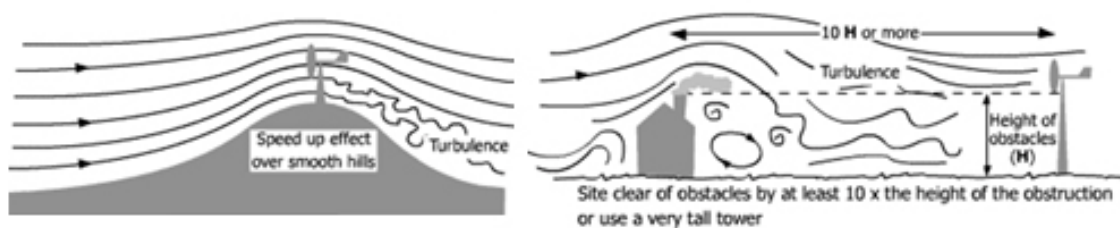


Figura 3.1-10 – Ejemplos de turbulencia [44]

En la figura se puede visualizar el efecto que tienen los obstáculos y la topografía del terreno sobre el viento. Las turbulencias corresponden a los vórtices de pequeña escala que se producen en la cercanía inmediata de los obstáculos que se interponen en el camino del flujo recto de aire

La turbulencia es un proceso complejo, que no puede ser representado en términos simples por ecuaciones determinísticas. Naturalmente sí obedece a ciertas leyes físicas, como las que describen la conservación de la masa, el momento y la energía. Sin embargo, en orden de representar adecuadamente la turbulencia, es necesario considerar variables físicas como la temperatura, la presión, la densidad y la humedad ambiental, además del movimiento en tres dimensiones del aire. Con esto se pueden implementar modelos basados en ecuaciones diferenciales que describan el proceso. Con esto, el progreso de la turbulencia se puede predecir integrando sucesivamente estas ecuaciones a partir de condiciones iniciales y de borde definidas. Sin embargo, la volatilidad asociada a distintos puntos de partida para la integración sugiere la descripción de la turbulencia en términos de sus propiedades estadísticas [8].

Uno de los indicadores estadísticos más utilizados para la descripción de la turbulencia, es la *intensidad de turbulencia*, definida como:

$$I(\bar{v}) = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N (v_j - \bar{v})^2}}{\bar{v}} = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (3.1.4)$$

Donde: $I(\bar{v})$: Intensidad de turbulencia
 \bar{v} : Velocidad media de viento en la zona de interés
 σ : Desviación estándar de la media de velocidad

La velocidad media \bar{v} generalmente se define para mediciones de 10 [min] o de 1 [hr]. Se puede considerar que las variaciones turbulentas siguen una distribución gaussiana con desviación estándar σ . Sin embargo, este supuesto no es aplicable para la cola de esta distribución, por lo que ésta no es aplicable para calcular la probabilidad de ocurrencia de grandes ráfagas en un período determinado [6], [8].

3.2. La generación de energía eléctrica a partir del viento

La generación de energía eólica a partir del viento se realiza a través de *aerogeneradores* que capturan la energía cinética del viento en un rotor (que consta de una o más aspas) acoplado mecánicamente a un generador eléctrico. El generador eléctrico se monta dentro de una góndola que generalmente va montada sobre una alta torre para mejorar la captura de energía (en la Figura 3.2-1 se muestra, a modo de ejemplo, un aerogenerador de 3 aspas). La energía generada por el aerogenerador se transmite a través de cables (que bajan por la torre) desde la góndola al punto de conexión [9].

A partir de la configuración general presentada, existen limitantes físicas al tamaño de los generadores (por el tamaño del molino que se puede instalar sobre una torre), de manera que para aumentar la energía que se puede extraer del viento, en una misma zona se instala más de una *unidad*, dando origen a un *parque eólico* (constituido por muchas unidades).

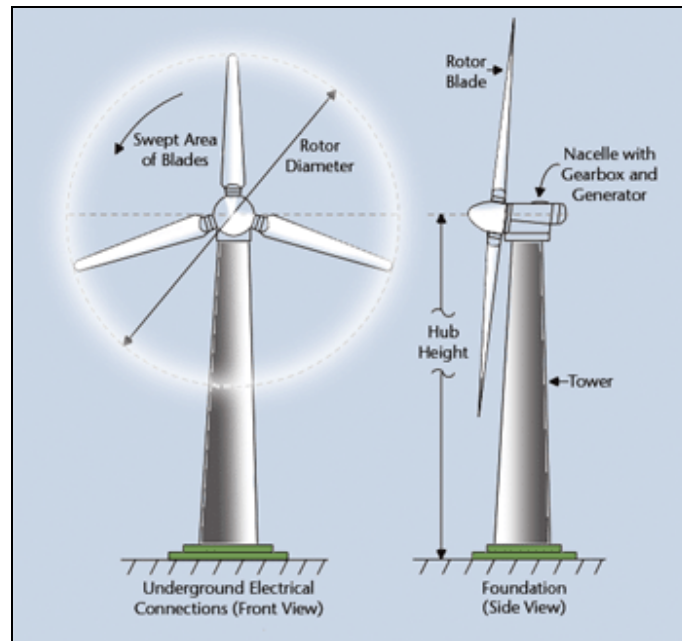


Figura 3.2-1 – Aerogenerador de 3 aspas y sus partes generales [43]

3.2.1. La potencia extraíble del viento

La energía cinética de una masa " m " moviéndose a una velocidad " v " viene dada por la siguiente expresión:

$$E_c(v, m) = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.2.1)$$

En un área física de control " A " determinada, se cumplen las leyes de conservación de masa para el aire en movimiento. La potencia contenida en esta masa de aire en movimiento corresponde al flujo de energía por unidad de tiempo en esa área de control. De esta manera, la potencia viene dada por [9]:

$$P(v, \rho) = \frac{1}{2}\Delta mv^2 = \frac{1}{2}(\rho Av)v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (3.2.2)$$

Donde:

- P : Potencia contenida en la masa de aire
- v : Velocidad del viento
- ρ : Densidad del aire

Dado que se pretende utilizar el aire en movimiento para establecer movimiento rotatorio en una turbina, parte de la potencia contenida en la masa de aire debe transmitirse a ésta. Esto provocará que la velocidad del viento al salir del área de control (v_2) donde se encuentra el aerogenerador debe ser menor que la velocidad de entrada a éste (v_1). Sin embargo, se debe cumplir la ley física de la conservación de la masa, de manera que si disminuye la velocidad y se

mantiene constante la densidad, debe variar el área de barrido a la salida del aerogenerador (ver Figura 3.2-2), [9], [10].

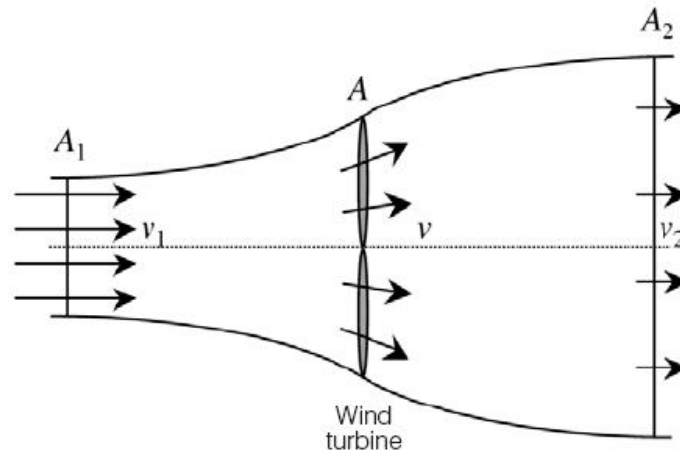


Figura 3.2-2 – Cambio de velocidad idealizada a través de un aerogenerador [10]

La potencia extraíble del viento corresponde entonces a aquella asociada a la diferencia de velocidades (v_1 y v_2) y a la respectiva masa involucrada en la variación. Suponiendo que la velocidad justo en el plano de las aspas corresponde al promedio entre la velocidad de entrada y la velocidad de salida, se tiene el siguiente desarrollo para la potencia extraíble:

$$\begin{aligned}
 P_{12}(v_1, \rho) &= \frac{1}{2} \Delta m_{12} (v_1^2 - v_2^2) \\
 &= \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2) \\
 P_{12}(v_1, \rho) &= \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \left(\frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left(1 - \frac{v_2}{v_1}\right)^2}{2} \right)
 \end{aligned}
 \tag{3.2.3}$$

A partir de la ecuación (3.2.3), la potencia extraíble del viento queda limitada por el término entre paréntesis (que depende de $(v_1$ y $v_2)$). Este término se conoce como *coeficiente de potencia del rotor* o *eficiencia del rotor* y se denomina como C_p . En el mejor de los casos (si la diferencia entre v_1 y v_2 es máxima), este C_p tiene un límite de potencia teórico conocido como límite de Betz cuyo valor corresponde a 0,59 (ver la Figura 3.2-3). En la práctica, la diferencia de velocidades no será máxima, por lo que la eficiencia de rotor de un aerogenerador estará por debajo del límite de Betz [9], [10].

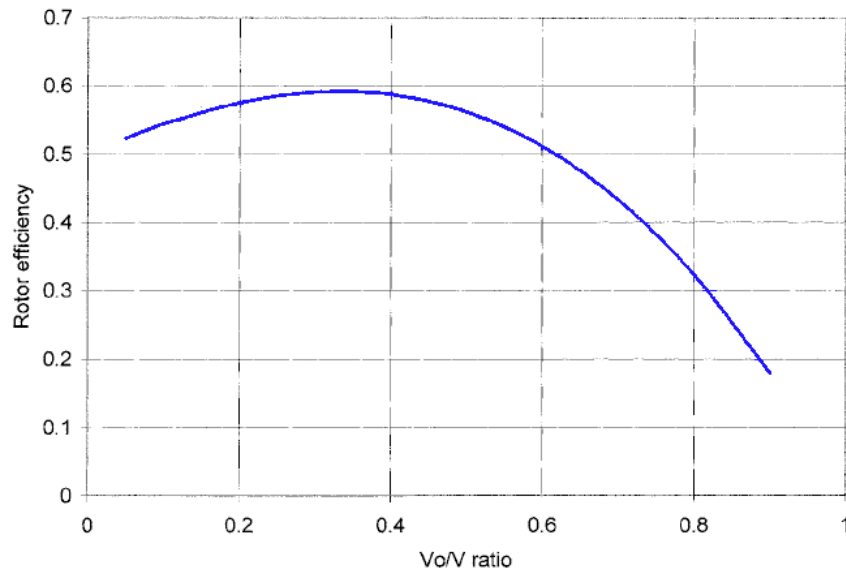


Figura 3.2-3 – Límite de Betz [9]

La velocidad de salida del aerogenerador depende de la superficie efectiva que enfrenta al viento de entrada. De esta forma, la diferencia de velocidades (y en particular el coeficiente $\frac{v_2}{v_1}$, que determina el valor de C_p) depende de la configuración y tamaño de las aspas del aerogenerador, por lo que el coeficiente de potencia del rotor corresponde a un parámetro constructivo. Para distintos diseños de aspas de aerogenerador se obtienen distintos valores de eficiencia del rotor, siendo las configuraciones de dos y tres aspas las que optimizan la extracción de potencia del viento con respecto a la velocidad de éste (ver Figura 3.2-4), [9].

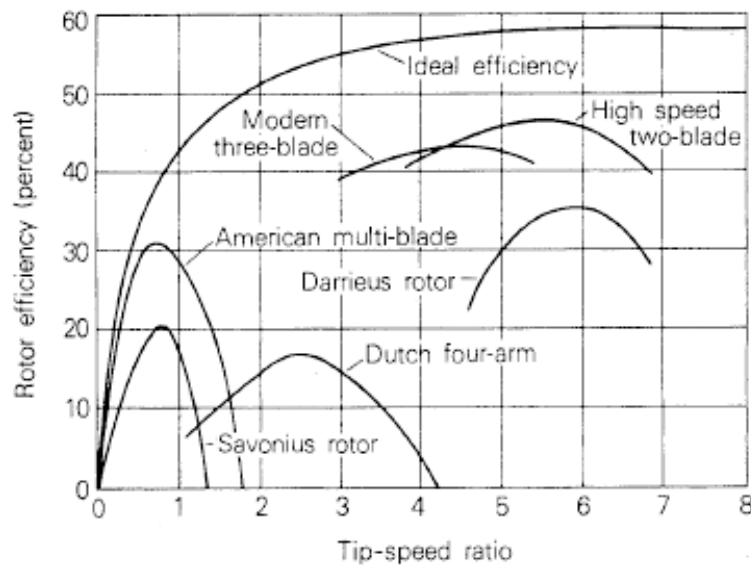


Figura 3.2-4 – Coeficiente de potencia del rotor vs velocidad de la punta del aspa para distintas tecnologías [9]

3.2.2. La curva de potencia de un aerogenerador

De acuerdo a lo planteado (ecuación (3.2.3)), la energía del aerogenerador varía con el cubo de la velocidad del viento. La potencia eléctrica de salida de un aerogenerador sigue esta relación entre una velocidad umbral mínima (la velocidad a la que la turbina comienza a funcionar) y la capacidad nominal (o máxima). Esta capacidad se alcanza para un rango de velocidades entre los 12 y los 16 [m/s] dependiendo del diseño de la turbina. Para rangos de velocidad mayores a la velocidad necesaria para la producción a máxima potencia (velocidad nominal), la producción se limita (parte de la energía disponible se *vierte*). Entre la velocidad nominal y una velocidad umbral máxima (límite mecánico de la turbina para la velocidad del viento) el aerogenerador se diseña para operar a potencia constante (o relativamente constante, dependiendo del esquema de control). A partir de la velocidad umbral máxima (en el rango de los 20 – 25 [m/s] dependiendo del diseño de la turbina), se detiene la producción de potencia y el generador se desvía de la dirección principal del viento. Los fabricantes adoptan estas medidas para garantizar producción máxima para un rango amplio de velocidades y evitar el sobredimensionamiento de las turbinas cuando se proyectan [5]. La Figura 3.2-5 muestra una curva de potencia típica.

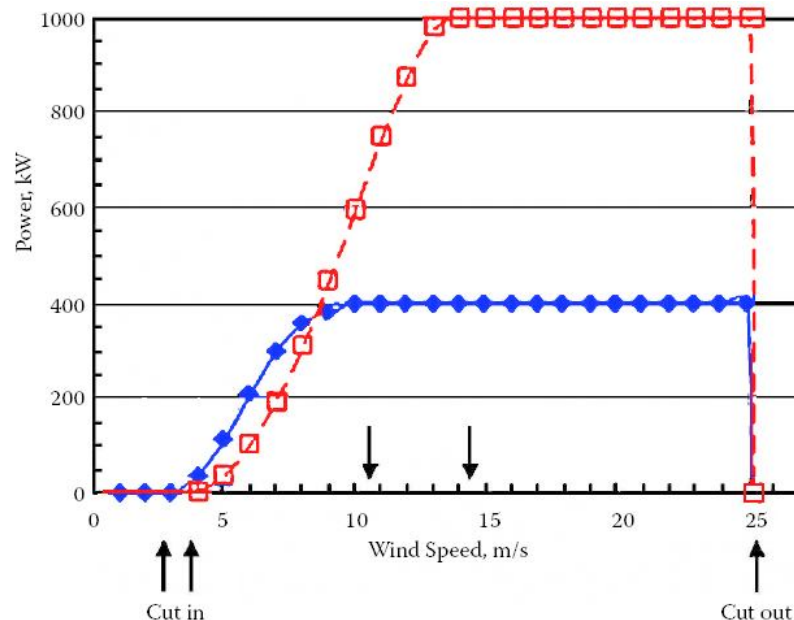


Figura 3.2-5 – Curvas de potencia dos aerogeneradores de distinta potencia nominal [6]

La curva roja corresponde a un aerogenerador de potencia nominal de 1 [MW] y la curva de potencia de color azul corresponde a un aerogenerador de potencia nominal de 400 [kW]. La señalización "Cut in" corresponde a la velocidad umbral mínima (velocidad a la que la turbina comienza a funcionar), y la señalización "Cut-out" señala la velocidad umbral máxima (velocidad donde el generador se desconecta y se desvía de la dirección principal del viento para protegerse de las altas velocidades del viento)

La regulación de la salida de potencia se puede alcanzar a través del control del ángulo de ataque con el que las aspas enfrentan al viento (pitch-control) y/o por control de emplazamiento (stall-control). Aprovecha el diseño aerodinámico del conjunto rotor-aspas para regular potencia).

Adicionalmente, la curva de potencia depende de la presión atmosférica, lo que significa que la curva se ve modificada con la altura sobre el nivel del mar o con cambios en la forma aerodinámica de las aspas (que pueden ser producidos por hielo o material particulado). En generadores de velocidad fija [26], con control de emplazamiento, la producción de potencia también puede ser afectada por la frecuencia del sistema eléctrico. Finalmente, la curva de potencia de un parque eólico completo no corresponde automáticamente al escalamiento de las curvas de potencia asociadas a los generadores individuales, debido a efectos de *sombreado* o de *apantallamiento* del viento entre los mismos generadores que conforman el parque [5].

3.2.3. El efecto parque

La generación eólica se caracteriza por importantes variaciones en su producción a lo largo del tiempo, por unidad de generación. Sin embargo, el efecto conjunto de muchas unidades de generación juntas, suaviza los efectos intermitentes. De esta manera, la producción de potencia de un parque eólico presenta una intermitencia mucho menos que la asociada a una unidad individual (ver la Figura 3.2-6).

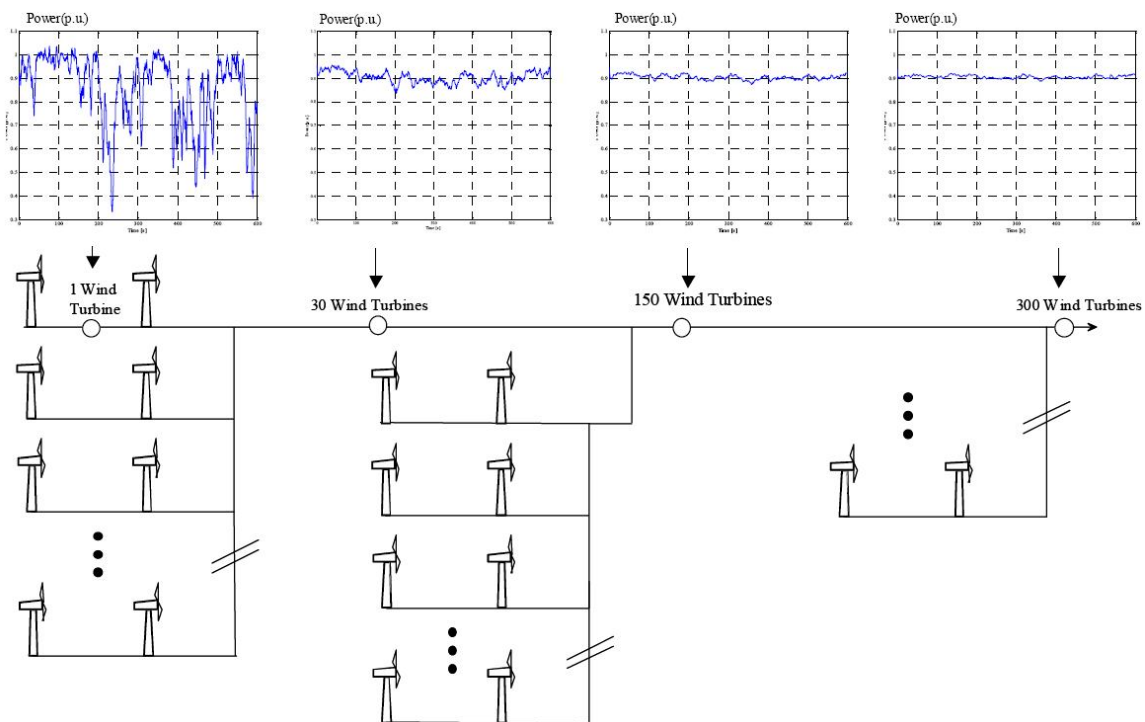


Figura 3.2-6 – Efecto suavizador asociado a la distribución espacial de unidades dentro de un mismo parque [33]

El incremento en el número de unidades de un parque reduce el impacto de los máximos turbulentos (ver la Figura 3.1-5), dado que las ráfagas no alcanzan todas las turbinas al mismo tiempo. Bajo condiciones ideales, la variación porcentual de la producción de potencia disminuirá en $\frac{1}{\sqrt{n}}$, donde n es el número de aerogeneradores del parque. De esta forma, para alcanzar un efecto compensatorio significativo, el número de turbinas no necesita ser muy grande [5].

3.3. Generación eólica en sistemas eléctricos

En sistemas eléctricos de potencia y particularmente, en esquemas de mercados eléctricos, las tecnologías de generación se vuelven competitivas (o sea que es factible su integración en sistema eléctrico) en la medida en que son capaces de satisfacer las siguientes características [12]:

- Bajos costos de inversión y/o producción & mantención
- Confiabilidad de servicio
- Costos futuros adecuadamente predecibles
- Beneficios de valor agregado

La disminución en los costos de inversión y/o producción & mantención (que constituye la razón principal para el grado de *competitividad* de una tecnología) ocurre en la medida en que el resto de las características presentadas lo permita. En el caso de la generación eólica, ésta supone un beneficio de valor agregado al proporcionar una fuente de generación libre de emisiones de gases de invernadero y estabilidad en el costo futuro debido a que el *combustible* de la generación eólica (el viento) es renovable y no depende de productores externos para su utilización (o sea que su disponibilidad no depende de factores político/económicos). Sin embargo, el viento depende del clima, lo que introduce cierta incertidumbre en su confiabilidad (tanto en la variabilidad asociada a la producción hora a hora, como a la incertidumbre de largo plazo asociada a su disponibilidad).

3.3.1. Generación eólica promedio

Uno de los factores que influyen en la confiabilidad de largo plazo asociada a un tipo de generación, corresponde a la garantía de suministro energético en un tiempo dado. Un indicador muy utilizado en la evaluación económica de centrales de generación (que además sirve para comparar tecnologías) corresponde al factor de planta, que consiste en una medida de la energía efectiva que una central entrega con respecto al máximo que podría entregar. Éste se calcula de la siguiente forma [1]:

$$cp = \frac{P_{med}}{P_{inst}} = \frac{E_T}{T * P_{inst}} \quad (3.3.1)$$

Donde:

- cp : Factor de planta (capacity factor)
- P_{med} : Potencia media de la central
- P_{inst} : Potencia instalada en la central
- E_T : Energía generada en un horizonte T
- T : Horizonte de evaluación

En términos de generación eólica, el factor de planta depende de la ubicación del parque eólico (de manera que depende de las condiciones de viento local), dado que la energía a producir corresponde a la energía que el parque pueda extraer del viento. Para la mayoría de los lugares

dentro de costa (onshore), el recurso eólico presenta un factor de planta entre un 20 – 40%, lo que corresponde a 1800 – 3500 h/año de producción a máxima carga. Muy buenos lugares dentro de costa y lugares mar adentro (offshore) pueden alcanzar factores de planta entre 30 – 50% (2600 – 4400 h/año de producción a máxima carga). En comparación con otras tecnologías, se obtienen relaciones como las mostradas en la Tabla 3.3-1

Tabla 3.3-1 – Factores de planta promedio, producción a máxima carga y costos aproximados de inversión [5], [27]

Tipo de generación	Factor de planta promedio [%]	Producción a máxima carga aproximada [hr/año]	Costo de inversión aproximado [USD/kW]
Eólico onshore	30	1800 – 3500	1700 – 3000
Eólico offshore	40	2600 – 4400	2600 – 4000
Nuclear	85	7500	1700 – 3500
Carbón	85	7500	1300 – 2200
Gas natural licuado	90	7900	570 – 1700
Diesel	85	7500	500 – 1600
Biomasa	34	3000	1800 – 5200
Geotermia	80	7000	3500 – 10000
Hidráulica de pasada	80	7000	2500 – 4300
Hidráulica de embalse	80	7000	2000 – 3500
Mareomotriz	30	2600	3000 – 10500
Solar fotovoltaico	24	2100	5500 – 10000
Solar concentración	15	1300	7750 – 12000

En términos comparativos, la tecnología eólica presenta un factor de planta menor que los demás tipos de generación (particularmente con respecto a la generación con carbón que suele ser el punto de comparación), lo que se podría traducir en la necesidad de parques eólicos de mayor capacidad instalada para igualar la producción de energía (que podría redundar en costos mayores de inversión, aunque depende mucho de con qué se compare, ver la Tabla 3.3-1). Sin embargo, los valores actuales estimados, ya permiten ver a la generación eólica como una alternativa que llegará a ser competitiva.

Se debe distinguir además, que los datos de producción a máxima carga sólo permiten contextualizar tecnologías. En términos operativos no señalan cuantas horas efectivas está la planta en servicio. Los parques eólicos, que operan la mayor parte del tiempo a menos de la mitad de la capacidad nominal, típicamente producirán energía eléctrica entre 6000 – 8000 hr/año (lo que corresponde a 70 – 90% del tiempo) [5].

3.3.2. Dispersión geográfica de la generación eólica

De la misma manera en que al aumentar el número de unidades dentro de un mismo parque eólico se suavizan los efectos turbulentos del viento, al separar geográficamente los parques eólicos también se consigue un efecto compensatorio interesante. Una distribución geográfica amplia reduce el impacto de los máximos diarios y sinópticos de manera significativa, dado que los patrones climáticos cambiantes no afectan a todas las turbinas al mismo tiempo. Con esto se reduce la variabilidad, incrementa la predictibilidad y aleja la producción de las zonas cercanas a cero y a generación máxima (habrá sustancialmente menos períodos donde la producción es cercana a cero, dado que será cada vez más improbable que el viento sea cero en toda la zona. De la misma forma, también se reduce la probabilidad de producir a máxima potencia) [5]. La Figura

3.3-1 y la Figura 3.3-2 muestran este efecto de distribución geográfica en dos sistemas distintos (Alemania y Nordpool).

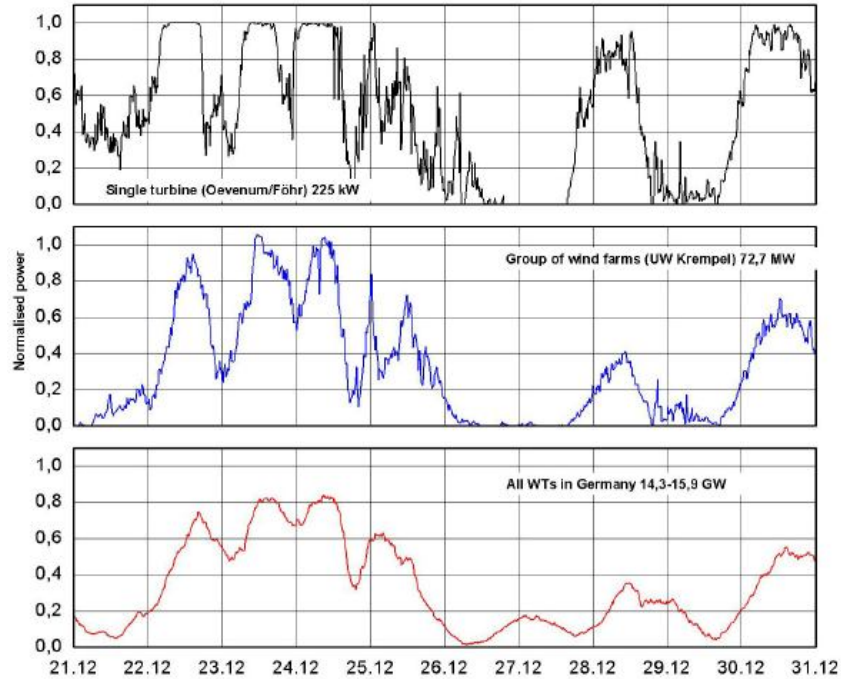


Figura 3.3-1 – Efecto de distribución geográfica (ejemplo temporal) [28]

En la figura, se muestran tres perfiles diarios de generación eólica, medidos desde el 21 – 31 de Diciembre de 2004. Todos se encuentran normalizados con respecto a su potencia máxima. El perfil en color negro (superior) corresponde a la producción de una sola unidad aerogeneradora. El perfil azul (centro) corresponde a la producción de un parque eólico (UW Krempel, de 72.7 MW, Alemania) y el perfil rojo (inferior) corresponde a la producción de todos los parques eólicos de Alemania (14.3 – 15.9 GW). Como se puede apreciar, a medida que se agregan los efectos singulares, primero de todas las unidades de un parque y luego de todos los parques dentro del sistema eléctrico, se obtiene una reducción en la variabilidad de la producción eólica.

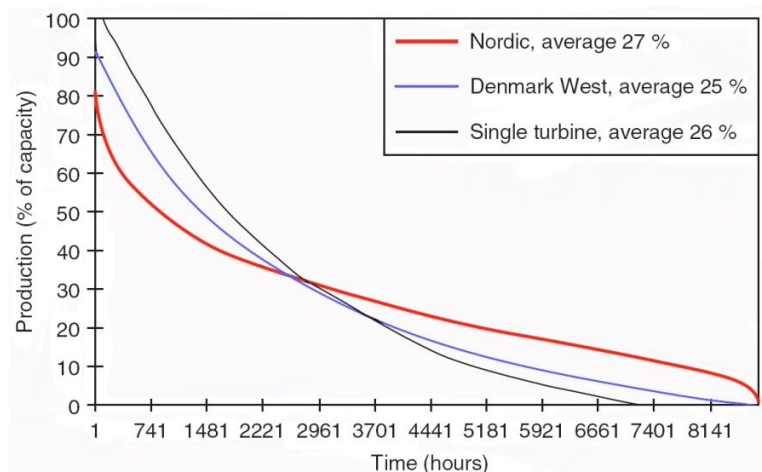


Figura 3.3-2 – Efecto de distribución geográfica (ejemplo como curva de duración) [5]

En este caso, se muestran tres perfiles de curva de duración, originadas sobre datos horarios de producción de potencia del año 2000 (año completo) para el Nordpool (Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia). De la misma manera que en la figura anterior, el perfil negro corresponde a una sola unidad, el azul a un parque (en este caso a los parques del oeste de Dinamarca) y el rojo a todos los parques del norte. A través de la curva de duración se puede como la distribución geográfica reduce la producción cero y la producción máxima.

3.3.3. El crédito de capacidad y los efectos sobre la confiabilidad de largo plazo

La estimación de créditos de capacidad para la generación eólica ayuda a las empresas generadoras, planificadores del sistema y otros tomadores de decisión a evaluar el recurso intermitente en el contexto de otros tipos de generación. El crédito de capacidad corresponde al nivel de generación convencional que puede ser reemplazado por una tecnología de interés (en este caso la generación eólica), sin empeorar el nivel de confiabilidad del sistema.

Para su cálculo, es importante definir la forma en que un tipo de generación puede ser sustituido por otro. Este intercambio de generación se basa en una medida de confiabilidad, generalmente la pérdida esperada de carga (LOLE). El LOLE es un indicador del número esperado (estadísticamente) de veces en que el sistema no será capaz de satisfacer la demanda, dentro de un período dado de tiempo. Si dado un nivel de capacidad de generación eólica se puede calcular la capacidad convencional necesaria para sustituirlo, manteniendo constante el nivel de confiabilidad, se obtiene una medida del crédito de capacidad para ese parque eólico [40].

A modo de ejemplo, suponer un sistema con una capacidad de generación dada y un perfil de demanda dado. Suponer además que, a pesar de que la capacidad del sistema no es suficiente para satisfacer la demanda en todo momento (y por consiguiente, hay algunas horas dentro del horizonte de estudio donde existe energía no-servida), el nivel de confiabilidad del sistema es aceptable (ver la situación planteada en la Figura 3.3-4).

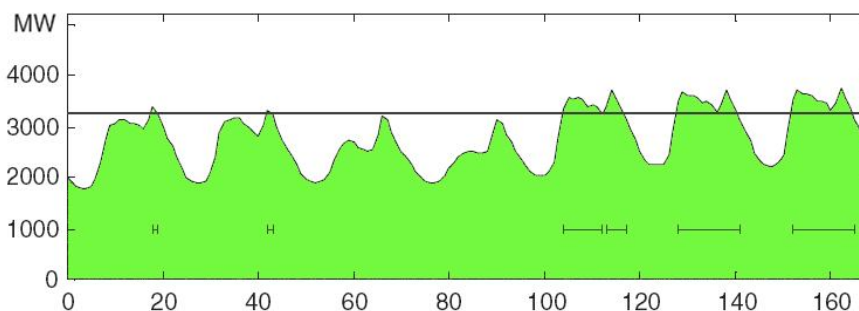


Figura 3.3-3 – Ejemplo explicativo crédito de capacidad (parte I) [5]

Como se ve, el área verde corresponde a la demanda total del sistema. La línea negra uniforme corresponde a la capacidad del parque generador. Existen intervalos de tiempo (los segmentos de línea a la altura de los 1000 [MW]) donde la capacidad del sistema no es suficiente para servir la demanda y se origina un déficit. Sin embargo, el nivel de confiabilidad del sistema se encuentra dentro de niveles aceptables para este sistema.

Suponer ahora que se integra generación eólica en el sistema planteado. Las condiciones iniciales no se han modificado, de manera que la demanda y el resto de la generación permanecen iguales. La integración eólica permite al sistema disponer de una mayor capacidad de generación, que podría reducir el número de horas en que existe energía no-servida. Esto significaría que el

nivel de confiabilidad del sistema aumente frente a una penetración eólica y que entonces se establece una holgura para satisfacer más demanda, hasta alcanzar el nivel de confiabilidad que se tenía originalmente. Esta atapa en el análisis se ejemplifica en la Figura 3.3-4

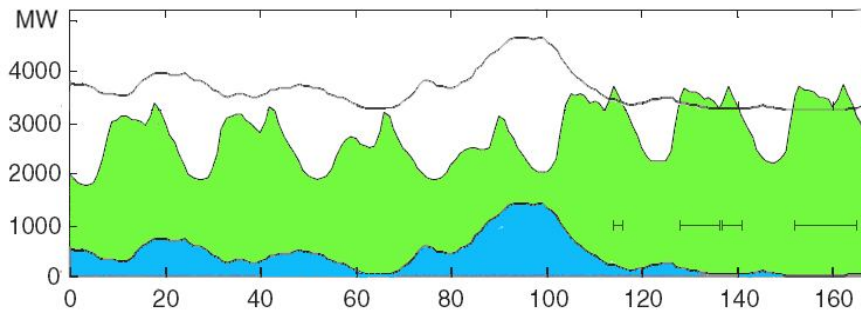


Figura 3.3-4 – Ejemplo explicativo crédito de capacidad (parte II) [5]

En este caso, a la situación original, se añade generación eólica (área de color azul), sin modificar los niveles de demanda. De esta forma el sistema cuenta con una mayor capacidad (línea negra sólida en la parte superior, en lugar de la línea negra continua de la figura anterior). En este caso particular, los intervalos de tiempo donde existe déficit se reducen. De esta manera, la confiabilidad aumenta, permitiendo la posibilidad de servir más demanda (hasta volver a alcanzar el nivel de confiabilidad que se tenía originalmente)

Ahora que el sistema posee más capacidad de generación con el aporte eólico, la demanda puede crecer. Si se considera el nivel original de confiabilidad como el mínimo permitido, sólo se podrá aceptar un crecimiento de la demanda del tamaño del *gap* establecido por la potencia media del aporte eólico. Si crece más, se transgrede el nivel de riesgo máximo (o nivel mínimo de confiabilidad). El valor de este *gap* corresponde al crédito de capacidad disponible para esta penetración eólica (se puede representar como porcentaje de la capacidad eólica instalada) [5].

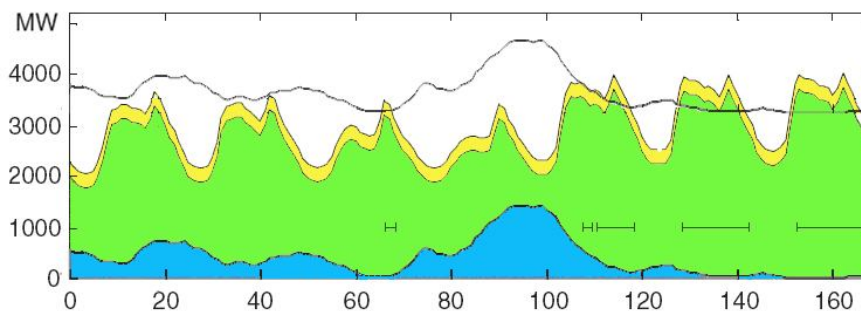


Figura 3.3-5 – Ejemplo explicativo crédito de capacidad (parte III) [5]

Finalmente, dada la holgura establecida por el aporte eólico, se puede suministrar más demanda. El "gap" de energía (en la figura corresponde a la banda de color amarillo) que se puede suministrar gracias a la penetración eólica, sin transgredir el nivel original de confiabilidad, corresponde al crédito de capacidad asociado a esta penetración eólica.

Naturalmente, la incidencia de la generación intermitente en los indicadores de confiabilidad (particularmente en el LOLE) depende directamente del comportamiento de dicha generación en las situaciones de demanda máxima. Esto suscribe la necesidad de un conocimiento acabado del comportamiento eólico local (por ejemplo se requieren caracterizaciones del comportamiento diario esperado y su dependencia de la estación del año. Esto significa disponer de una amplia estadística de producción eólica, de varios años).

Por lo pronto, se ha señalado en estudios (principalmente en los países nórdicos [40], [41]) que si la penetración de una fuente variable es pequeña (inferior al 5% de la capacidad instalada en el sistema completo), su comportamiento se asemeja al de una planta completamente confiable que genera siempre a la misma potencia media en los momentos en que el sistema se encuentra en riesgo. A medida que la penetración eólica crece, las fuentes variables se tornan cada vez menos confiables para reemplazar capacidad térmica, a tal punto que para altos niveles de penetración eólica el crédito de capacidad decrece e incluso se queda en un valor constante, de manera que no se puede continuar reemplazando generación térmica por eólica [5]. La Figura 3.3-6 muestra la dependencia del crédito de capacidad de la generación eólica con respecto a su penetración en el sistema eléctrico.

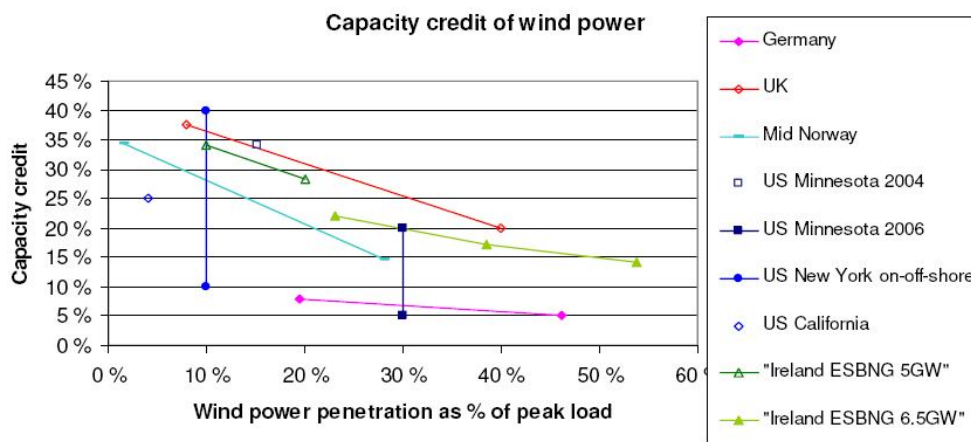


Figura 3.3-6 – Créditos de capacidad vs penetración eólica para diversos países [28]

Finalmente, si se instala una cantidad importante de generación eólica (mayor al 5% de la demanda máxima del sistema), un sistema óptimo para acomodarla sería uno que dispusiera de más unidades de *empuntamiento* y menos unidades de *base* que un sistema sin generación eólica. Este es el caso de los sistemas hidrotérmicos (en particular aquellos donde domina la generación hidráulica de embalse, como el SIC chileno), donde el sistema está más sujeto a restricciones energéticas que de capacidad de potencia. De esta manera, estos sistemas se perfilan como idóneos para la penetración eólica, donde ésta podría tener un valor energético significativo [5].

4. Descripción General del Problema

En esta sección, se presenta un análisis de carácter teórico representativo de los efectos que la generación eólica y sus características particulares tienen sobre los distintos aspectos de modelación de la CHT de mediano/largo plazo. El análisis en esta etapa establecerá los aspectos críticos o las tendencias metodológicas favorables que permitan la integración de generación eólica en estudios de planificación. Los aspectos seleccionados en esta etapa darán origen a sendos estudios matemáticos de validación.

4.1. Descripción del análisis

A partir de la descripción presentada para la CHT de mediano/largo plazo (ver la Figura 2.1-4), se pueden revisar los distintos estratos relacionados con la modelación de la CHT. Sin embargo, la jerarquía presentada en dicha figura es demasiado rígida para el análisis. Cada uno de los aspectos de modelación guarda relación con los demás, de manera que las problemáticas asociadas a las generación eólica no afectan por separado a cada estrato de modelación (ya sea generación, demanda, red eléctrica, etc). En lugar de esto, se generan problemáticas que involucran al mismo tiempo a distintos estratos y el análisis de modelos de CHT deriva en un esquema como el presentado en la Figura 4.1-1.

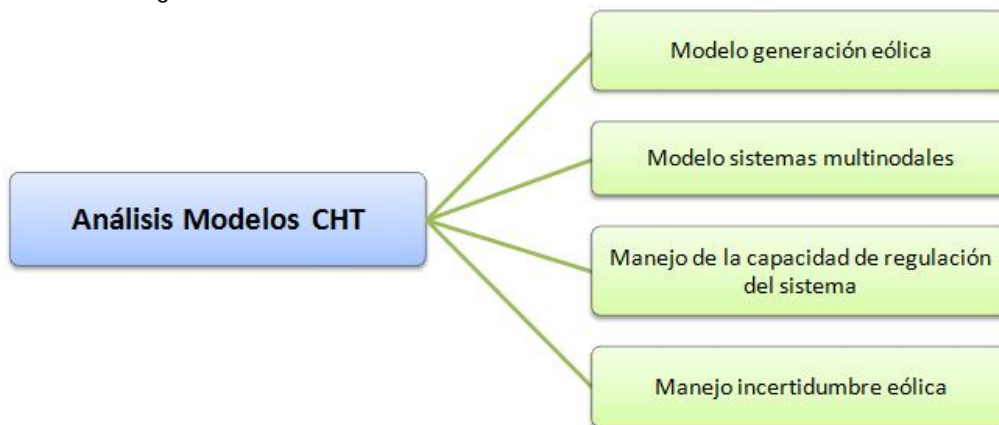


Figura 4.1-1 – Esquema de análisis de modelación de CHT

4.2. Modelamiento de generación eólica

Los modelos usuales de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo, distinguen 3 tipos de centrales generadoras: centrales térmicas, centrales hidráulicas de pasada y centrales hidráulicas de embalse, cada una con sus respectivas características, relevantes en el espacio temporal en que se resuelve el problema (ver sección 2.2.2).

¿Cómo se consideran las centrales eólicas? ¿Qué características relevantes deben preservarse en el mediano/largo plazo? ¿Es necesario introducir un elemento nuevo en las herramientas de CHT o la generación eólica puede adaptarse dentro de los elementos ya existentes?

Para responder algunas de estas preguntas, se deben distinguir aquellas características relevantes en el mediano/largo plazo:

- Costo de generación (consumo de combustible y operación & mantenimiento)
- Capacidad de almacenamiento energético
- Variabilidad inter-etapa del recurso primario
- Incertidumbre en la disponibilidad de recurso primario, en el horizonte de estudio

La generación eólica no incurre en costos de combustible para la generación, sólo en costos de mantenimiento. De esta forma, la generación eólica podría considerarse como una fuente de costo cero (donde el costo de mantenimiento podría expresarse a través del indicador de disponibilidad de la central o el programa de mantenimientos).

Con respecto a la capacidad de almacenamiento energético, se debe distinguir que a nivel de sistema eléctrico sólo se debe considerar cuando dicha capacidad permite entregar reserva o ayudar a la regulación (característica operacional). Si bien, se puede argumentar sobre la existencia de parques eólicos de pequeña escala que pueden manejar bancos de baterías o celdas de hidrógeno que logran almacenar energía, estos no cumplen con el requerimiento sistémico de entregar reserva. Por otro lado, el modelo de central eólica bajo análisis, omite la posibilidad de conjuntos híbridos de generación (como el grupo parque eólico + central hidráulica de bombeo presentado en [29], [30]). De esta forma, para el modelo en cuestión, se considera a la generación eólica como carente de capacidad de almacenamiento energético.

Con respecto al recurso primario (viento) en el mediano/largo plazo, tanto la variabilidad inter-etapa como la incertidumbre a lo largo del horizonte de estudio son comparables en cierta escala con respecto al recurso primario hidrológico (en la sección 4.5 se ve este tema en detalle), por lo que son considerados como características relevantes de la generación eólica.

Considerando costo cero de generación, la generación eólica no entra en el problema de minimización de costos de la CHT, y como no presenta capacidad de almacenamiento, se genera todo lo que se puede a partir del viento. A partir de esto, una manera simple de integrar la generación eólica en estudios de coordinación hidrotérmica, corresponde a descontarla de la demanda. Considerando además, el comportamiento del recurso primario, el comportamiento de la generación eólica se parece al comportamiento de una central hidráulica de pasada.

De esta manera, existen dos maneras de integrar la generación eólica en estudios de CHT sin la necesidad de implementar un nuevo elemento en la herramienta, aprovechando las características originales de la CHT:

- Modelamiento como demanda eléctrica negativa
- Modelamiento como central hidráulica de pasada equivalente

4.2.1. Modelamiento como demanda eléctrica negativa

El modelamiento como demanda eléctrica negativa consiste en descontar el aporte en el tiempo de generación eólica al perfil temporal de demanda (tal como se muestra en la Figura 4.2-1).

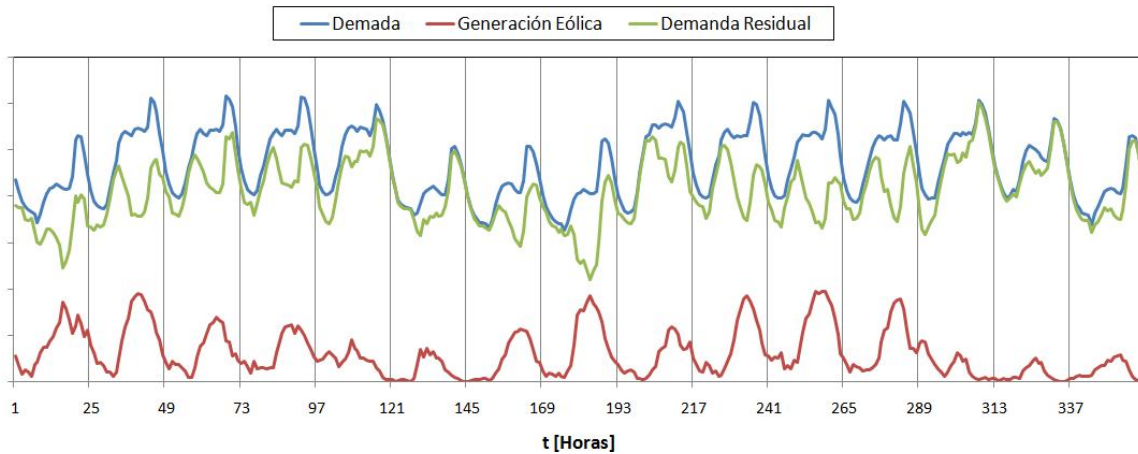


Figura 4.2-1 – Concepto generación eólica como demanda negativa

De esta manera, la generación eólica no se modela como una central, sino que su modelo constituye un “tratamiento previo” a la demanda. Esto evita involucrar sus respectivos atributos tanto en el mundo eléctrico como en el mundo hidráulico, por lo que naturalmente, no introduce ninguna necesidad de adaptación en modelos de CHT.

No obstante, es necesario considerar que en CHT de mediano/largo plazo las etapas más pequeñas son de largo semanal y que la demanda eléctrica no se maneja cronológicamente, sino a través de curvas de duración y representaciones en bloques. Esto provoca que el descuento se deba realizar sobre una base de energía, y no de potencia, de manera que el problema de integración de generación eólica como demanda negativa se reduce a establecer cómo se descuenta el aporte energético del viento dentro de la representación en bloques de la demanda del sistema.

Una manera muy simple de realizar este descuento, corresponde a descontar a cada bloque el aporte energético de la generación eólica de manera uniforme (ver Figura 4.2-2). El aporte energético total para el horizonte (o en su defecto para la etapa completa) se puede extraer a partir del factor de planta promedio, calculado sobre los distintos puntos de medición de velocidad de viento (y por lo tanto de producción de potencia) asociados al parque eólico en el estudio.

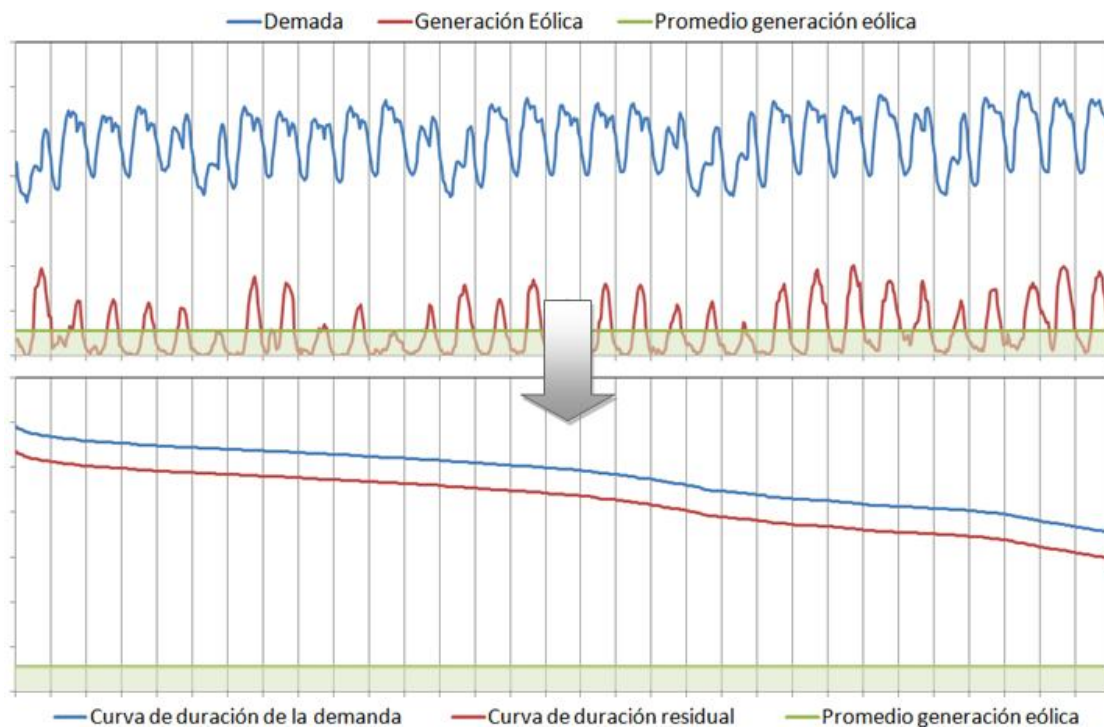


Figura 4.2-2 – Descuento del aporte energético de manera uniforme

El área bajo la curva roja (pintado con verde) corresponde al aporte energético proveniente de la generación eólica en el período de estudio. Este aporte es “colocado en la base” en la resolución del problema de CHT, lo que es equivalente a resolver el problema sobre la curva de duración residual (en color rojo), en lugar de sobre la curva de duración original (en color azul). Naturalmente esta metodología no da cuenta del comportamiento intra-etapa del viento.

Sin embargo, el factor de planta promedio generalmente tendrá valores bajos⁶, debido a que una parte importante del tiempo la velocidad del viento estará por debajo de la mínima necesaria para generar, y en otras ocasiones, será muy alta. Considerando además, la variabilidad de corto plazo de la velocidad del viento (variaciones sinópticas y diurnas), se obtiene entonces, que la generación eólica alternará en intervalos cortos de tiempo (menores a la duración de la etapa) entre estados de poca energía y estados de alta energía (ilustrados en la Figura 4.2-3). En otras palabras, el aporte eólico estará concentrado en pequeños intervalos de tiempo, lo que plantea interrogantes sobre el aporte uniforme de la generación eólica en cada bloque de demanda. ¿Qué tan representativo del comportamiento efectivo del aporte eólico es una agrupación energética?

⁶ El factor de planta promedio se encuentra entre 0.25 (lugares de baja velocidad de viento característica) y 0.4 (lugares de alta velocidad de viento característica) [1]. El factor de planta de otros tipos de generación, ya sea hidráulico o térmico, generalmente supera el 0.6 y el 0.8 respectivamente [2].

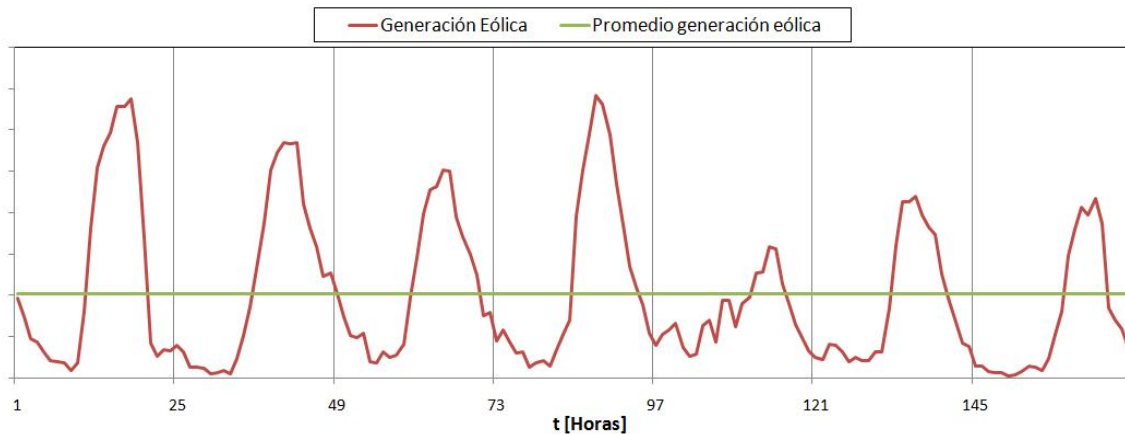


Figura 4.2-3 – Problemática energética asociada a la intermitencia eólica

Como puede apreciarse en la Figura 4.2-3, el aporte eólico alterna varias veces desde estados poca energía a estado de alta energía. El horizonte de muestra del ejemplo es una semana, donde los días están claramente diferenciados. De acuerdo con esto, dentro de un mismo día, el aporte eólico presente una variabilidad relevante.

¿Qué sucede si sistemáticamente, el aporte eólico se reparte distinto entre los bloques de demanda? ¿Existe una dependencia entre la repartición en bloques del aporte eólico y el perfil cronológico de generación eólica? El aporte uniforme podría establecer errores de representación, que podrían influir en las conclusiones extraíbles de la CHT (valor del agua), tanto a medida que el nivel de penetración eólica aumenta en el sistema, como a medida que se extiende el largo del horizonte de estudio. De esta forma, se debe establecer qué tan representativo del aporte eólico resulta la consideración de descuento uniforme. ¿Qué otras alternativas existen?

Otra problemática asociada al modelamiento de la generación eólica por descuento a la demanda corresponde a aquella asociada al manejo de situaciones donde la generación eólica es mayor que la demanda. A nivel global, es poco probable que la generación eólica total supere a la demanda del sistema completo, sin embargo a nivel local (por ejemplo, en las barras de inyección eólica) esta situación es completamente factible. Basta con considerar el caso general donde los grandes nichos de viento se encuentran alejados tanto de los centros de consumo como de los sistemas de transmisión (ver Figura 4.2-4 para un ejemplo real en el Sistema Interconectado Central chileno). Esto motiva, entre otras cosas, que las barras de inyección de generación eólica caigan con alta probabilidad en la situación descrita en esta problemática.

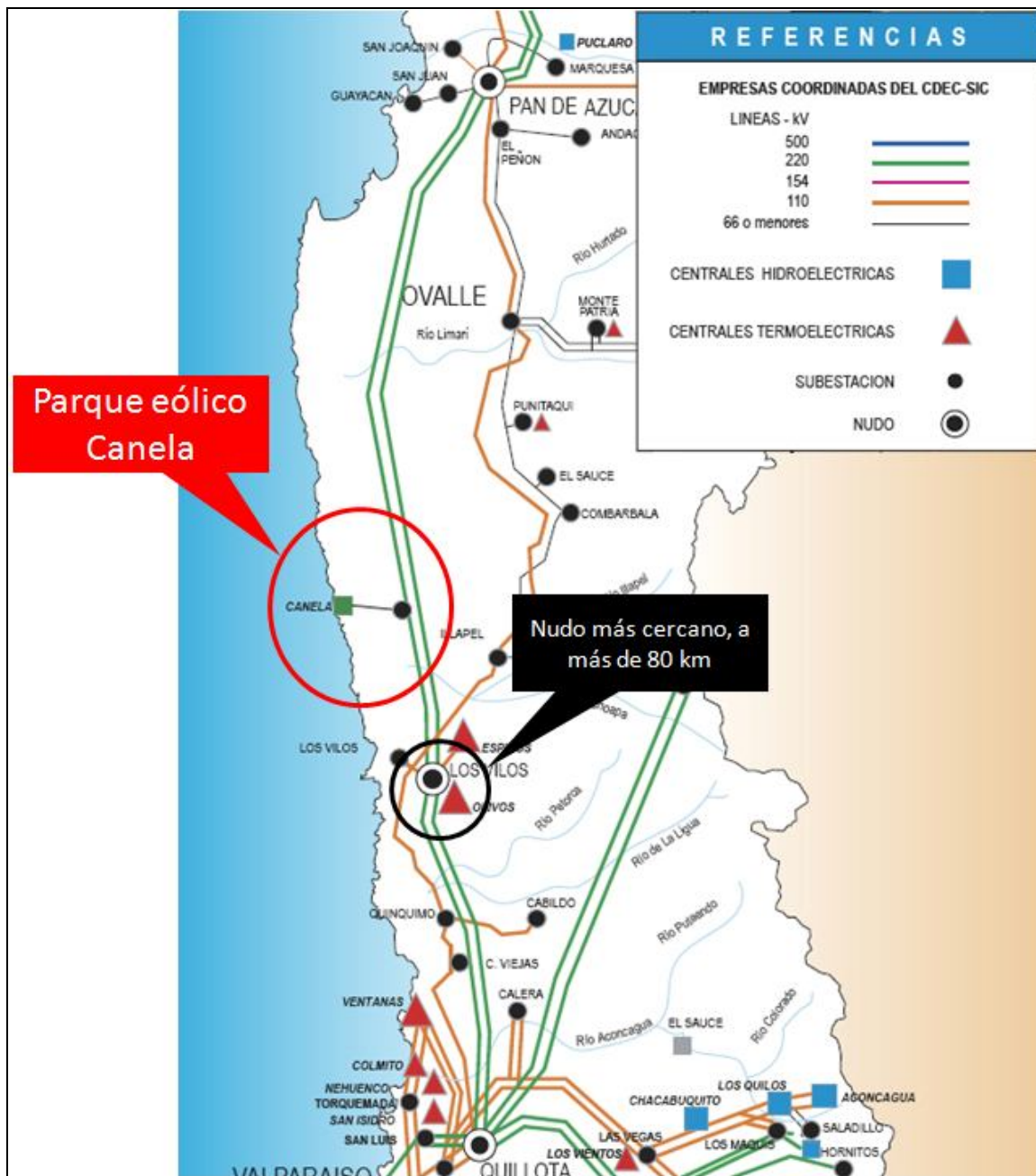


Figura 4.2-4 – Ubicación del parque Canela en la IV Región. Chile

La figura presenta la ubicación del parque eólico Canela en el Sistema Interconectado Central [39]. Como se puede observar, el parque eólico se encuentra alejado de los centros de consumo (el centro de consumo más cercano se encuentra en el nodo Los Vilos, a más de 80 km del punto de conexión al sistema de transmisión), por lo que la demanda neta en el punto de conexión será inevitablemente negativa gran parte del tiempo.

En términos operativos instantáneos (como el caso del flujo de carga) o cronológicos (como el caso del despacho de corto plazo), el hecho de que una barra presente demanda neta negativa sólo implica que en esa barra se debe considerar una inyección de potencia. Sin embargo, en términos de operación de largo plazo, la generación no se puede asimilar como una “energía negativa”, por lo que el descuento de la generación eólica a la demanda en sistemas multinodales establece fuertes consideraciones sobre el modelo del sistema que se utiliza (Figura 4.2-5).

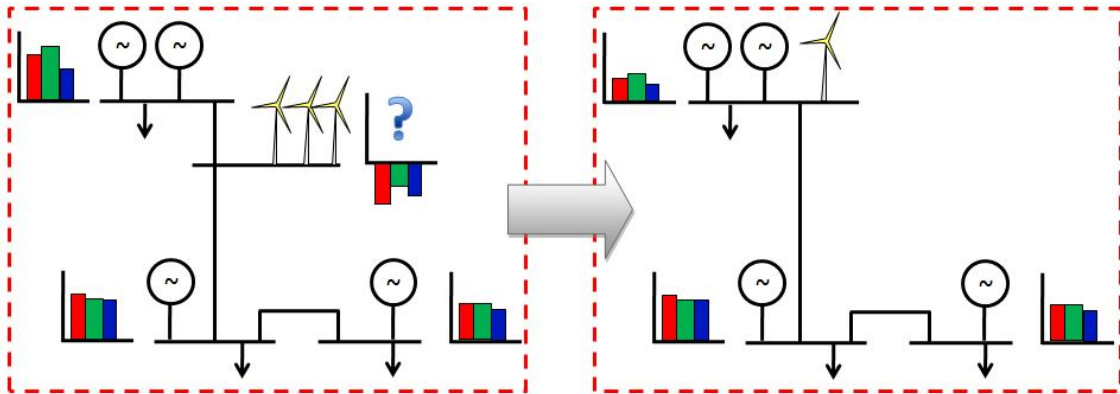


Figura 4.2-5 – Problemática de demanda neta negativa en términos energéticos

¿Cómo se representa energía negativa? La Figura 4.2-5 presenta una topología bastante común en sistema de potencia (a la izquierda), de acuerdo a lo planteado sobre la localización de parques eólicos. Si la generación eólica se modela como demanda negativa, en un enfoque energético inevitablemente se tendrán situaciones de energía negativa en sistemas como el presentado. Esto obliga a que se debe adaptar el modelo del sistema de tal manera de localizar la generación eólica de tal manera que la demanda neta en la barra no sea nunca negativa (a la derecha). ¿Qué sucede si la penetración eólica es muy grande dentro de la localidad geográfica en el sistema? ¿Hasta qué punto se pueden reducir las redes manteniendo la representatividad del sistema?

Finalmente, el modelo de generación eólica por descuento a la demanda no considera la incertidumbre de largo plazo asociada a la disponibilidad del recurso viento. En esquemas clásicos de CHT de mediano/largo plazo, esta incertidumbre se integra a partir de la creación de escenarios que aprovechan la información contenida en la hidrología del sistema. Al ser sólo una modificación a la demanda, la modelación por descuento no puede establecer una conexión con el mundo hidráulico, por lo que no permite el manejo hidrológico. Cualquier alternativa de manejo hidrológico a partir del descuento a la demanda, obliga a la adaptación de las herramientas de CHT, lo que va en desmedro del beneficio original de esta metodología.

De acuerdo a lo expuesto, el uso de la modelación de generación eólica como demanda negativa en estudios de CHT de mediano/largo plazo está restringido a sistemas uninodales con afluente determinístico, por lo que no corresponde a un candidato idóneo para estudios de carácter general. Sin embargo, este enfoque puede ser utilizado en estudios específicos, como aquellos presentados más adelante en este trabajo para revisión de aspectos de modelación.

4.2.2. Modelamiento como central hidráulica de pasada equivalente

Una alternativa al descuento a la demanda, corresponde al modelamiento de la generación eólica como un equivalente al modelo de central hidráulica de pasada, lo que corresponde al tratamiento de los parques eólicos como centrales hidráulicas de pasada, respetando todas las características asociadas a este último tipo de central (concepto ilustrado en la Figura 4.2-6).

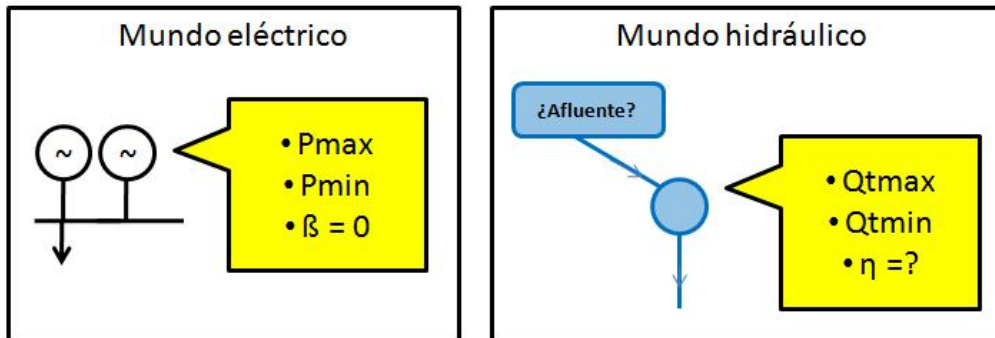


Figura 4.2-6 – Modelo de generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente

Bajo este enfoque, los parques eólicos rescatan de manera fiel los atributos de las centrales hidráulicas de pasada en el mundo eléctrico y se representan a través de los límites de potencia y con costo de generación cero. En el mundo hidráulico, se mantiene el concepto de la central de "pasada pura", donde la central se ubica aguas abajo sólo de un afluente (no tiene conectividad hidráulica con otras centrales). Se mantienen límites de caudal, y la característica de eficiencia depende del formato establecido para el afluente.

Una característica interesante de este tipo de modelación corresponde a que no actúa sobre la demanda, de manera que el problema de bloques de energía neta negativa no existe.

Por otro lado, para la creación de escenarios hidrológicos (manejo de la incertidumbre en el mediano/largo plazo), las herramientas de CHT requieren como dato de entrada una estadística de afluentes. Al representar la generación eólica a través del modelo de centrales hidráulicas se gana la posibilidad de manipular dichos afluentes. De esta manera, el problema del manejo de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del recurso eólico no requiere de adaptaciones a las herramientas de CHT.

El gran problema de esta formulación corresponde a la representación del afluente eólico, que para cada etapa debe condensarse en un solo valor. Como ya es sabido, la variabilidad de corto plazo del viento establece cuestionamientos a la utilización del promedio dentro de la etapa. ¿De qué manera se puede representar el viento en un período semanal a través de sólo un valor, si durante ese tiempo presenta variaciones importantes dentro de pocas horas? ¿Es el valor medio adecuadamente representativo? La ilustra Figura 4.2-7 este problema.

De acuerdo con el problema de la representación puntual de afluente eólico, surgen interrogantes sobre cómo debería ser el modelo hidráulico de centrales eólicas. ¿Cómo se representa la eficiencia hidráulica? ¿Debe contener información sobre el tipo de máquinas o ese trabajo debe relegarse al usuario? ¿Qué relación tiene el modelo de eficiencia que se utiliza con respecto a la representación puntual del afluente?

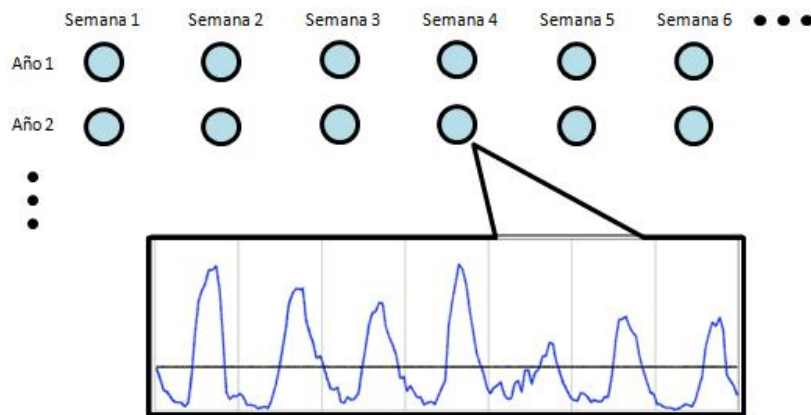


Figura 4.2-7 – Problema de la intermitencia eólica en la representación del afluente

En la Figura 4.2-7 se muestra el manejo de afluentes en estudios de CHT (que generalmente corresponde a la utilización de series de tiempo históricas). Para cada etapa (en este caso semanas) de cada periodo hidrológico (en este caso años) se maneja un valor representativo. ¿Es representativo un solo valor en el caso del viento?

De acuerdo a lo presentado, el modelo de generación eólica como central hidráulica equivalente establece una manipulación de las herramientas de CHT a través de la definición de atributos de central tanto en el mundo eléctrico como en el mundo hidráulico. Además, permite un manejo simple de las problemáticas de incertidumbre (problema ya resuelto para centrales hidráulicas en CHT) y demanda neta negativa en sistemas multinodales (este problema no existe en este caso), por lo que esta metodología se perfila como la indicada para estudios de carácter general (multinodales y con afluentes estocásticos).

4.3. Modelo de sistemas multinodales

De acuerdo con lo presentado en la sección 2.2.4: *Representación de consumos en sistemas multinodales*, los consumos responden tanto a una distribución temporal como a una espacial. Los enfoques que se utilizan, responden a un paradigma que favorece el cálculo del costo social de la operación del sistema. Adicionalmente, estos enfoques permiten reducir el volumen de información que debe entregar el usuario de las herramientas de CHT. Están basados sobre los siguientes supuestos:

- El comportamiento de la demanda entre barras es similar.
- A lo largo del horizonte de estudio, cada barra mantiene una relación fija con la demanda total del sistema.

¿Hasta qué punto se cumplen estos supuestos en los sistemas eléctricos modernos? ¿Cómo influye la topología del sistema? ¿Se pueden disociar la distribución temporal intra-etapa de la distribución espacial inter-etapa?

4.3.1. Problemas asociados a la modelación de sistemas multinodales

Por el lado temporal, usualmente se utiliza un enfoque que supone uniformidad en el comportamiento de la demanda entre las distintas barras. Para cada etapa todas las barras presentan el mismo perfil de demanda, lo que se traduce en que la forma de la curva de duración de la demanda es la misma para cada barra. Con el fin de obtener un perfil similar en estas condiciones, se utiliza la curva de duración de la demanda total del sistema, que luego es prorrateada entre las demandas del sistema. Esto se hace básicamente debido a que la proyección de demanda para horizontes de CHT de mediano/largo plazo (por ejemplo, 10 años, en etapas mensuales) se realiza en términos energéticos para el sistema completo. Proyectar la demanda para cada barra no sólo supone un volumen de información complicado de manejar para el usuario, sino que requiere datos difíciles de conseguir.

Sin embargo, ¿Qué sucede si los tipos de consumos son muy distintos dentro de un sistema eléctrico? ¿Cuán representativa es la curva de duración de la demanda del sistema completo de las curvas de duración individuales de las barras? ¿Qué consecuencias puede traer sobre los estudios de planificación de mediano/largo plazo una mala representación de la distribución temporal intra-etapa de los consumos en las barras?

Si el comportamiento dentro de una etapa es muy distinto entre barras (de manera que la forma de la curva de duración es muy distinta) pueden ocurrir varias cosas:

- Se pueden exacerbar innecesariamente ciertos efectos, como las congestiones en horas de punta. Dado que todas las barras tienen la misma curva de duración, tienen las horas de máxima demanda al mismo tiempo, lo que puede dar paso a congestiones en el sistema de transmisión. Si en realidad las demandas máximas no ocurren al mismo tiempo entre barras, estas congestiones inducirán a un sobre costo innecesario a la operación (dado que las congestiones desacoplan los costos marginales de las barras e incluso podrían provocar déficit de abastecimiento de la demanda, todos efectos de alto costo para el sistema).
- Se pueden ocultar otros efectos, como las solicitudes en horas fuera de punta. Un déficit energético en una barra podría no reflejarse en la curva de duración del sistema completo, pero sí suscitar una alta transferencia por el sistema de transmisión en un bloque dado. En este caso, las solicitudes no vistas originan un sub-costos a la operación, el sistema resulta más barato de lo que debería.

Por el lado espacial, el enfoque utilizado supone independencia temporal del comportamiento inter-etapa de la demanda en cada barra, con respecto a la demanda total del sistema. De esta forma, cada barra preserva el mismo porcentaje de la demanda total en cada etapa. ¿Qué sucede si los consumos varían considerablemente a lo largo del horizonte? Nuevamente se puede obtener efectos en la representación de las solicitudes en el sistema de transmisión que pueden desencadenar sobre y sub costos.

La Figura 4.3-1 presenta un esquema resumen de la problemática asociada a la modelación convencional de sistemas multinodales.

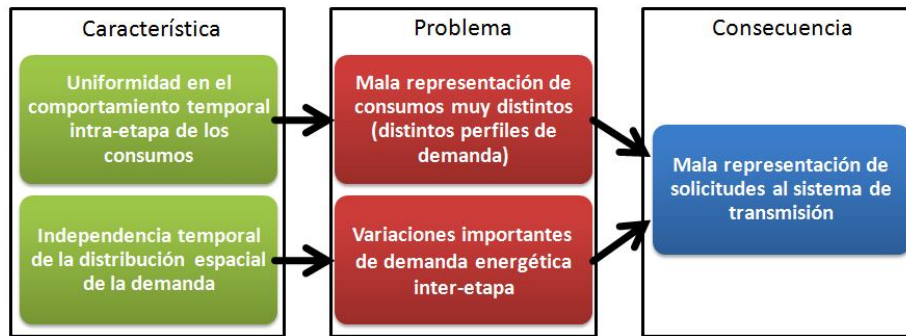


Figura 4.3-1 – Problemas asociados a la modelación de sistemas multinodales

De acuerdo a las características normales de la demanda, el aspecto más crítico dentro de la modelación de sistemas multinodales corresponde a la distribución temporal intra-etapa, dado que el supuesto depende directamente de la topología del sistema. Basta con imaginar un caso donde el consumo se concentre en una zona específica del sistema, alejada de la generación y la transmisión deba recorrer largas distancias hacia la carga (como el caso del SIC chileno). Si el consumo centralizado es muy importante, es probable que el comportamiento de la demanda total del sistema se asemeje al de dicha carga, sin mucha influencia del comportamiento en las barras alejadas, sin importar cómo sea. De esta manera, no es difícil imaginar una situación de mala representación de los consumos en las barras alejadas.

Con respecto a la distribución espacial, dado el comportamiento *regular* de la demanda eléctrica en términos energéticos (Figura 4.3-2), es adecuado pensar que para cada etapa, la demanda en cada barra se mantendrá dentro de un cierto rango (que podría ser adecuadamente representado por el promedio), por lo que a simple vista, éste no aparenta ser un problema muy serio. Sin embargo, es importante considerarlo en casos donde la demanda no presenta la regularidad señalada.

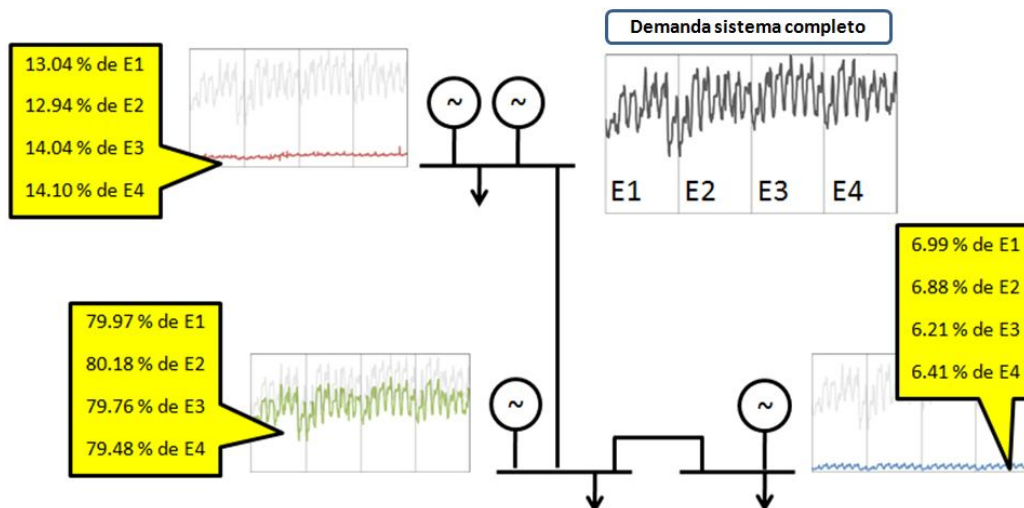


Figura 4.3-2 – Ejemplo comportamiento regular de la demanda eléctrica

En la Figura 4.3-2 se presenta un ejemplo de las variaciones de demanda inter-etapa. En los gráficos se muestran 4 semanas de demanda. La curva negra es la demanda total del sistema (en las demás curvas aparece en color débil). Las curvas de color corresponden a las demandas en las respectivas barras. En las viñetas amarillas aparece el porcentaje energético de la demanda en cada barra y de cada semana con respecto a la energía total en esa semana (E1, E2, E3 y E4 respectivamente). Los datos son reales y extraídos de la operación del SIC en el año 2007, Abril (se hace una reducción del sistema completo a sólo 3 barras). En la barra de color rojo, el porcentaje promedio corresponde a un 13.53% (con un 0.63% de dispersión). En la barra de color verde, el porcentaje promedio corresponde a un 79.85% (con un 0.3% de dispersión). En la barra de color rojo, el porcentaje promedio corresponde a un 6.62% (con un 0.37% de dispersión). Esto muestra como la demanda varía poco entre etapa.

4.3.2. Influencia de la generación eólica en el modelo actual de sistemas multinodales

La influencia de la generación eólica sobre el modelo presentado de sistemas multinodales en el mediano/largo plazo queda condicionada al enfoque metodológico aplicado para su representación. Si la generación eólica se modela como central hidráulica de pasada equivalente, la problemática asociada a la modelación de sistemas multinodales permanece intacta y preserva las mismas características y grados de validez que en el caso sin viento.

Es completamente distinto si la generación eólica se modela como demanda negativa, dado que este enfoque se basa en modificar los perfiles de demanda. Claramente, dependiendo del viento que se descuenta, el modelo puede alejarse o acercarse a los límites de validez de los supuestos sobre sistemas multinodales, tanto en cuanto a la distribución temporal intra-etapa, como a la distribución espacial inter-etapa.

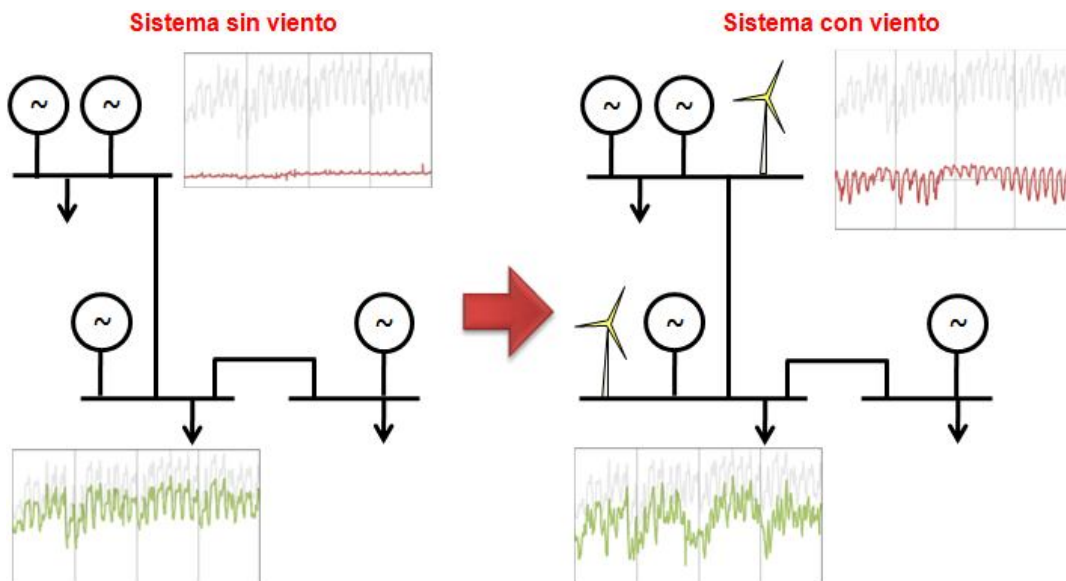


Figura 4.3-3 – Posibles efectos del descuento de generación eólica en modelos multinodales

A modo de ejemplo, se utiliza el sistema presentado en la Figura 4.3-2 y se muestra qué pasaría si se incluye generación eólica en 2 barras (viento extraído de los puntos de medición CNE [46]). En la barra de color verde se pueden ver que la generación eólica por descuento afecta tanto la distribución temporal intra-etapa, como la distribución espacial inter-etapa. Con respecto al ejemplo de la Figura 4.3-2, ésta última varió desde un el porcentaje promedio de un 79.85% y 0.3% de dispersión a un promedio de un 95.33% y 6.73% de dispersión. En el caso de la demanda roja, es aun más crítico el efecto sobre consumos débiles donde el aporte incluso es negativo. En este caso varió desde un el porcentaje promedio de un 13.53% y 0.63% de dispersión a un promedio de un -4.91% (problema de energía negativa) y 7.91% de dispersión.

No olvidar además, que adicionalmente, este tipo de modelación introduce el problema de la demanda neta negativa (energía negativa en las barras de inyección de generación eólica), lo que conduce a que la modelación de la generación eólica por descuento a la demanda se transforma en una peligrosa alternativa en sistemas multinodales, que debe ser tratada con cautela.

4.4. Manejo de la capacidad de regulación

En sistemas eléctricos de potencia, la capacidad de generación instalada se dimensiona de acuerdo tanto a los requerimientos de demanda del sistema, como a condiciones de seguridad que garanticen la calidad y continuidad del suministro eléctrico. La capacidad adicional necesaria por criterios de seguridad es conocida como *capacidad de regulación*, y debe ser suficiente para proveer energía ante salidas (programadas y/o intempestivas) de generadores del sistema y crecimientos inesperados de la demanda [11].

Los generadores hidráulicos de embalse (y algunos de pasada) poseen dos características interesantes para la provisión de reserva en sistemas eléctricos, que establecen a los sistemas hidrotérmicos como poseedores de una *capacidad natural de regulación*:

- Poseen rápidas características de toma de carga, lo que permite que cambien su consigna de potencia en pequeños intervalos de tiempo, ideal para la compensación de cambios repentinos en la demanda (pérdidas de generación, salida intempestiva de otros generadores, etc)
- Presentan capacidad de almacenamiento energético (a través de embalses o estanques de regulación en el caso de algunas centrales hidráulicas de pasada), que permite una cierta holgura en el manejo de la energía disponible para la generación, útil para compensar desbalances energéticos.

Aprovechando adecuadamente esta capacidad de regulación natural, se pueden manejar algunas características indeseadas de la generación eólica. Por ejemplo, la característica de toma de carga rápida se puede utilizar para compensar tanto errores de predicción como efectos de intermitencia del viento en el corto plazo. Así también, la capacidad de almacenamiento permitiría compensar situaciones de déficit energético asociado a la incertidumbre eólica de largo plazo. De esta forma se puede establecer que los sistemas hidrotérmicos presentan un ambiente propicio para la integración de generación eólica.

¿Cómo se puede aprovechar la capacidad de regulación en función del comportamiento del viento, sin originar un conflicto con sus usos actuales? Para no interferir en el uso actual o introducir *costos de oportunidad* al uso de la capacidad de regulación del sistema, se debe optar por **aumentar** dicha capacidad. Existen tres aspectos fundamentales para aumentar la capacidad de regulación en un sistema hidrotérmico:

- Aprovechar toda la capacidad de regulación del sistema. Utilizar efectivamente todas las instalaciones disponibles (embalses y estanques de regulación) en la operación del sistema. Esto se traduce en una necesidad de incluir estas instalaciones en los modelos de operación.

- “Aprovechamiento al límite” de las instalaciones de almacenamiento ya existentes en el sistema. ¿Existe alguna manera de potenciar el suministro de reserva sin necesidad de modificar la capacidad física de almacenamiento? ¿Cómo se re-dimensiona el factor de planta de un sistema hidráulico, con el fin de aumentar su capacidad de entregar reserva?
- Aumentar la capacidad de almacenamiento de embalses y estanques. Esto supone agregar embalses (o estanques) al sistema o agrandar los ya existentes. ¿Es realmente ésta, una alternativa de planificación en términos económicos y medioambientales?

¿Cómo se pueden representar los efectos compensatorios de la regulación en las herramientas de CHT, principalmente en lo relacionado al mediano/largo plazo?

4.4.1. Modelamiento de pequeños estanques de regulación

En los modelos de mediano/largo plazo, no hay problemas asociados a la modelación de grandes embalses, dado que el uso del agua almacenada trasciende el ancho de la etapa de CHT (ver Figura 4.4-1), incluso bajo operación a plena potencia. Con esto, las variaciones en la cota de los embalses constituyen un fenómeno *visible* desde la CHT de mediano/largo plazo.

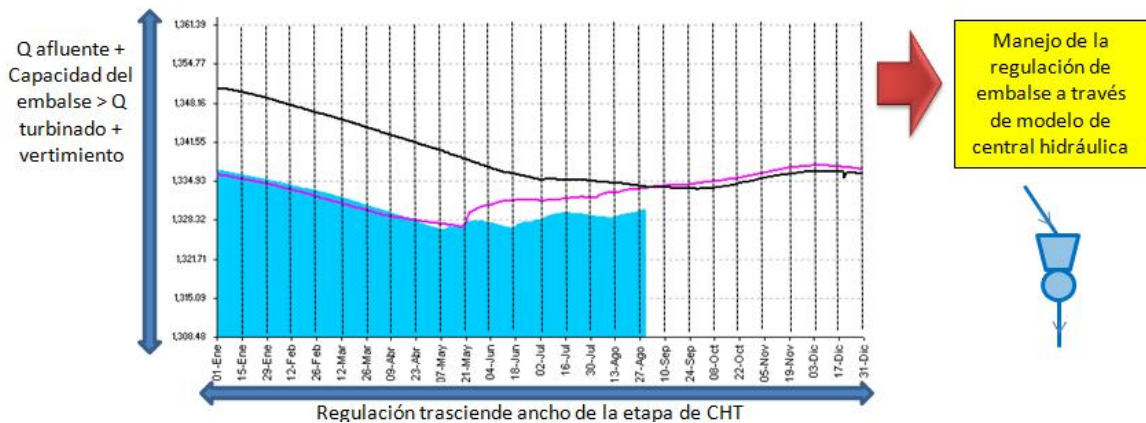


Figura 4.4-1 – Capacidad de regulación en embalses [45]

En el caso de un embalse, el balance hidráulico al cabo de una etapa permite la visibilidad en el largo plazo. Un embalse no se puede ni vaciar ni llenar completo en sólo una etapa. La gestión del agua entonces está acoplada entre etapas

Sin embargo, los pequeños estanques emplazados en algunas centrales hidráulicas de pasada no disponen del suficiente espacio para almacenar agua y trascender el largo de la etapa (Figura 4.4-2). Todas las variaciones en la cota del estanque no alcanzan a ser representadas dentro de la unidad básica de CHT de mediano/largo plazo. Incluso, un estanque de regulación podría vaciarse y llenarse varias veces dentro de una misma etapa. En este sentido, las decisiones sobre la gestión del agua en pequeños estanques no están acopladas entre etapas, pero tampoco resultan visibles para la CHT.

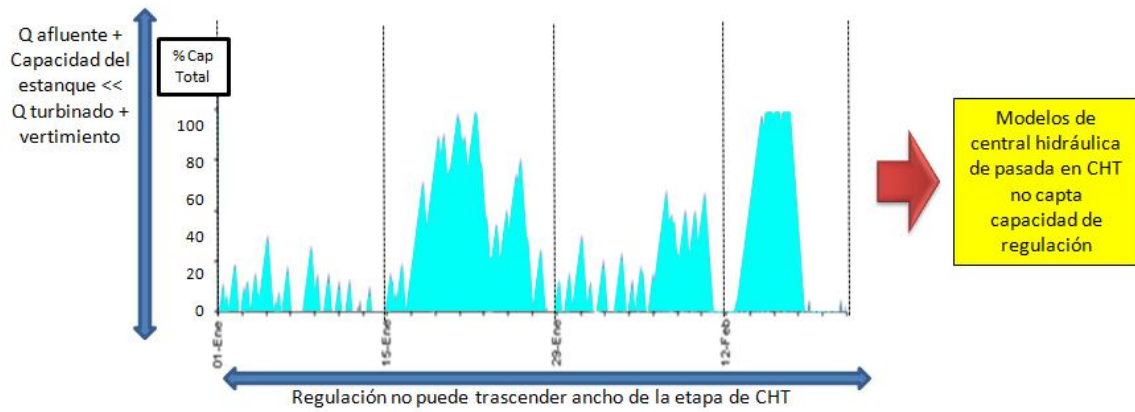


Figura 4.4-2 – Capacidad de regulación en pequeños estanques⁷

En el caso de un estanque, el balance hidráulico al cabo de una etapa no permite la visibilidad en el largo plazo. Un estanque puede vaciarse y rellenarse completo varias veces dentro de una etapa, operaciones que no pueden ser captados en el largo plazo.

¿Qué influencia sobre la planificación tiene representar o no la capacidad de regulación de los pequeños estanques? En la operación real de sistemas eléctricos, los pequeños estanques son utilizados para almacenar agua durante las horas de baja demanda y aprovecharla en las horas de alta demanda, como se muestra en la Figura 4.4-3.

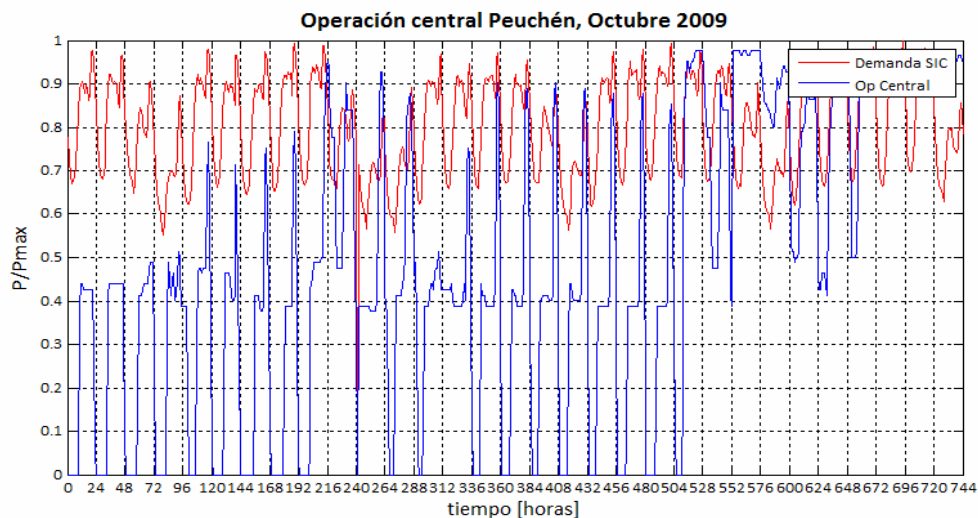


Figura 4.4-3 – Operación típica centrales hidráulicas con estanque de regulación del SIC Chileno [45]

En la figura, se muestra la operación mensual de la central Peuchén, correspondiente al mes de Octubre de 2009. Como se puede apreciar, la central opera con un esquema distinto al dictado por el caudal afluente mostrando un patrón claro de gestión del agua. En horas tempranas del día (notar que las divisiones verticales delimitan un día completo de operación) la central guarda el caudal afluente, para luego utilizarlo en generación en horas de la tarde. Notar que la magnitud de la generación se muestra en términos de porcentaje del valor máximo alcanzable en cada caso (o sea que está normalizado). Esto se hace sólo con el objetivo de que el fenómeno sea apreciable (problema de escala).

⁷ Imagen obtenida a partir de una simulación de CHT realizada con la herramienta SEEDS v2.0 de DeepEdit

En términos energéticos, esto se traduce a que la energía aportada por centrales hidráulicas de pasada que cuentan con estanques de regulación será distinta en los bloques de punta (con respecto a los bloques fuera de punta), como se muestra en la Figura 4.4-4. El aporte conjunto de estas centrales podría establecer la diferencia entre incurrir en costos por energía no servida y no hacerlo (lo que claramente, afecta al cálculo del valor del agua).

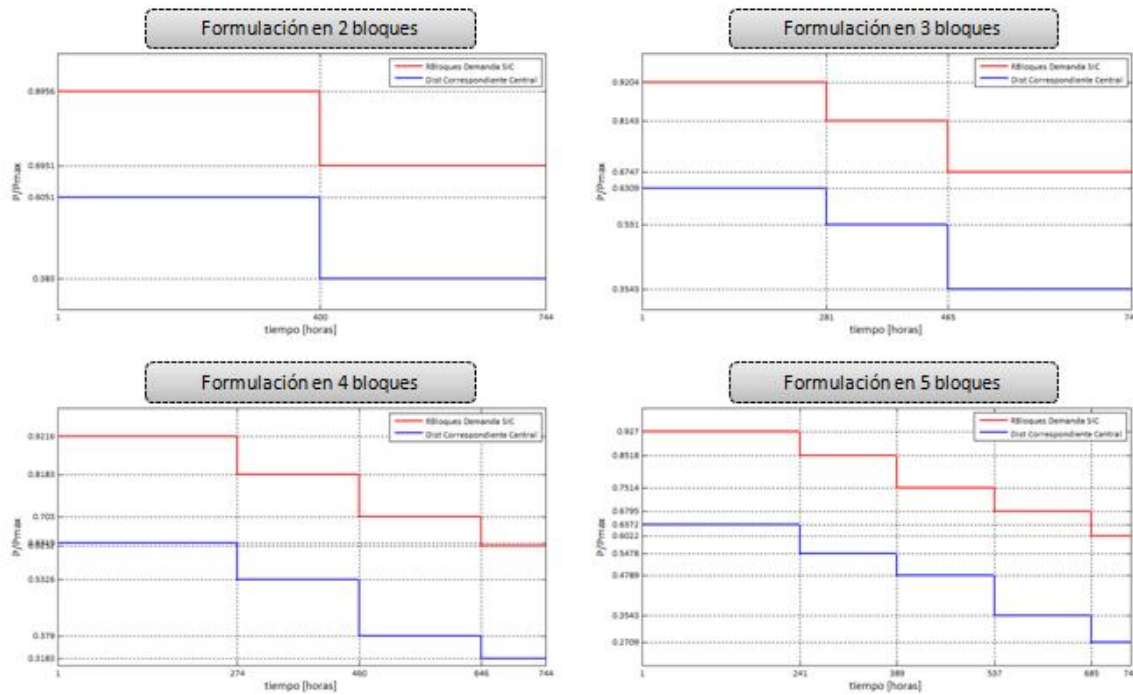


Figura 4.4-4 – Ejemplo de funcionamiento del concepto de empuntamiento

La Figura 4.4-4 muestra la operación repartida en bloques de carga de la misma central presentada en la Figura 4.4-3 (que muestra la operación cronológica de la central con respecto a la demanda). Se ha graficado la distribución de la operación media de la central de pasada (en azul), de acuerdo a la representación en bloques de la demanda (en rojo), para 2, 3, 4 y 5 bloques respectivamente (ver rótulos en la figura). Como se puede observar, en términos de la operación real de la central, esta efectivamente "empunta", o sea, gestiona el agua para generar más en los bloques de mayor demanda de potencia y menos en las demás.

De esta manera, una adecuada representación de la capacidad de regulación de pequeños estanques en el idioma de los bloques y las curvas de duración, representa una atractiva alternativa en el desarrollo de modelos de CHT de mediano/largo plazo. ¿Cómo hacerlo considerando que la dinámica de un estanque de tamaño pequeño no se puede captar al interior de la etapa de CHT?

Una solución utilizada actualmente en herramientas de CHT, corresponde a un método heurístico, denominado *modelo de empuntamiento*. Consiste básicamente en tratar de emular el comportamiento real, haciendo que la central produzca mayor energía en las horas de punta, y menos en las horas de valle (manteniendo la energía total de la etapa igual a la energía disponible). Para lograr esto, se debe establecer una nueva característica de la central, asociada al estanque. Esta característica es conocida como *flexibilidad* del estanque, y corresponde a la capacidad del mismo de desplazar agua entre bloques, dentro de una etapa. Una manera simple

de lograr el empuntamiento de forma práctica, consiste en condicionar el afluente que ingresa a la central, de manera que sea mayor en las horas de punta y menor en las horas de valle. La modificación de los afluentes se hace a través de *factores de modulación* que dependerán de la flexibilidad del estanque y de la duración de los bloques de carga [31]. El modelo de empuntamiento, puede describirse a través de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 a_{t,b} &= \frac{m_b a_t \Delta T_t}{\Delta_{t,b}} \\
 a_t \Delta T_t &= \sum_{b=1}^{N_b} a_{t,b} \Delta_{t,b} \\
 \sum_{b=1}^{N_b} m_b &= 1 \quad m_b \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{4.4.1}$$

Donde:

- $a_{t,b}$: Afluente modificado, para la etapa t , bloque b
- m_b : Factor de modulación asociado al bloque b
- a_t : Afluente real de la etapa t
- ΔT_t : Duración de la etapa t
- $\Delta_{t,b}$: Duración del bloque de carga b , etapa t
- N_b : Número de bloques de carga asociados a la etapa t

Donde es necesario determinar al menos $N_b - 1$ valores de m_b de tal manera que el sistema planteado tenga solución. Para esto, se aplican dos consideraciones sobre la distribución en bloques de la demanda y el uso del estanque:

- Se requiere que la formulación en bloques de la demanda distinga claramente el bloque de punta de los bloques de valle (por ejemplo, que *cronológicamente* los bloques estén ordenados desde el de más altura al de menor, de izquierda a derecha), de manera que el bloque de punta, sea el primero.
- Se define la *flexibilidad del estanque* como la capacidad del mismo para trasladar energía de un bloque de demanda a otro, formada por un número entero de ciclos diarios N_{cd} . Dicha flexibilidad se puede calcular como:

$$\begin{aligned}
 V_A &= N_{cd} * \min \left\{ V, a_t * \sum_{b=1}^{N_b} \Delta_{t,b} \right\} \\
 N_{cd} &= \frac{\Delta T_t}{24}
 \end{aligned}
 \tag{4.4.2}$$

Donde:

- V_A : Flexibilidad del estanque en cuestión
- N_{cd} : Ciclos diarios de carga/descarga

V : Capacidad máxima del estanque

Ambos supuestos permiten calcular los valores m_b al utilizarlos de la siguiente manera: el volumen de flexibilidad se descuenta a los afluentes asociados a los bloques de demanda en orden de baja a alta, extrayendo el máximo del bloque inferior hasta completar el total. Finalmente, dicho volumen se adiciona al caudal de bloques en orden de alta a baja, hasta alcanzar el máximo de generación del bloque superior [31]. Esta secuencia se puede expresar a través del siguiente algoritmo iterativo:

$m_1 = \frac{V_A}{a_t \Delta T_t}$ $V_{res_2} = h_{t,K} \Delta_{t,K} - V_A$ $V_{res_k} = h_{t,K} \Delta_{t,K} - V_{res_{k+1}}$ $m_k = \begin{cases} \frac{V_{res_k}}{a_t \Delta T_t}, & V_{res_k} > 0 \\ \frac{h_{t,k} \Delta_{t,k}}{a_t \Delta T_t}, & V_{res_k} \leq 0 \end{cases} \quad k = 2, \dots, K$	(4.4.3)
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------

Donde: $h_{t,k}$: Altura del bloque k , en la etapa t
 k : Indicador de bloque (sin considerar el primero)
 K : Indicador del último bloque

De acuerdo a lo presentado, esta metodología funcionará bastante bien, si en la operación real, la central efectivamente trabaja como lo supone el modelo, lo cual ocurre en muchos casos de centrales. Sin embargo, podría darse el caso de algunas centrales hidráulicas de pasada que utilicen su estanque para gestionar el agua, pero que no necesariamente utilicen la política del empuntamiento con respecto a la demanda total del sistema. Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 4.4-5, donde el número de bloques que se escogen para representar la demanda, revela comportamientos distintos del empuntamiento.

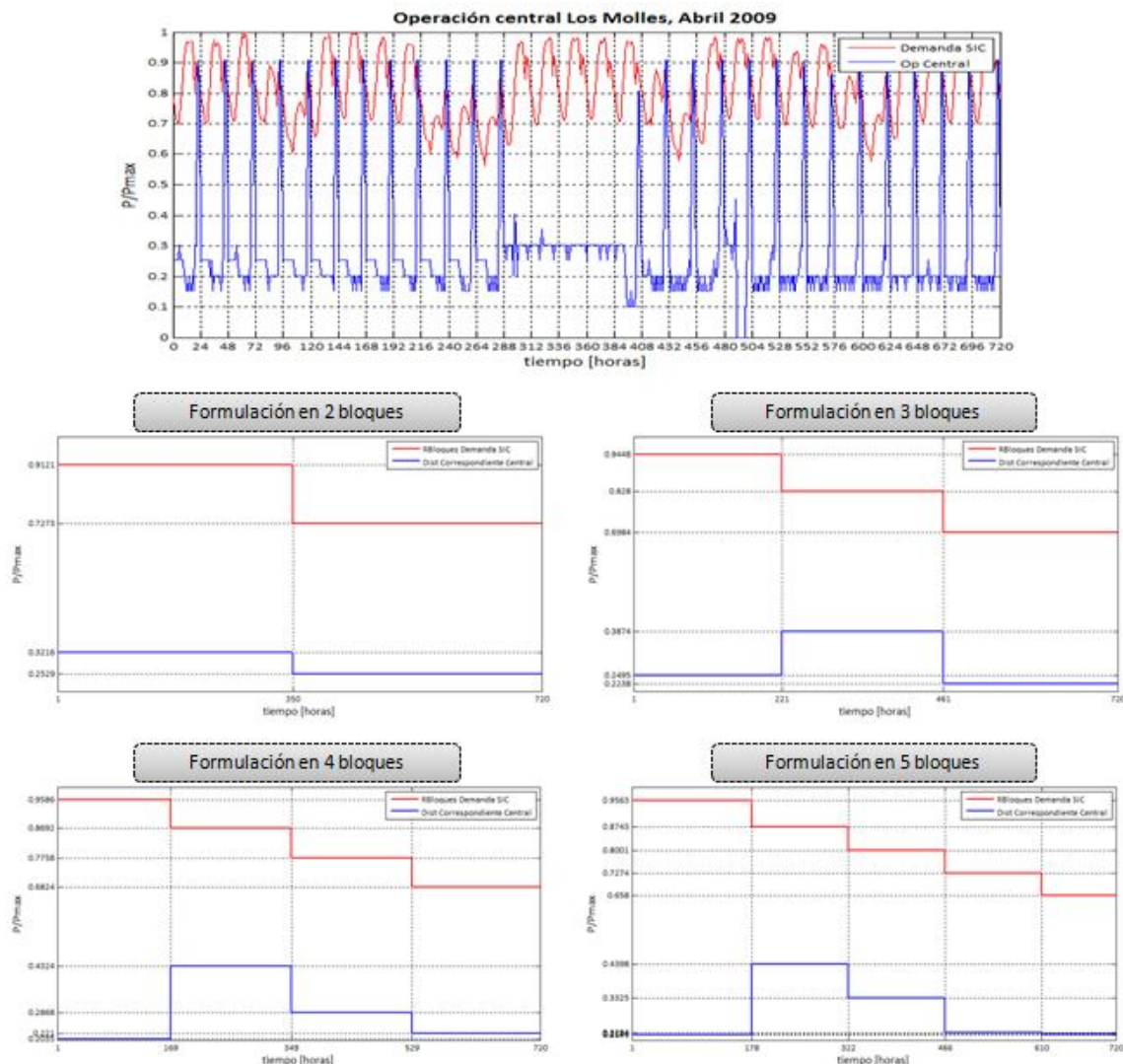


Figura 4.4-5 – Ejemplo de políticas de operación distintas al empuntamiento (1)

En la Figura 4.4-5 se muestra primero (arriba) la operación cronológica de la central Los Molles (SIC) con respecto a la demanda del sistema, para el mes de Abril de 2009. Como se puede observar, la central muestra un patrón de gestión sobre el agua de su estanque. De acuerdo a la representación en dos bloques de la demanda, la central efectivamente presentaría un comportamiento de empuntamiento. Sin embargo, a partir de la representación en tres bloques de la demanda, la central muestra un patrón de comportamiento diferente.

Otro ejemplo de comportamiento anómalo (con respecto al empuntamiento) se muestra en la Figura 4.4-6, donde directamente la central tiene un comportamiento distinto al empuntamiento.

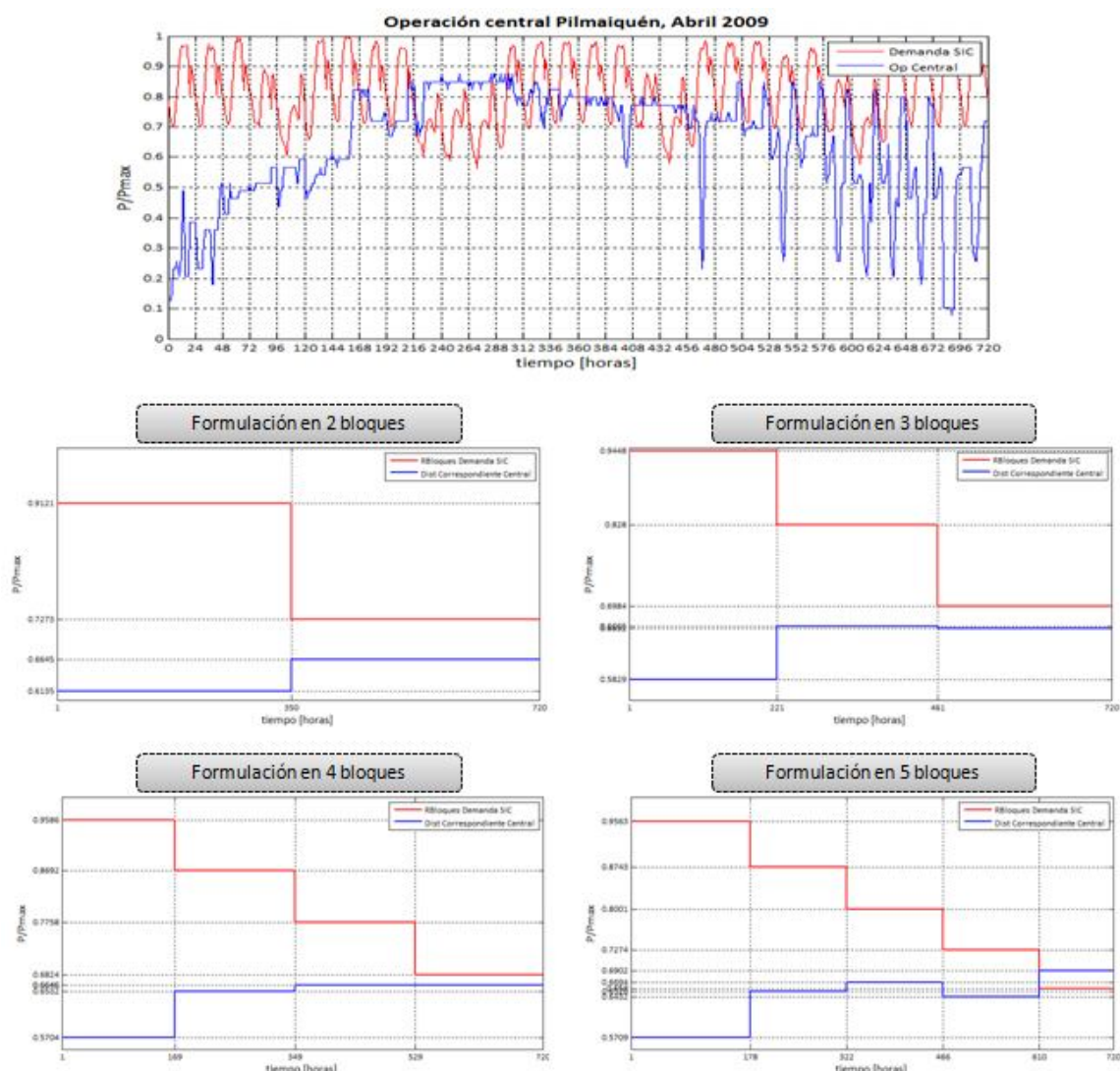


Figura 4.4-6 – Ejemplo de políticas de operación distintas al empuntamiento (2)

En este caso, se muestra la operación cronológica de la central Pilmaiquén (SIC) con respecto a la demanda total del sistema, para el mes de Abril de 2009. Desde el perfil cronológico se puede distinguir que si bien, existe gestión sobre el agua del embalse, no se aplica en una política de empuntamiento. Las respectivas representaciones en bloques muestran una política completamente distinta a la del empuntamiento para esta central.

Estas operaciones distintas al empuntamiento, se pueden deber a las diferencias entre la demanda total del sistema y aquella asociada al punto de conexión de la central. Si bien estos comportamientos hoy en día no son relevantes para el sistema (debido al aporte individual de estas centrales al sistema), son una muestra de qué sucede con los estanques de regulación, si la demanda frente a la cual responde la central, difiere con respecto a la demanda total del sistema. Esto es particularmente importante si grandes bloques de generación eólica se conectan cerca de centrales de esta índole. El efecto de la central eólica podría condicionar el comportamiento de las centrales de estanque, provocando errores de representación debido al método de empuntamiento. La acumulación de efectos podría afectar considerablemente el valor del agua que se calcula con la CHT. De esta manera, se vuelve necesario revisar los efectos de la generación eólica en la operación real de centrales hidráulicas de pasada con estanque de regulación y qué

modificaciones se deben efectuar sobre el modelo de empuntamiento para representar adecuadamente estos efectos en el largo plazo.

4.4.2. El Up-Powering y el aumento de la capacidad de regulación

Una manera de aumentar la capacidad de regulación de un sistema sin incurrir en grandes inversiones y problemas técnicos asociados a la modificación o construcción de embalses, es el denominado *Up-Powering*. Éste consiste en el aumento de la potencia instalada en centrales hidráulicas (por ejemplo a través de la instalación de unidades adicionales, ver Figura 4.4-7), sin practicar alteraciones en las obras civiles de almacenamiento. El espíritu del Up-Powering radica entonces, en preservar la energía disponible para generar, y sólo aumentar la potencia generable.

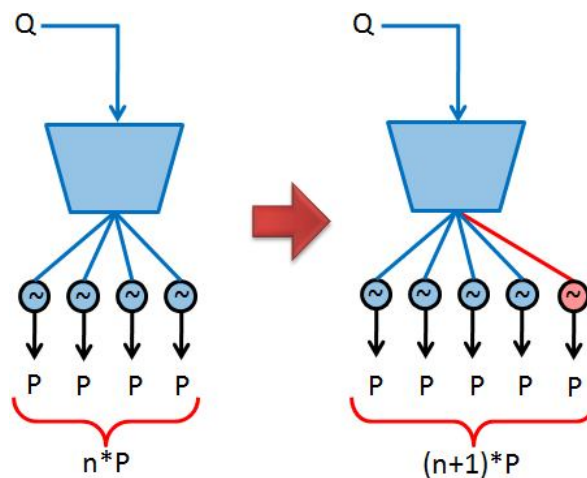


Figura 4.4-7 – Concepto de Up-Powering

El espíritu del Up-Powering consiste en aumentar la potencia instalada, sin modificar la capacidad de almacenamiento. En el sistema de la Figura 4.4-7 se añade una unidad adicional (en color rojo) pero no se modifica el tamaño del embalse ni se modifica el caudal afluente a la central. Con esto se extrae mayor potencia de la misma energía.

Dado acuerdo a lo presentado, se puede entender que los efectos del Up-Powering serán visibles en la operación de corto plazo. Sin embargo, el aumento de potencia en una central relaja algunas restricciones del problema de operación de mediano/largo plazo, por lo que los efectos del Up-Powering también serán visibles desde el largo plazo. De esta manera, el Up-Powering afectará el costo del agua que se calcula en la CHT de mediano/largo plazo. Adicionalmente, el Up-Powering serviría como una alternativa para aumentar la reserva de corto plazo del sistema, frente a penetración eólica.

En términos de modelación de CHT de mediano/largo plazo, el Up-Powering se representa sólo en el mundo eléctrico, a través del atributo de potencia máxima de una central. Todos los efectos de corto plazo sobre el sistema hidráulico que pudiera acarrear la implementación del Up-Powering no son visibles en el largo plazo. Así, el Up-Powering no representa grandes modificaciones a los modelos de CHT de mediano/largo plazo⁸. Por supuesto, tampoco requiere de adaptaciones a las herramientas de CHT.

⁸ Notar que en el corto plazo esto puede diferir, especialmente porque no han sido establecidos, entre otras cosas, los efectos del Up-Powering sobre la cuenca hidráulica

Un factor importante en el desarrollo del Up-Powering corresponde al costo asociado a su implementación. Naturalmente, el nivel de Up-Powering que se puede aplicar a una central será determinado por la recuperación económica de la inversión. De esta manera, en el largo plazo se puede plantear el problema económico de calcular cuánto nivel de Up-Powering se puede implementar en un sistema eléctrico dado. ¿Cómo se puede sugerir un nivel de Up-Powering para un sistema eléctrico? ¿Sobre qué centrales se debe aplicar esta medida?

4.5. Manejo de incertidumbre eólica

Al igual que el recurso hídrico, el recurso eólico también presenta incertidumbre en su disponibilidad energética en períodos de tiempo comparables con aquellos asociados a la hidrología. Esto se debe a que el recurso eólico también depende de fenómenos climatológicos, como el mismo ciclo del agua, el niño, radiación solar anual, etc (ver sección 3.1).

Para revisar características de la incertidumbre eólica de largo plazo (energética) y su relación con la hidrología, se revisa un ejemplo presentado en [24]. En dicho trabajo, se presentan datos históricos tanto para la hidrología total como para la energía eólica en distintos lugares de Suecia, como se ilustra en la Figura 4.5-1.

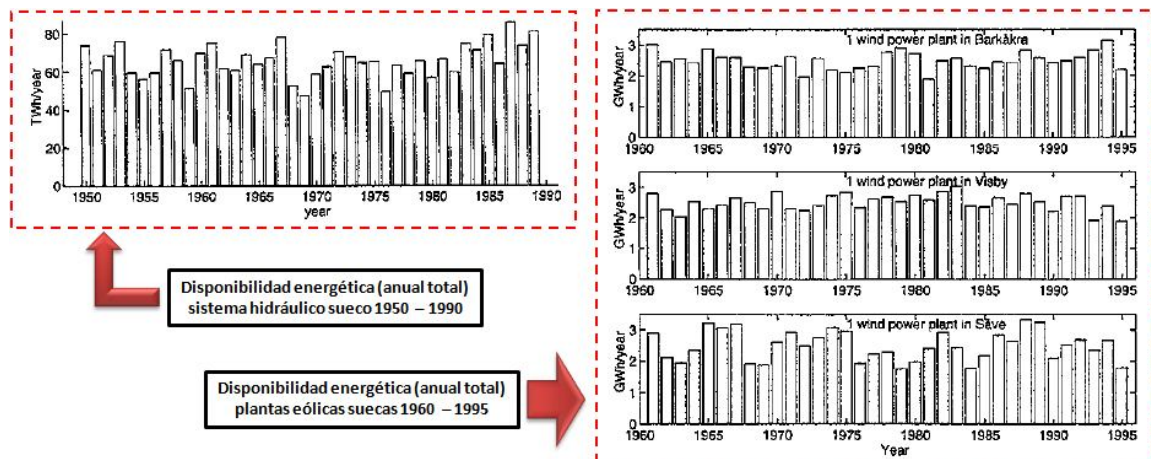


Figura 4.5-1 – Datos históricos (hidrología y disponibilidad eólica), Suecia. 1950 – 1995 [24]

La Figura 4.5-1 muestra la evolución anual de la energía disponible del recurso en cuestión. A la izquierda, se muestra la energía hidráulica disponible [TWh] en el sistema sueco, para cada año desde 1950 a 1990. A la derecha, se muestra la energía eólica disponible [GWh] para tres centrales eólicas (hipotéticas) distintas, desde 1960 a 1995.

Como se puede apreciar en la Figura 4.5-1, ambos recursos naturales (hídrico y eólico) varían de manera considerable año a año (tanto la hidrología como la energía eólica presentan una desviación estándar superior al 13% con respecto a la media [24]), lo que implica que ambas incertidumbres deben ser consideradas en los estudios de CHT (ie, si la incertidumbre hidrológica es un tema relevante en CHT, también debería serlo la incertidumbre eólica).

Más aun, ambos fenómenos son ocasionados por el mismo clima, por lo que debería existir una correlación temporal entre ellos. Así lo muestran los datos presentados en [24] donde se computa el respectivo coeficiente de correlación (coeficiente de pearson) entre los valores

hidrológicos y eólicos para cada año que tengan en común (o sea, desde 1960 a 1990). Estos valores se muestran la Tabla 4.5-1.

Tabla 4.5-1 – Coeficientes de correlación, ejemplo presentado en [24]

Lugar	Parque eólico 1	Parque eólico 2	Parque eólico 3	Afluentes hídricos
Parque eólico 1	1	0.15	0.23	0.15
Parque eólico 2	0.15	1	0.33	0.14
Parque eólico 3	0.23	0.33	1	0.44
Afluentes hídricos	0.15	0.14	0.44	1

Estos valores muestran no sólo que existe una correlación entre los recursos hídricos y eólicos en Suecia, sino que además ésta es positiva (lo que implica por ejemplo, que se obtendrá baja producción eólica en años de hidrología seca). Para el caso chileno esta relación podría mantenerse (no se cuenta con la estadística suficiente como para realizar un análisis como el presentado para Suecia), lo que implica sin duda, que la integración de incertidumbre eólica en CHT de mediano/largo plazo debe considerar las correlaciones existentes.

Afortunadamente, al modelar la generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente se debe incluir la estadística de viento como afluente en el modelo de CHT. Esto permite que las correlaciones entre el recurso eólico y el recurso hidráulico queden de inmediato incluidas en la CHT de mediano/largo plazo.

4.6. Selección de elementos clave

En este capítulo se ha presentado un completo análisis de los aspectos de modelación relacionados con la integración de generación eólica en estudios de CHT de mediano/largo plazo. Se ha establecido la necesidad tanto de desarrollo de metodologías de manejo y/o requerimientos de modificación para herramientas de CHT. La Tabla 4.6-1 presenta un resumen de todos los aspectos revisados durante este análisis. Se indica si cada tópico de análisis requiere ya sea del desarrollo de metodología o adaptación de herramientas.

Tabla 4.6-1 – Resumen de aspectos de modelación revisados

Tema	Sub-Tema	Problemática	PM?	AH?
Modelación de generación eólica	Modelo como demanda negativa	Consideración de intermitencia eólica	Sí	No
		Manejo de Incertidumbre	Sí	Sí
		Problema demanda negativa	Sí	Sí
	Modelo como central hidráulica de pasada equivalente	Modelo hidráulico de centrales eólicas	Sí	No
		Afluentes eólicos	Sí	No
Modelación de sistemas multinodales	Supuestos modelo sistema multinodal	Distribución temporal intra-etapa	Sí	Sí
		Distribución espacial inter-etapa	Sí	Sí
	Modelo como demanda negativa	Reducción apropiada de redes	Sí	Sí
Manejo de la capacidad de regulación	Modelamiento de estanques de regulación	Representación de estanques en el mediano/largo plazo considerando generación eólica	Sí	No
	Up-Powering	Dimensionamiento del requerimiento de Up-Powering	Sí	No
Manejo de la	Modelo de	Inclusión de correlaciones con la estadística	No	No

incertidumbre eólica	incertidumbre		
<i>PM?: ¿Necesita propuesta metodológica?</i>		<i>AH?: ¿Necesita adaptación de herramientas?</i>	

El mismo análisis desarrollado establece la viabilidad o pertinencia de los aspectos mencionados. Si bien, la gran mayoría necesitan del desarrollo metodológico para formular una propuesta completa para la integración de generación eólica en estudios de CHT, ya existen algunas alternativas descartables que no vale la pena desarrollar, como el manejo de incertidumbre y el problema de demanda negativa (ambos asociados a la modelación de generación eólica por descuento a la demanda), dado que la modelación de generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente ya presenta soluciones a las problemáticas planteadas sin necesidad de adaptación de herramientas de CHT. Cualquier desarrollo por el lado de la modelación como demanda negativa supone la introducción de modificaciones a las herramientas.

De esta manera el esquema de análisis original, presentado en la Figura 4.1-1, evoluciona en la etapa de desarrollo metodológico a uno como el presentado en la Figura 4.6-1

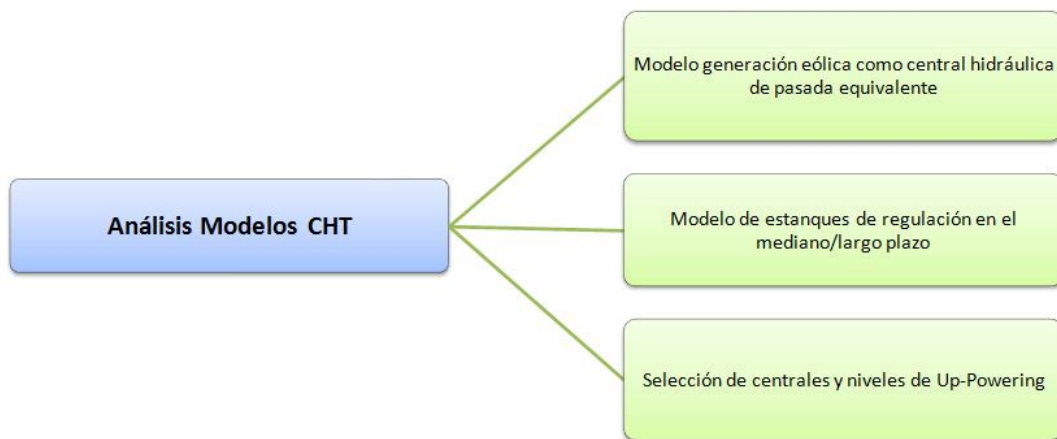


Figura 4.6-1 – Esquema de desarrollo metodológico

5. Propuesta Metodológica

En este capítulo, se desarrollan propuestas metodológicas para el manejo de los aspectos seleccionados como claves en el capítulo anterior (establecidos finalmente en la Figura 4.6-1). Los aspectos seleccionados, permiten el desarrollo metodológico, sin grandes modificaciones a las herramientas de CHT (a nivel de software). Adicionalmente se presentan alternativas de implementación práctica de las metodologías, pensando en los esquemas utilizados por las plataformas de CHT utilizadas en el sector eléctrico chileno.

5.1. Generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente

Al solucionar de manera simple el problema del manejo de la incertidumbre y al no presentar problemas de índole energética, esta alternativa se perfila como la idónea para la integración de generación eólica en estudios de CHT de mediano/largo plazo. Resta establecer la metodología práctica para la implementación en herramientas existentes de CHT de este modelo. Al respecto, se presentan dos esquemas de implementación, caracterizados a partir de la manera en que se establece el afluente de la central hidráulica de pasada equivalente.

5.1.1. Método 1: afluente como potencia media

Consiste en alimentar el afluente de la central eólica en términos energéticos, como se acostumbra hacer con las centrales de pasada pura⁹ en CHT. Esto corresponde a que el afluente semanal/mensual del modelo corresponde al equivalente energético de lo que debería ser la generación de la central eólica en ese período, dependiendo del escenario de viento. Este procedimiento se ilustra en la Figura 5.1-1.

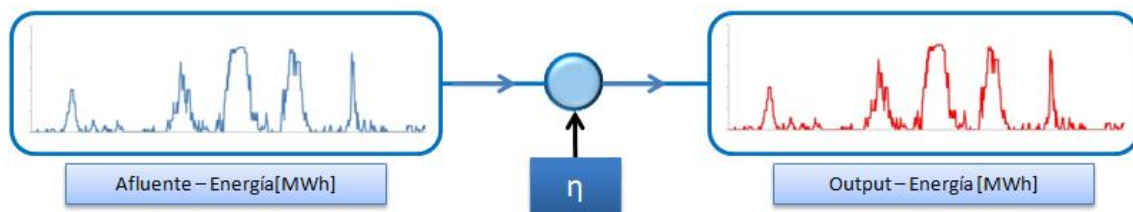


Figura 5.1-1 – Método de afluente como potencia media

En la Figura 5.1-1 se muestra la entrada a la central (a la izquierda) y su salida (a la derecha). Como se puede observar, la forma de la entrada se preserva a la salida. Si bien, la figura muestra una entrada hora a hora, en general serán afluentes medios semanales o mensuales.

⁹ Centrales de pasada pura son aquellas que no se encuentran en la misma cuenca hidráulica de otras centrales.

Esto evitaría adaptaciones a los modelos de CHT (dado que se utiliza un esquema usual), pero necesita que el usuario tenga la capacidad de transformar datos de viento en output de potencia (ie, necesita del manejo de curvas de potencia de generadores eólicos).

El modelo estándar de centrales hidráulicas de pasada calcula la potencia que entrega dicha central de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{H_i}^t = \eta * q_{H_i}^t * h_b^t \quad (5.1.1)$$

Donde: $P_{H_i}^t$: Energía generada por la i-ésima central en la etapa t
 η : Eficiencia de la central (tasa de conversión hidráulica a eléctrica)
 $q_{H_i}^t$: Caudal afluyente que ingresa a la i-ésima central en la etapa t
 h_b^t : Duración de la etapa t (eventualmente del bloque b dentro de la etapa t)

Como se puede observar, la conversión de afluyente hidráulico a potencia eléctrica se realiza a través de un parámetro de eficiencia, que en el caso de un parque eólico podría aprovecharse para simplificar el trabajo previo que debe realizar el usuario. Por ejemplo, este parámetro de eficiencia podría representar el número de unidades que posee el parque. De esta manera, bastaría con disponer de alguna herramienta externa que convierta el dato de velocidad media de viento en potencia media.

5.1.2. Método 2: afluyente a partir de perfil de velocidad

Este método establece el afluyente a partir del perfil de velocidad de viento que alimenta a la central y deja al modelo de la central la responsabilidad de transformar esa velocidad en energía. De esta manera, el modelo de central debe considerar la curva de potencia de los aerogeneradores del parque, además del número de unidades. La Figura 5.1-2 muestra cómo funciona este método.

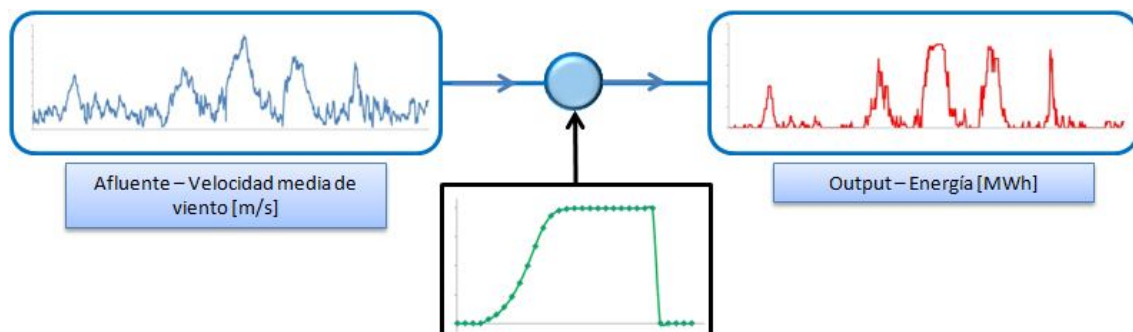


Figura 5.1-2 – Método de afluyente como velocidad media de viento

En la Figura 5.1-2 se muestra la entrada a la central (a la izquierda) y su salida (a la derecha). Como se puede observar, la forma de la entrada corresponde a datos de viento. Dependiendo del tipo de generador de la central, el modelo debe poder obtener la potencia de la central. Si bien, la figura muestra una entrada hora a hora, en general serán velocidades medias semanales o mensuales.

Esto naturalmente, requiere de adaptaciones en las herramientas de CHT. La ventaja que puede tener sobre el método de potencia media apela a simplificar el trabajo previo del usuario de CHT de mediano/largo plazo.

5.2. Modelo de disponibilidad energética para estanques

Como se revisó en la sección 4.4.1, en la operación real del sistema eléctrico (en el despacho hora a hora) las centrales hidráulicas de pasada que disponen de estanques de regulación no generan de acuerdo al caudal afluente. En cambio, aprovechan dicho caudal para almacenar agua en horas de baja demanda y generar a plena potencia en horas de alta demanda. En muchos casos esta operación coincide con el perfil de la demanda total del sistema (la que es utilizada para fabricar la representación en bloques, utilizada en CHT) y el conocido modelo de empuntamiento funciona sin problemas. Sin embargo, existen ocasiones donde esto no se cumple y el modelo de empuntamiento podría fallar en representar adecuadamente el comportamiento de algunas centrales, afectando el resultado de la CHT. Más aún, la generación eólica cercana en la operación de una central de pasada con estanque podría ser responsable por ocasionar e incluso acrecentar estos efectos indeseados.

Para esto, en esta sección se propone una metodología para la representación de la operación de centrales con estanque, para el mediano/largo plazo. Esta metodología, conocida como *Modelo de disponibilidad energética*, rescata los buenos elementos del modelo de empuntamiento, pero evita los supuestos sobre la distribución de los bloques de carga, de manera que no condiciona al primer bloque como bloque de punta.

5.2.1. Concepto e implementación del modelo de disponibilidad energética

La idea del modelo de disponibilidad energética es permitir a la central de pasada generar de acuerdo a su política particular de gestión del agua, es decir, evitar el problema asociado a que la demanda real que enfrenta la central sea distinta a la demanda total del sistema, ya sea por características inherentes al consumo o por presencia de generación eólica cercana. El modelo se formula a partir de las mismas ecuaciones del modelo de empuntamiento (ver ecuaciones (4.4.1)), con la salvedad de que en esta ocasión, no se aplican los supuestos de distribución de bloques de carga y de flexibilidad del estanque que se aplican en el modelo de empuntamiento para establecer valores para los coeficientes m_b , sino que se considera un *patrón de operación esperado* de la central.

Este patrón de operación corresponde a una cuantificación de la energía esperada para la generación de la central en un esquema de bloques de carga definidos previamente. De esta forma, los coeficientes m_b se pueden definir a partir de la energía esperada de la siguiente manera:

$$m_{t,b} = \frac{\hat{E}_{t,b}}{\hat{E}_t} \quad (5.2.1)$$

Donde: $\hat{E}_{t,b}$: Energía esperada de generación de la central en el bloque b ,

E_c : etapa t
: Energía esperada de generación de la central en la etapa t

La energía esperada para la generación de la central en la etapa completa corresponde a información disponible, dado que se utiliza en la aplicación del modelo de empuntamiento. De esta manera, el problema recae en la determinación del valor de la energía esperada dentro de cada bloque, o en otras palabras, la distribución de la energía esperada total entre los distintos bloques de carga.

Existen dos caminos para la obtención del valor de $\bar{E}_{c,b}$ en cada bloque de cada etapa:

- $\bar{E}_{c,b}$ corresponde al promedio histórico observado para la operación de la central, en la etapa y bloque indicados. Esta alternativa admite todos los refinamientos disponibles en la CHT aplicados normalmente, como la probabilidad de ocurrencia de los distintos escenarios hidrológicos. Cabe destacar que esta media histórica pierde representatividad a medida que ocurren cambios topológicos importantes en la cercanía de la central en cuestión (como la instalación de un parque eólico cerca de la central de pasada con estanque).
- $\hat{E}_{c,b}$ corresponde al valor esperado que se obtiene como resultado del cálculo de la CHT horaria en la etapa t . El cálculo hora a hora de la CHT no aplica supuestos sobre la operación del estanque, dado que en ese lapso de tiempo los estanques son tratados de la misma manera que los embalses por la CHT. Dado que el cálculo horario es insostenible para horizontes largos de optimización, esta metodología puede ser aplicada en forma sucesiva, apuntando a la obtención del patrón de energía por bloque para una sola etapa (mes) a la vez.

5.2.2. Consideraciones sobre el número de bloques

Un detalle importante relacionado con la implementación del modelo de disponibilidad energética para centrales de pasada con estanque de regulación guarda relación con el número de bloques de carga que se utilizan para representar la demanda eléctrica en cada etapa. De acuerdo con el ancho de los bloques (duración) se pueden manifestar efectos indeseados en la operación de centrales de pasada con estanque. Específicamente, si un bloque es muy ancho puede afectar la representación de la operación real al producir energía durante un bloque sin activar la restricción de potencia máxima de la central, cuando en la realidad esta restricción sí se activa. Bloques muy anchos podrían entonces, ocultar comportamientos reales de las centrales hidráulicas de pasada con estanque de regulación. Para evitar este tipo de problemas simplemente se puede seleccionar una representación con suficientes bloques para que esto no suceda. No se debe modificar la manera en que se optimizan la representación bloques, sino el número de bloques que se utilizan. Naturalmente, utilizar un número elevado de bloques acarrea problemas computacionales, por lo que tampoco se debe exacerbar la medida. En sistemas como el SIC chileno, donde se utilizan bloques mensuales se estima que representaciones entre 3 y 6 bloques son adecuadas tanto para la representatividad como para la sobrecarga computacional de las herramientas de CHT.

5.3. Metodología de dimensionamiento de Up-Powering

De acuerdo a lo presentado en la sección 4.4.2, el Up-Powering consiste en el aumento de la potencia instalada en una central hidráulica de embalse, sin modificaciones a las instalaciones de almacenamiento. Naturalmente implica una inversión, por lo que corresponde a una alternativa de planificación, y en particular, de expansión de la generación. De esta manera, las decisiones sobre implementación real de esta alternativa deben evaluarse entonces en ejercicios destinados a esto, versus todas las demás alternativas que se puedan incluir en estos estudios. Este trabajo dista de tratar el tema de expansión de la generación, por lo que no se puede posicionar el Up-Powering con respecto a otras alternativas de planificación (como por ejemplo, la entrada en servicio de nuevas centrales al sistema).

Sin embargo, antes de probar la alternativa Up-Powering en un ejercicio de expansión se debe definir en qué consiste la alternativa. ¿Cómo saber sobre qué central(es) valdría la pena aplicar Up-Powering? ¿Cómo saber el nivel de Up-Powering que se debe aplicar? La propuesta metodológica presentada en esta sección pretende definir criterios para definir alternativas de Up-Powering, en términos de dónde y cuánto. Posterior a la aplicación de los criterios propuestos, la alternativa podrá ser incluida en ejercicios completos de expansión de la generación (con los niveles ya definidos).

5.3.1. Selección de centrales objetivo para Up-Powering

Como en toda medida que implica una inversión, se espera que el Up-Powering justifique el gasto a través de su operación. O sea, aquella central que sea objetivo de un Up-Powering, debe efectivamente generar más potencia con la misma energía con respecto al caso sin Up-Powering. Esto podría no ser útil en todos los casos, dado que la operación de las centrales de embalse es condicionada por el sistema, al gestionar el uso del agua. ¿Cómo saber entonces sobre qué centrales es útil la medida?

Para responder a esta pregunta se debe revisar la operación de las centrales en el despacho de CHT. Si bien la acción de utilizar el agua para mover turbinas y generar energía es gratis, gastar esta agua dentro del horizonte no lo es. El agua que efectivamente se puede utilizar para generar en cada etapa distinta de la última, será determinada por el valor de la FCF asociada al embalse respectivo y para la última etapa dependerá de restricciones de almacenamiento. De esta manera, al igual que una central térmica, una central hidráulica de embalse generará en cada etapa dependiendo del costo marginal de generación (que en este caso se asocia al uso de su agua y viene dado por la pendiente de la FCF en ese instante), asociado a la misma.

Las centrales que a lo largo de la operación muestran altos costos marginales de reserva de embalses, generalmente estarán maximizando el uso del agua durante el horizonte. Aquellas centrales que mantengan bajos costos marginales de reserva tenderán a acumular agua. Esto se puede verificar a través de la FCF (Figura 5.3-1), que muestra el valor del agua en función del volumen reservado en el embalse.

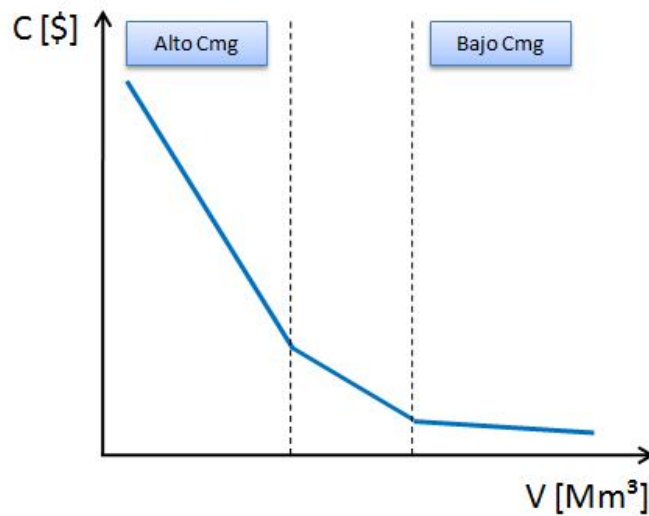


Figura 5.3-1 – Ejemplo FCF. Tramos de costo marginal de reserva de embalses

Como se puede apreciar en la Figura 5.3-1, bajos costos marginales corresponden a niveles altos de almacenamiento, mientras altos costos marginales suponen el embalse más cercano a su cota mínima. Una utilización intensiva del embalse en cada etapa provocará que la central genere altas potencias en cada etapa. De esta manera, será altamente probable que se activen las restricciones de potencia máxima para dicha central. Si el uso del embalse no es intensivo, la central estará operando a capacidad media, haciendo improbable la activación de estas restricciones. Ahora bien, ¿dónde será apropiada la implementación del Up-Powering? Naturalmente en aquellas centrales propensas a activar su restricción de potencia máxima, y por lo tanto, en aquellas centrales que mantienen altos costos marginales de reserva a lo largo del horizonte. Al disponer de mayor potencia de generación, estas centrales podrán distribuir mejor la energía disponible, aprovechando mejor los tramos de la FCF de alto costo. En centrales de bajos costos marginales de embalse en la mayoría de las etapas, es probable que la aplicación de Up-Powering sea inútil, es decir, que la central opere igual (genere lo mismo) independiente de si se realizó Up-Powering o no.

De esta forma, el primer paso para estimar el nivel de Up-Powering de un sistema consiste en simular la CHT de mediano/largo plazo y rescatar los valores de costo marginal asociados al uso de los embalses. Con estos valores se podrá fabricar una lista de mérito de centrales Up-Powering objetivo. Si no se tiene acceso a este tipo de resultados, se puede notar que aquellas centrales de costo marginal alto, generalmente producirán a máxima potencia en gran parte del horizonte, mientras que aquellas de costo marginal bajo aprovecharán de generar preferentemente en momentos de alta demanda (seguirán un patrón de *empuntamiento*).

5.3.2. Selección del nivel de Up-Powering apropiado

Una vez detectadas las centrales con potencial de Up-Powering, se debe estimar cuánto Up-Powering se puede aplicar. Naturalmente, el nivel está limitado por el costo de inversión asociado y el tiempo esperado de recuperación del capital que se aplique. Por otro lado, si una central objetivo es efectivamente adecuada para la implementación del Up-Powering, se manifestará un ahorro en la operación (costo esperado) que se obtiene de la CHT con respecto al caso sin Up-

Powering (dado que la central aprovechará la misma energía disponible y producirá más potencia en horas de alta demanda, de manera que desplazará mayor cantidad de generación térmica en dichas horas). Este ahorro en la operación debe compararse entonces con la recuperación de la inversión en el mismo horizonte.

El nivel de Up-Powering se podrá seleccionar a partir de la primera alternativa que efectivamente recupere el capital en base al ahorro (o a partir de cualquier criterio similar). La metodología que se propone en este trabajo consiste en aplicar un nivel base de Up-Powering a una central objetivo¹⁰ y simular la CHT en el horizonte en el que se espera recuperar la inversión. Al final de dicha simulación se comparará el ahorro con la inversión. Si la inversión se paga efectivamente con el ahorro, se puede aumentar el nivel de Up-Powering (considerando que la inversión también lo hará) y simular la CHT nuevamente. El algoritmo se detiene cuando la inversión ya no se pague en el horizonte esperado.

Existen restricciones adicionales a la penetración de Up-Powering, relacionadas con la ubicación de la central misma de embalse. Si dicha central se encuentra inserta en una cuenca hidráulica, aguas arriba de otras centrales, es probable que la simulación de CHT no converja (o se torne infactible) si la central de embalse turbinar mucha agua y las centrales aguas abajo no son capaces de recibirla. Una alternativa consiste en aplicar Up-Powering a todas las centrales de la cuenca (incurriendo en la inversión respectiva) o limitar el nivel de Up-Powering de la central de embalse original.

¹⁰ Se propone sólo una central, dado que el Up-Powering será una alternativa para las empresas generadoras, quienes son libres de planificar su expansión

6. Casos de Estudio

En orden de validar las metodologías y el análisis propuesto, se desarrollan pruebas sobre un caso de estudio. Para un mejor entendimiento de esta sección, para cada prueba, se deben definir los siguientes tópicos:

- Qué pruebas es necesario hacer y sus objetivos.
- El modelo dónde se realizan las pruebas. ¿Qué características debe tener?
- El detalle de las pruebas (escenarios, horizontes, etapas, tolerancias, etc).
- Entregar los resultados y el respectivo análisis a las pruebas realizadas.

En general, cada prueba a realizar es bastante compleja, dado que se manejan muchas variables, supuestos y condiciones (además que para mostrar los efectos de modelación, en muchos casos se inventan estudios poco-convencionales). De esta manera, antes del desarrollo específico de las pruebas, se entregará la línea general de cada prueba (de qué se trata, sección 6.1) y el modelo de pruebas (la base común de todas las pruebas, sección 6.2). Una vez presentados los estudios y el modelo base, se presentan una a una las pruebas (secciones de la 6.3 a la 6.9).

Para dichas pruebas, se utilizan las herramientas computacionales Matlab© (para procesamiento de datos de entrada y visualización de resultados) y SEEDS v2.0 de DeepEdit (herramienta de CHT de mediano/largo plazo).

6.1. Estudios a realizar y Objetivos de las pruebas

De acuerdo a lo desarrollado en este trabajo en cuanto a análisis y metodología, se establecen tres tópicos de análisis:

- Modelación de generación eólica.
- Modelos de representación de la operación de centrales de pasada con estanque de regulación en el mediano/largo plazo.
- Dimensionamiento del nivel de Up-Powering de un sistema.

6.1.1. Evaluación del modelo de generación eólica como central de pasada equivalente

En la sección 5.1 se presenta la modelación de generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente, donde se manipulan los caudales afluentes para integrar la energía de producción eólica.

El objetivo de este estudio consiste en evaluar la efectividad de representación del modelo de generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente. Para esto, se cuantificará el error de representación con respecto a un caso base horario. La evaluación se sensibilizará con respecto a los distintos perfiles de generación eólica disponibles (perfiles del 1 al 8, mencionados en la sección 6.2.9)

Se asume que en una configuración de caso base horario no se ocultan ni exacerbaban efectos de ninguna índole, dado que no existen agrupaciones energéticas. Cabe destacar que por su parte, dicho caso está limitado a horizontes no muy largos, número de embalses y afluentes determinísticos (lo que justifica que sea necesaria alguna metodología de modelación como las que se presentan).

La clave en esta prueba corresponde a la selección del sistema de pruebas a utilizar y de la manera en que se le dé validez estadística a los resultados. La idea es realizar la prueba más general que permitan los datos disponibles, pero que permita una holgura adecuada en cuanto a horizontes, hidrologías, etc.

6.1.2. Estudios asociados a la representación de la operación de estanques

En la sección 5.2 se presenta una metodología que permite representar la acción de empuntamiento de una central hidráulica de pasada con estanque de regulación, aún en caso de que el patrón de operación de la central no coincida con el perfil de demanda del sistema completo o que su operación se vea perturbada por centrales eólicas cercanas.

Se realizarán dos pruebas relacionadas con este modelo. El objetivo de la primera prueba corresponde a mostrar el efecto que puede tener un parque eólico cercano sobre la operación con respecto a la demanda del sistema completo de una central de estanque. La segunda prueba consiste en comparar el modelo de disponibilidad energética (presentado en la sección 5.2) con el modelo de empuntamiento, para un caso de estudio que posea una central hidráulica de pasada con estanque de regulación y un parque eólico cercano. Esta comparación se realizará en base a un caso horario que posea estas dos centrales.

La clave de esta prueba, corresponde a preservar las condiciones iniciales, condiciones de borde, parámetros, datos de entrada y requerimientos de operación entre una prueba y otra, de manera de diferenciar solamente a través de la metodología.

6.1.3. Estudios asociados al Up-Powering

En la sección 0 se propone una metodología para detectar tanto el nivel de Up-Powering apropiado para un sistema hidrotérmico, como sobre qué centrales se puede aplicar. El método propone una heurística de detección que limita la penetración de Up-Powering en base a un costo de inversión asociado.

Se realizan dos pruebas relacionadas con esta metodología. En la primera prueba, se muestra el efecto compensatorio del Up-Powering sobre el sistema en presencia de generación eólica. Para esto se comparan tres casos: uno sin Up-Powering y sin viento, otro sin Up-Powering y con viento y por último, un caso con Up-Powering y con viento. En la segunda prueba, se muestra la

metodología de dimensionamiento de Up-Powering en un caso de pruebas regular de CHT, esto es, de varias etapas y en un horizonte adecuado.

6.2. Modelo de pruebas

De acuerdo a lo que se desea mostrar, se debe establecer un sistema de pruebas capaz de arrojar resultados sobre los supuestos que se realizan. Es importante justificar adecuadamente tanto el modelo que se utiliza, como los datos de entrada que se manipulan. De esta forma, en esta sección se presenta tanto el sistema de pruebas a utilizar, además del modelo de parque eólico y la configuración de los datos de entrada del problema.

6.2.1. Requerimientos del modelo

Tal y como se ha señalado, es de vital importancia para la validez de los resultados, que se utilice de un modelo de pruebas que sea representativo de condiciones de operación factibles en sistemas reales.

Adicionalmente, se busca que el sistema a utilizar permita ciertas holguras con respecto al largo de los escenarios a representar y de la posibilidad de utilizar hidrología estocástica. Estas holguras dependen tanto del largo escogido para las etapas y de la complejidad tanto del sistema eléctrico como del hidráulico. En las pruebas mencionadas, se realizan comparaciones con sistemas de carácter horario (o sea etapas horarias), que plantean una alta restricción al resto de los aspectos de modelación. Si las topologías del sistema son muy complejas, el horizonte de estudio no puede sobrepasar cierto valor y no se pueden aplicar escenarios hidrológicos estocásticos (si se espera que el problema converja a una solución con un cierto nivel de tolerancia en un tiempo finito y con el hardware disponible).

Originalmente, se dispone de un modelo de pruebas basado en el SIC chileno del año 2009, que consta de 111 centrales (34 centrales hidráulicas y 77 térmicas). En el modelo hidráulico figuran 7 embalses, 17 centrales dentro de una conexión hidráulica (incluidos los embalses mencionados) y 17 centrales de pasada pura. Adicionalmente, el modelo hidráulico es complejo y da cuenta de todas las conectividades hidráulicas reales, no sólo las de extracción sino que incluye conectividades por filtraciones, vertimientos e incluso convenios de riego. Independiente de si el sistema se modela unilineal o multibarra, en términos horarios sólo permite hacer pruebas a hidrología determinística en horizontes no superiores a un mes.

Dadas las condiciones y los objetivos de las pruebas, no se requiere demasiada precisión con respecto al valor del costo del sistema, sino que el interés radica en representar bien a través de las metodologías el costo del caso base. De esta forma, mantener 77 centrales dentro de la función objetivo del problema matemático no parece necesario. Tampoco es necesario representar todas las centrales hidráulicas de pasada, dado que su operación estará bastante desacoplada de la operación del resto de las centrales. Si estas centrales no poseen estanque de regulación, su operación se limitará a generar cuanto permita el caudal afluente. En términos energéticos, la operación de estas centrales es considerada de *base*. Con respecto al sistema hidráulico, se puede proponer un sistema con menos enlaces hidráulicos (eliminando por ejemplo los convenios de riego) y, si fuera necesario, con menor número de embalses.

6.2.2. Centrales térmicas equivalentes

Con el fin de reducir el número de variables del problema de optimización, las centrales térmicas que se utilizarán en el modelo en cuestión corresponden a centrales equivalentes, obtenidas a partir de agrupaciones por similitud entre las centrales reales del sistema. En particular, a través de la similitud del atributo *costo variable de operación* de cada central, dato disponible para cada central del sistema en [47]. Adicionalmente se dispone tanto de los datos de potencia nominal de todas las centrales y de los datos de potencia mínima.

La metodología que se utilizará para la obtención de las centrales equivalentes consta de dos partes: primero, se agrupan las centrales dentro de conjuntos (clusters) representados por el costo variable. Una vez que cada una de las centrales sea clasificada dentro de un cluster, se *construyen* las centrales equivalentes (una para cada cluster). La potencia nominal de cada central equivalente se obtendrá sumando la potencia instalada de cada central dentro del cluster. El costo variable de la central equivalente corresponderá al costo variable de la central representativa (centroide del respectivo cluster).

Representación de la potencia mínima: Cabe destacar además, que se debe representar la potencia mínima de las centrales equivalentes. De no hacerlo, se obtendrán efectos indeseados en la operación del parque térmico, como por ejemplo que se utilice una central térmica para *empuntar* antes que una central de embalse. Como en CHT de mediano/largo plazo no se representan las constantes de tiempo de toma de carga, ni se considera que una central térmica operando fuera de su valor nominal pierda eficiencia, podría darse el caso que tiene un menor costo para la central térmica entregar el MW extra en horas de punta que operar en la base, cosa que no sucederá en la operación real. Si una central térmica necesita funcionar al menos a mínimo técnico para ser despachada, se evita que la central sea despachada libremente en las horas de punta.

Para representar la potencia mínima de las centrales equivalentes se promedian las potencias mínimas de las centrales dentro de cada cluster. Para lograr escalar adecuadamente estas potencias, lo que se promedia en realidad, es el porcentaje de estas potencias mínimas con respecto de las respectivas potencias máximas de cada central. Ese porcentaje promedio se pondera con la potencia total de la central equivalente y se obtiene la potencia mínima de la central equivalente. Para cada central equivalente, se aplica entonces, la siguiente formulación matemática:

$$P_{min CE_j} = \left(\sum_{i=1}^k \frac{P_{min i}}{P_{nom i}} \right) P_{nom CE_j} \quad (6.2.1)$$

- Donde:
- $P_{min CE_j}$: Potencia mínima de la j-ésima central equivalente
 - $P_{nom CE_j}$: Potencia nominal de la j-ésima central equivalente
 - $P_{min i}$: Potencia mínima de i-ésima central térmica dentro del cluster
 - $P_{nom i}$: Potencia nominal de i-ésima central térmica dentro del cluster
 - k : Número de centrales dentro del j-ésimo cluster

Clasificación de centrales térmicas: Para la agrupación inicial se utiliza una variante del conocido algoritmo de clustering (agrupamiento) *k-means* donde se busca representar un set de n datos a través de un número conocido (c) de clusters. Para cada uno de estos clusters, se busca un valor representativo de la clase (conocido como *centroide*) y los valores del set de datos son asignados a uno de estos clusters de acuerdo al tamaño de una norma (euclidiana en el caso del *k-means*) con respecto a este centroide. En esta versión, conocida como algoritmo *k-medoid*, los centroides de los clusters corresponden a valores existentes en el set de datos (y no a promedios o valores esperados como en *k-means*). A nivel práctico, se utiliza un toolbox gratuito de Matlab® [48].

Para el problema en cuestión, el clustering se realiza sobre un vector de tres componentes. La primera de ellas contiene el atributo de costo variable de cada central. La segunda componente contiene el valor de potencia máxima de cada central y la tercera componente contiene los valores de potencia mínima de cada central.

Dado que los algoritmos de clustering de este estilo, suponen el número de clases predefinidas por el usuario, primero se realiza una pre-etapa de selección del número óptimo de clusters. Para esto, el mismo paquete computacional utilizado permite distinguir entre siete parámetros de validez para sus métodos de clasificación y de acuerdo a las recomendaciones del mismo manual de operación [48], en el caso de *k-medoid*, se sugiere revisar a los menos dos de estos parámetros de validez, dado que no son confiables por sí solos. Para el problema en cuestión, se revisan 4 de estos índices:

- El *índice de partición (SC)*, que mide la relación entre separación y compactación de los clusters. Se busca minimizar este índice.
- El *índice de separación (S)*, que corresponde a un índice de separación mínima entre clusters. Se busca minimizar este índice.
- El *índice de Dunn (DI)*, otra medida de separación y compactación de clusters. También se busca que tenga un valor mínimo.
- El *índice alternativo de Dunn (ADI)*, una tercera medida de separación y compactación de clusters. También se busca que tenga un valor mínimo.

En la Figura 6.2-1 se muestran los resultados de la prueba de sensibilización practicada a los datos de centrales térmicas. Notar que los datos presentados en la Tabla 6.2-1 se encuentran en escala logarítmica para una visualización adecuada.

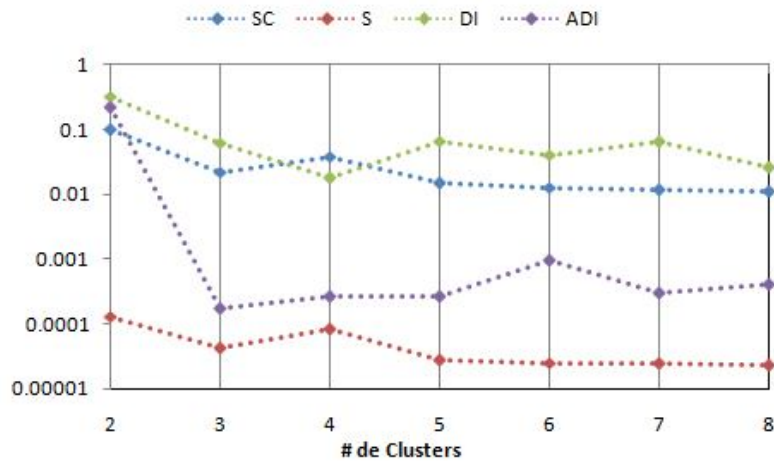


Figura 6.2-1 – Indicadores de validez de clasificación vs # de clusters

Tal y como ya se mencionó, para cada uno de estos indicadores se busca un valor mínimo. Como criterio adicional, se busca la representación a través de la menor cantidad de clusters posible. Como se puede observar en la Figura 6.2-1 (y adicionalmente corroborar en la Tabla 6.2-1, presentada más abajo), los indicadores S y SC minimizan su valor a partir de 5 clusters, sin mucha ganancia desde 6 en adelante (inferior al 5%). El indicador ADI tiene su mínimo en 3 clusters, manteniendo valores bajos (de orden 0.001) para 4 y 5 clusters. El indicador DI tiene su mínimo en 4 clusters, presentando cierta volatilidad para otros valores de clusters. Descontando el indicador DI, se escoge en 5 el valor óptimo de clusters, por tener valores bajos para el resto de los indicadores.

Tabla 6.2-1 – Sensibilización de índices de validez de clasificación

# Clusters	Índice de partición (SC)	Índice de separación (S)	Índice de Dunn (DI)	Índice alternativo de Dunn (ADI)
2	0.10006335	0.022120231	0.03847866	0.01503262
3	0.00012995	4.22759E-05	8.2185E-05	2.7814E-05
4	0.3265707	0.062675895	0.01753952	0.0669196
5	0.21693392	0.000174363	0.00026255	0.0002621
6	0.10006335	0.022120231	0.03847866	0.01503262
7	0.00012995	4.22759E-05	8.2185E-05	2.7814E-05
8	0.3265707	0.062675895	0.01753952	0.0669196

Aplicando entonces, el algoritmo *k-medoid* al problema planteado de centrales térmicas, se obtuvo una clasificación de estas centrales con la representación óptima de cinco clusters escogida. En la Figura 6.2-2 se muestra esta clasificación.

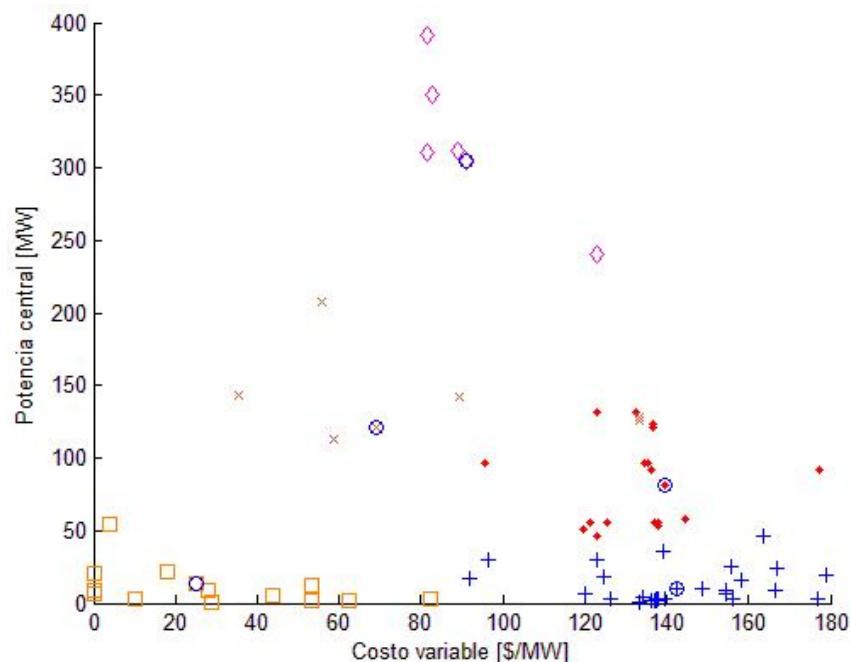


Figura 6.2-2 – Centrales térmicas y centroides de los clusters

Como se puede observar, la visualización de los clusters se hace a través de un Potencia Instalada [MW] vs costo variable [\$/MW]. El análisis de sensibilidad con indicadores de validez arrojó un número óptimo de 5 clusters. En la figura se pueden ver: en puntos rojos (1), cuyo centroide corresponde a un costo variable de 139.71 [\$/MW]. En cruces anaranjadas (2), cuyo centroide corresponde a un costo variable de 69.14 [\$/MW]. En cruces azules (3), cuyo centroide corresponde a un costo variable de 142.43 [\$/MW]. En cuadros anaranjados (4), cuyo centroide corresponde a un costo variable de 25 [\$/MW] y finalmente en rombos rosados (5), cuyo centroide corresponde a un costo variable de 91.24 [\$/MW].

Centrales térmicas a utilizar: a partir de la clasificación se construyen las centrales combinando las potencias instaladas y considerando las potencias mínimas. Finalmente, se obtienen cinco centrales, con los atributos presentados en la Tabla 6.2-2. Notar que el modelo de centrales térmicas es validado en la sección 9.1. (Anexos)

Tabla 6.2-2 – Centrales térmicas equivalentes a utilizar en el modelo de pruebas

Nombre	Cluster	Potencia [MW]	Beta [\$/MW]	Pmin [MW]
Termo A	1	1544.50	139.71	363.30
Termo B	2	1123.40	69.14	519.24
Termo C	3	343.20	142.43	88.09
Termo D	4	170.20	25.00	73.32
Termo E	5	1908.50	91.24	425.50

6.2.3. Central hidráulica de pasada pura equivalente

Dado que estas centrales no comparten una conectividad hidráulica con otras centrales y su operación sólo depende de su caudal afluente (y no la operación de otras centrales), se las considera *desacopladas* del resto de las centrales. En términos operativos, la CHT de mediano/largo plazo sólo verá un aporte energético de estas centrales en la base, por lo que da igual si esa energía de base es producida por n centrales y n afluentes, o es producida por una sola central y un solo afluente. Sin embargo, en términos computacionales, entre una o muchas

centrales sí existe una diferencia. De esta manera, se utilizará una central equivalente, para representar todas las centrales hidráulicas de pasada pura del sistema.

Para *fabricar* esta central equivalente, se deben definir la potencia nominal de dicha central y el caudal afluente que aprovechará. La potencia nominal se obtiene simplemente de la suma de las potencias nominales de cada una de las centrales hidráulicas de pasada pura. Para obtener el afluente equivalente, se deben sumar los respectivos afluentes individuales, con la salvedad de no transgredir los límites de generación de cada una de las centrales.

Los datos de afluente disponibles [45] (40 hidrologías desde 1967 hasta 2007), se definen en base a caudal medio semanal (m^3/s) o en base a energía mensual (GWh). Para el problema en cuestión, estos afluentes se llevan a una base común de potencia media semanal (MW) para luego sumarlos. Si los datos originales se encuentran en m^3/s , basta con ponderarlos por la eficiencia de cada central para obtener la potencia media (considerando el límite de potencia máxima en el cálculo). Por otro lado, si los datos se encuentran en GWh, basta con dividir por la duración en horas del mes para obtener la potencia media mensual. Notar que también se debe respetar la potencia máxima. En ningún caso se consideran caudales mínimos de operación (simplemente porque no se dispone de los datos). Así se obtienen 40 hidrologías equivalentes para la central de pasada pura equivalente.

6.2.4. Simplificación hidráulica

En una cuenca que posea centrales hidráulicas interconectadas, las conexiones entre centrales y otros agentes tienen distintos orígenes, ya sea por extracción directa, filtraciones y vertimientos. Generalmente, las conexiones más importantes (donde se intercambia mayor volumen de agua) corresponden a las de extracción directa. En el sistema hidráulico disponible esto sucede así. Además, siempre se deben mantener las conexiones por vertimiento, para que exista conservación de masa en el flujo de agua.

Sin embargo, existe una serie de conectividades de bajo uso que se encuentran representadas para justificar pérdidas de agua en el sistema (*centrales ideales* que captan filtraciones) o para cumplir con demandas adicionales de agua (convenios de riego, que no guardan relación directa con la producción de energía eléctrica). Las primeras dan cuenta del agua que se pierde en los embalses por filtraciones y generalmente no se utilizan en la generación dado que no corresponden a verdaderas centrales instaladas en el sistema, sino que se modelan sólo para *forzar* el paso del agua en el problema de optimización y considerar que los embalses no son ideales. Por otro lado, los convenios de riego dan cuenta del requerimiento de agua por parte de regantes (que en términos operativos sirve para darle un costo de oportunidad al agua), lo que naturalmente añade restricciones al uso del agua en la cuenca.

Ahora bien, ¿qué tan necesario es, para el sistema de pruebas en cuestión, representar el detalle de filtraciones y convenios de riego? Al evaluar aspectos de modelación y propuestas metodológicas este detalle sólo acarrea ruido, que podría afectar a convergencia de las simulaciones. De manera que se opta por no incluirlos. En la Figura 6.2-3 se muestra el sistema hidráulico original y en la Figura 6.2-4 se muestra el sistema que será efectivamente utilizado.

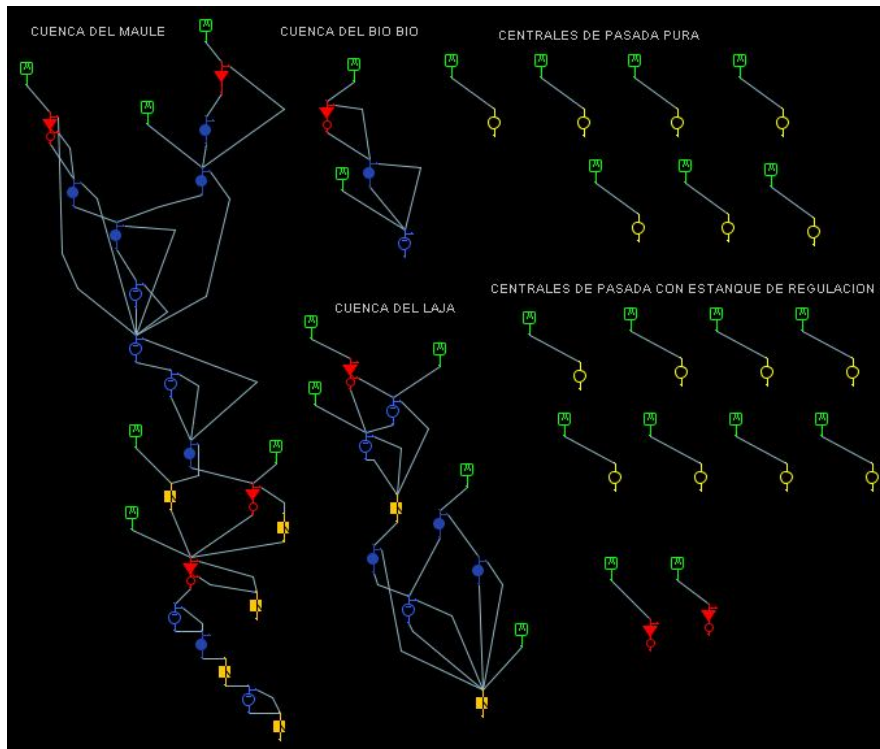


Figura 6.2-3 – Modelo hidráulico original

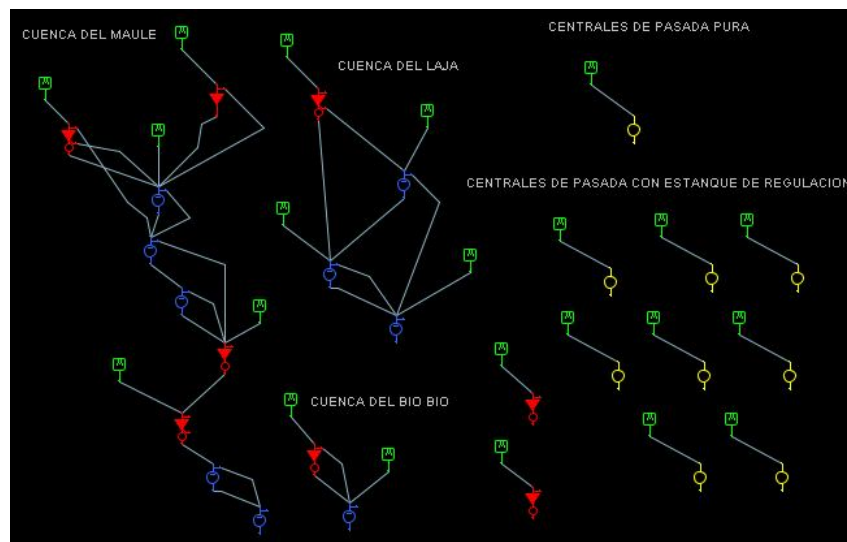


Figura 6.2-4 – Modelo hidráulico propuesto

Como se puede ver, el modelo de la Figura 6.2-4 se omiten todas las conexiones por convenios de riego (cuadrados amarillos en la Figura 6.2-3) y gran parte de las conexiones por filtraciones, manteniéndose por supuesto las conexiones de extracción y vertimiento, y preservando todas las centrales hidráulicas que posean conexión hidráulica con otras centrales. Con esto se logra un sistema más simple, que asegura la convergencia (con las herramientas disponibles) de problemas horarios en horizontes superiores a un mes y/o que permitan estudios multiescenario.

6.2.5. Resto del sistema hidráulico

Es necesario representar adecuadamente las conexiones de extracción y vertimiento dentro de las cuencas hidráulicas, dado que el comportamiento de embalses y centrales de pasada en serie da cuenta de la gestión operativa sobre el recurso hidráulico. Por lo tanto no se aplicarán simplificaciones en este ámbito. Por otro lado, también se modelan con detalle aquellas centrales hidráulicas de pasada que posean estanque de regulación (aunque se encuentren en una cuenca independiente) de acuerdo al aprovechamiento que se les dará en las pruebas. Las centrales hidráulicas del sistema propuesto se presentan (junto a algunos atributos) en la Tabla 6.2-3.

Tabla 6.2-3 – Centrales hidráulicas a utilizar en el modelo de pruebas

Nombre	Potencia [MW]	Conectividad	Nombre	Potencia [MW]	Conectividad
Canutillar	171.6	Embalse	Maitenes	30.9	Pasada + Estanque
Cipreses	99.72	Embalse	Mampil	49.2	Pasada + Estanque
Colbun	476.8	Embalse	Pangué	454.86	Serie
El Toro	446.76	Embalse	Peuchén	79.8	Pasada + Estanque
Pehuenche	545.48	Embalse	Pilmaiquén	38.86	Pasada + Estanque
Ralco	756.16	Embalse	Pullinque	48.3	Pasada + Estanque
Rapel	378.65	Embalse	Queltehues	48.84	Pasada + Estanque
Abanico	128.58	Serie	Rucue	177.74	Serie
Antuco	323.16	Serie	San Ignacio	36.91	Serie
Curillinque	85.28	Serie	Sauzal	76.38	Pasada + Estanque
Isla	66.48	Serie	Sauzalito	11.88	Serie
Loma Alta	37.93	Serie	Volcan	13.99	Pasada + Estanque
Los Molles	19.8	Pasada + Estanque	Machicura	95.76	Serie

6.2.6. Condiciones hidráulicas de operación del sistema

Una vez definido el parque generador del sistema, se debe establecer bajo qué condiciones operará dicho sistema. En particular, se deben definir los caudales afluentes de las cuencas hídricas (condiciones iniciales del problema) y los niveles (cotas) de los embalses al inicio y término del período de estudio (condiciones de borde).

Con respecto a las condiciones iniciales, se dispone de 40 hidrologías (comprendidas entre los años 1967 y 2007), asociadas al sistema chileno (particularmente al SIC) [45]. Sobre este tópico, se presentan las siguientes consideraciones:

- El espaciamiento de los datos hídricos tiene tamaño semanal cuando dichos datos se presentan en términos de caudal medio (m^3/s), y tiene tamaño mensual cuando se presenta en forma de energía disponible (GWh). Para normalizar la información se establece un paso común semanal y los datos de energía se convierten a potencia media semanal (asumiendo una eficiencia de 1 para las centrales asociadas).
- Se consideran el año hidrológico Abril-Marzo, lo que significa que el año se establece dentro del ciclo hidrológico chileno y su comienzo coincide con el comienzo de la estación húmeda (lluvias) y su término coincide con el término de la temporada de deshielos)

- En pruebas con afluente determinístico se utiliza una hidrología seca (de menor energía anual a eficiencia 1), correspondiente a 1999 (para el mes de Abril). Con esto se pretende establecer los problemas de operación del sistema en un esquema de peor caso (aprovechando el hecho que en sistemas hidrotérmicos, los problemas de suministro están más asociados a déficit energético que a capacidad instalada [24]).

Con respecto a las condiciones de borde del problema, en general se utiliza un criterio donde todos los embalses comienzan el período de estudio en su cota media y la operación fuerza (por ejemplo a través de la valorización de un costo marginal final) que los embalses finalicen el período de estudio también en su cota media. Esto permite entonces que la energía que utilizan los embalses durante el horizonte de estudio provenga mayoritariamente de los caudales afluentes y que no dependa tanto de estados iniciales. Sin embargo, para problemas de hidrología seca y particularmente en los meses de Abril-Mayo (período de transición entre el fin de los deshielos y el comienzo de las lluvias), este requerimiento puede ser excesivo e incluso, poco realista.

El criterio a utilizar en los estudios asociados a este trabajo, corresponden a asignar como cota inicial y final, el respectivo promedio histórico de cotas de embalses del sistema (reales). Si bien, con esto el requerimiento podría ser excesivo todavía (dado que la cota media no necesariamente corresponde a la cota real observada en la hidrología en cuestión), por lo menos se establece una condición real posible de operación. Como costo marginal final de los embalses (para forzarlos a que alcancen un nivel determinado) se utiliza en valor de 100.000 [\$/Mm³].

6.2.7. Demanda eléctrica

La caracterización de la demanda eléctrica se realiza en base al paso temporal que se aplica en el estudio de CHT de mediano/largo plazo. Para este trabajo, se requiere de una representación horaria de la demanda eléctrica del sistema (que consiste en un perfil cronológico hora a hora) y una representación de la demanda en bloques energéticos.

Como base para todos los problemas, se utilizará como demanda la generación bruta del SIC correspondiente al mes de Abril del año 2009 (perfil horario de un mes de duración). De esta manera, se considera tanto el requerimiento real de demanda eléctrica como la reserva energética necesaria para la operación segura del sistema (dando cuenta de los costos esperados reales para el sistema en cuestión).

Naturalmente, para las pruebas de carácter horario, se utilizará la demanda cronológica tal y como viene disponible. Con esto se obtiene una demanda de 720 etapas de largo 1 hora. La Figura 6.2-5 muestra la demanda cronológica que será utilizada en los estudios de carácter horario.

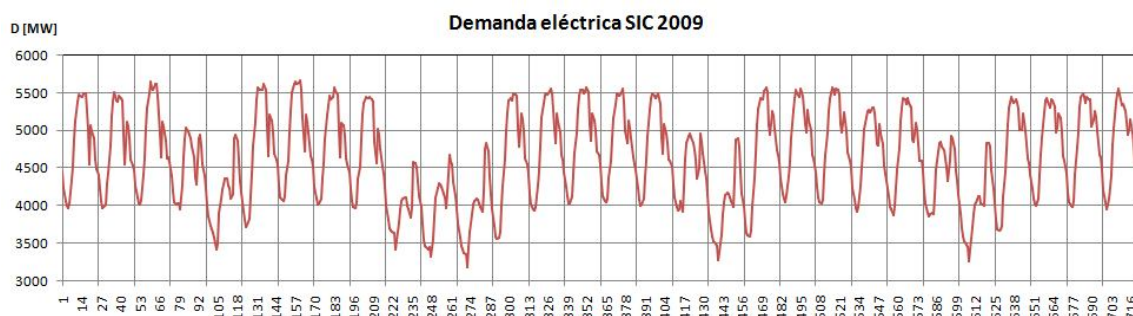


Figura 6.2-5 – Demanda horaria a utilizar en los estudios

Para las pruebas de carácter energético, se construye una representación en bloques de la demanda para cada mes involucrado dentro del estudio. Los bloques se construyen minimizando el error cuadrático medio de la representación lineal por tramos de orden cero de la demanda. Previo a la realización de las pruebas objetivo de este trabajo, se establece el número de bloques que serán utilizados para representar a la demanda. Para esto se realiza una prueba preliminar donde se resuelve la coordinación hidrotérmica para el sistema de pruebas, en la ausencia de viento. Se realizan varias simulaciones, donde el parámetro que cambia entre una corrida y otra corresponde al número de bloques con que se representa a la demanda. Cada una de dichas simulaciones es contrastada con un caso base horario (720 etapas), resuelto para el mismo sistema de pruebas y para las mismas condiciones. De esta manera, se resuelve la CHT para representaciones de la demanda de 2 a 8 bloques.

El resultado a revisar en la prueba preliminar, corresponde al porcentaje de error en el costo total del sistema para la CHT, con respecto al costo total que se obtiene para el caso base. Con esto se mide cuán representativo del caso base es la representación en bloques que se utiliza. Los resultados de la prueba preliminar se muestran en la Tabla 6.2-4.

Tabla 6.2-4 – Resultados prueba preliminar de selección de número de bloques

# Bloques	Costo [M\$]	Error [%]
2	113.12	2.9
3	114.13	2.1
4	114.59	1.7
5	115.18	1.2
6	115.61	0.8
7	115.76	0.7
8	115.88	0.6
Caso base	116.54	

En la Figura 6.2-6 se presenta una comparación gráfica de los errores de representación obtenidos en la prueba preliminar. Para escoger el número óptimo de bloques que se utilizarán en los estudios posteriores se pueden utilizar varios criterios. En este trabajo, se escoge como número óptimo de bloques, el primer valor que obtenga un error de representación inferior al 1%. De acuerdo a los resultados de la prueba preliminar, el número de bloques que se utilizará en los estudios posteriores es de seis bloques.

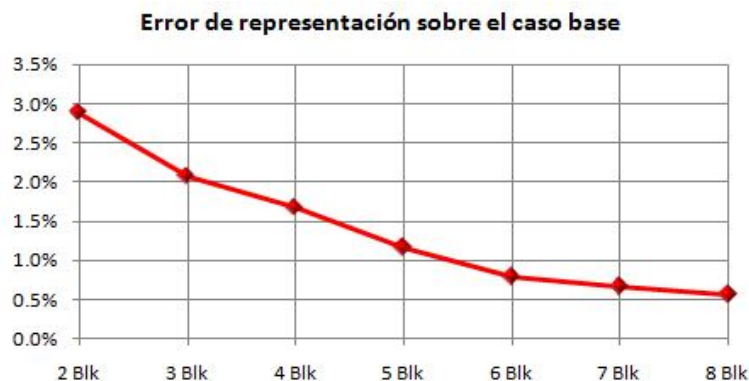


Figura 6.2-6 – Comparación de errores de representación (prueba preliminar)

En la Tabla 6.2-5 se presenta la representación en 6 bloques de la demanda que se utilizará en las pruebas posteriores de este trabajo.

Tabla 6.2-5 – Representación en 6 bloques de la demanda (SIC Abril 2009)

Pmed [MW]	Ancho bloque [hr]	E [GWh]	% del ancho de la etapa
5416.39	174	942.45	0.24
4988.38	120	598.61	0.17
4642.83	120	557.14	0.17
4278.88	120	513.47	0.17
4004.62	120	480.55	0.17
3579.44	66	236.24	0.09

6.2.8. Datos de viento

Se dispone de datos de viento de 7 anemómetros emplazados en distintas zonas de Chile [46]. Estos datos de velocidad fueron medidos cada 10 minutos (con rótulos de hora y fecha), a 1,2 o 3 alturas distintas, dependiendo del punto de medición. Las alturas pueden ser de 10, 20, 40 y/o 60 [m]. Adicionalmente las mediciones entregan información sobre humedad ambiental, temperatura y dirección del viento. No todos los datos se tienen para el mismo horizonte de medición, pero en conjunto, las mediciones comienzan en el mes de Julio de 2006 y concluyen en el mes de Marzo de 2009 (algunas series de tiempo comienzan después y/o terminan antes). Para todos los puntos de medición, se cuenta con la estadística completa desde marzo de 2007 a diciembre de 2007. Adicionalmente, se cuenta con la estadística de operación horaria de la central Canela I (parque eólico de 18,1 MW instalados y 11 unidades, perteneciente al SIC), de los años 2008 y 2009 [45].

Para aprovechar estos datos en las pruebas, se deben adaptar a series de tiempo que sean de utilidad. Para adaptar estos datos, se definirán criterios de altitud, horizonte, espaciado y correlación temporal.

Como criterio de altitud, se establecerá una altura de 80 [m] para todos los puntos de medición, de acuerdo a lo estándar en proyectos de generación eólica en Chile (considerando el aerogenerador Enercon E82 – 2MW [50]). Para adaptar los datos a la altura estándar, se aplicará la fórmula (3.1.1) del marco teórico. Se conocen ciertas características del emplazamiento de los puntos de medición [46], que permiten seleccionar el factor de rugosidad respectivo a cada punto de medición a partir de la Tabla 3.1-2. Los factores de rugosidad a utilizar en el escalamiento de los datos de viento se presentan en la Tabla 6.2-6.

Tabla 6.2-6 – Factores de rugosidad a aplicar

Punto de medición	Factor de rugosidad
Carrizalillo	0,06
Cerro Juan Pérez	0,05
Faro Carranza	0,05
Lengua de Vaca	0,05
Llano de Chocolate	0,03
Loma del Hueso	0,04
Los Choros	0,04

El espaciado temporal de las series de tiempo se define de acuerdo a la resolución aplicada en las pruebas. Para las pruebas de carácter horario (casos base en muchas pruebas) se necesitan series de tiempo eólicas con espaciado de tamaño horario. Cuando se utilice el modelo de generación eólica como central de pasada equivalente se requerirán series de tiempo con espaciado semanal (potencia media del parque).

Por otro lado, las series de tiempo se dimensionan de acuerdo a los horizontes involucrados en las pruebas a realizar. De esta manera, se necesitarán series de tiempo de 1 o más meses de duración. Adicionalmente, en las pruebas a realizar, se necesita sensibilizar con respecto a múltiples perfiles de viento. Dado que no se posee estadística completa de distintos años, los perfiles de 1 o más meses se generarán a partir de los datos contenidos dentro de la única estadística completa, correspondiente al año 2007.

Aprovechando que la demanda a utilizar será Abril de 2009, se escogen como series de viento aquellas que posean la misma cantidad de datos como horas tiene este mes (720). Con esto, se utilizarán las series de Abril, Junio, Septiembre y Noviembre. Notar que con esto se consideran efectos estacionales del viento entre las series (aunque no con respecto a la demanda), y además se conserva la correlación temporal sinóptica y diaria con respecto a la demanda (notar que en ningún caso se captan los efectos de turbulencia). Asimismo, para constatar efectos estacionales, se utilizará las estadísticas de la central Canela I, correspondiente a los meses de Abril 2008, Octubre 2008, Abril 2009 y Octubre 2009.

6.2.9. Modelo de parque eólico

En las pruebas que se realizan en este trabajo, se requiere disponer de centrales eólicas de gran capacidad, que provean un aporte energético mensual importante con respecto a las demás centrales del modelo de pruebas. En Chile no existen parques eólicos de gran escala aún, y para efectos de este trabajo, sólo se cuenta con los datos mencionados en la sección 6.2.8. De esta manera, es necesario manipular estos datos para obtener modelos de parque eólico que representen adecuadamente el comportamiento de un parque real de gran escala.

En el caso de los datos de velocidad de puntos de medición, se obtendrán 4 perfiles de generación distintos, cada uno asociado a una estadística mensual. Para su construcción se aplica el siguiente procedimiento:

- Se escalan los datos individuales de cada punto de medición, y del mes correspondiente a la altura de 80 [m].
- Se aplica la función de potencia del generador escogido¹¹ [50] a la serie de tiempo de velocidad de viento y se obtiene el perfil de potencia de una unidad. Con esto se obtiene un perfil representativo para una unidad, asociado a un punto de medición.

¹¹ Este generador se escoge por ser el que mejor se adaptó a la combinación de datos disponibles, o sea, el que cubría con menor cantidad de unidades la consigna de energía mensual y explotaba mejor la velocidad media de la combinación de datos.

- Para darle un sentido de distribución geográfica a los datos, se obtiene una sola serie representativa de una unidad (denominada *serie modelo*), generada como el promedio de las series representativas individuales.

$$s_{\text{modelo}_i} = \sum_{j=1}^{N_s} s_{ij} \quad (6.2.2)$$

Donde: s_{modelo_i} : Valor i-ésimo de la serie modelo
 s_{ij} : Valor i-ésimo asociado a la j-ésima serie de viento.
 N_s : Número de series estadísticas de viento disponibles

- Se determina el número de unidades que necesita el parque para cumplir un requerimiento específico de potencia nominal o energía. En este estudio, se aplica un requerimiento energético. A partir de la serie modelo, se calcula la energía total que entrega la unidad individual en el período de construcción. Al dividir la energía esperada por la energía del parque individual, se obtiene el número de unidades del parque:

$$n_{\text{unid}} = \frac{E_{\text{esp}}}{E_{\text{unid}}} \quad (6.2.3)$$

Donde: n_{unid} : Número de unidades del parque.
 E_{esp} : Energía que debe suministrar el parque en el horizonte de estudio [MWh].
 E_{unid} : Energía de la unidad modelo en el horizonte de estudio [MWh/unidad]

- Se genera el parque eólico a partir de la serie modelo multiplicando por el número de unidades que debe tener el parque.

$$s_{\text{parque}_i} = s_{\text{modelo}_i} * n_{\text{unid}} \quad (6.2.4)$$

Donde: s_{parque_i} : Valor i-ésimo de la serie asociada al parque

La consigna de energía que entregará el parque en este estudio, corresponde al 10.5% de la demanda mensual (simplemente por ser la mejor combinación entre efectos importantes sobre el sistema de pruebas y un número factible de unidades). Adicionalmente, para sensibilizar con respecto al nivel de penetración eólica, se generan parques cuyo requerimiento energético es menor o mayor al ya planteado. Estos parques motivan la realización de más simulaciones (en cada estudio el parque eólico siempre es uno sólo, no habrá mezclas entre estos parques). La Tabla 6.2-7 muestra los detalles asociados a los perfiles de generación que se obtienen de los datos de mediciones CNE:

Tabla 6.2-7 – Parques eólicos hipotéticos a utilizar (1)

Parque	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
Energía [GWh]	349.48	349.48	349.48	349.48
% de la E total	10.5	10.5	10.5	10.5
Potencia instalada [MW]	2247.63	2630.33	1627.5	1459.92
Número de unidades	1096	1283	794	712
% de la capacidad total instalada	20.92	24.48	15.15	13.59
Factor de planta promedio	0.22	0.18	0.3	0.33

Es importante resaltar que entre meses de viento, habrá diferencias en el factor de planta de los datos de viento (de acuerdo a factores estacionales o sinópticos), por lo que esta metodología involucra distintas potencias máximas en cada mes (y por consiguiente distinto número de unidades en el parque). Como interesa preservar la energía entre casos de viento para los estudios, se puede asumir simplemente que se tiene un parque con un número de unidades igual al mayor número de unidades requerido en un mes (parque 1), y que en los demás meses existe un número distinto de cero de unidades fuera de servicio.

En el caso de los datos de generación del parque Canela I, también se obtendrán 4 perfiles de generación distintos, cada uno asociado a una estadística mensual. Los datos de Canela I son datos de generación real, pero de una central muy pequeña (en términos de MW). De esta manera, también se manipularán para obtener parques más grandes. El procedimiento en este caso es el siguiente:

- A partir de los datos de generación mensual del parque Canela I se crean series modelo (o sea, perfiles de generación de unidades individuales). En este caso, se crean dividiendo el perfil original de la central Canela I por el número de unidades de dicho parque. Notar que el hecho de que el output original corresponde a la generación de 11 unidades permite pensar que ya existe algún grado de dispersión geográfica entre los datos (se da cuenta en cierto grado del *efecto parque* mencionado en el marco teórico).

$$S_{\text{modelo}_i} = \frac{S_{\text{Canela I}_i}}{N_{\text{Canela I}}} \quad (6.2.5)$$

Donde: $S_{\text{Canela I}_i}$: Valor i-ésimo de la serie asociada al parque Canela I
 $N_{\text{Canela I}}$: Número de unidades del parque Canela I (11).

- Una vez creada la serie modelo, se aplican los mismos pasos que en el caso anterior, correspondientes al cálculo del número de unidades del parque y la construcción del parque multiplicando la serie modelo por el número de unidades.

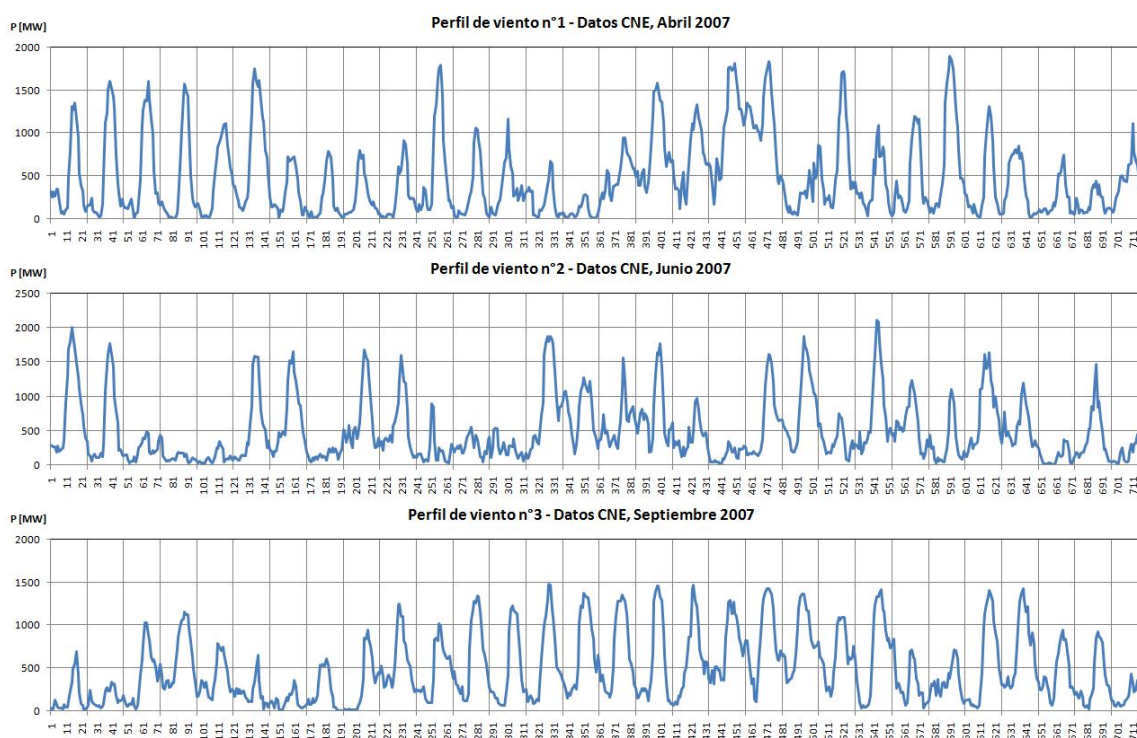
Al igual que en el caso anterior, la consigna de energía que entregará el parque en este estudio, corresponde al 10.5% de la demanda mensual. La Tabla 6.2-8 muestra los detalles asociados a los perfiles de generación que se obtienen en base a la estadística de operación de la central Canela I:

Tabla 6.2-8 – Parques eólicos hipotéticos a utilizar (2)

Parque	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
Energía [GWh]	349.48	349.48	349.48	349.48
% de la E total	10.5	10.5	10.5	10.5
Potencia instalada [MW]	4383.7	1552.43	3903.51	1461.91
Número de unidades	2657	941	2366	886
% de la capacidad total instalada	40.79	14.45	36.32	13.6
Factor de planta promedio	0.11	0.31	0.12	0.33

Como se puede observar, se obtienen algunos perfiles de muchas unidades (como los perfiles 5 y 7), lo que podría considerarse poco realista. Esto se debe a que el criterio de construcción condiciona la energía del parque a lo largo del horizonte. En zonas con factor de planta tan bajo (como el de parque Canela I en el mes de Abril) obliga a que se necesiten centrales de potencia nominal elevada, lo que se traduce en un sobre-instalación de unidades. En general, si el factor de planta promedio es inferior al 25%, un proyecto eólico no *flota* económicamente. Por esto se dice que podría ser poco realista. Sin embargo, lo importante en estos casos, es la forma del perfil de producción y su posible incidencia en los estudios (independiente del número de unidades).

Notar además el parecido entre los datos del perfil 4 y del perfil 8 (obtenidos de distintas maneras y parecidos en los resultados). La Figura 6.2-7 muestra los perfiles de generación creados a partir de los procedimientos descritos en esta sección.



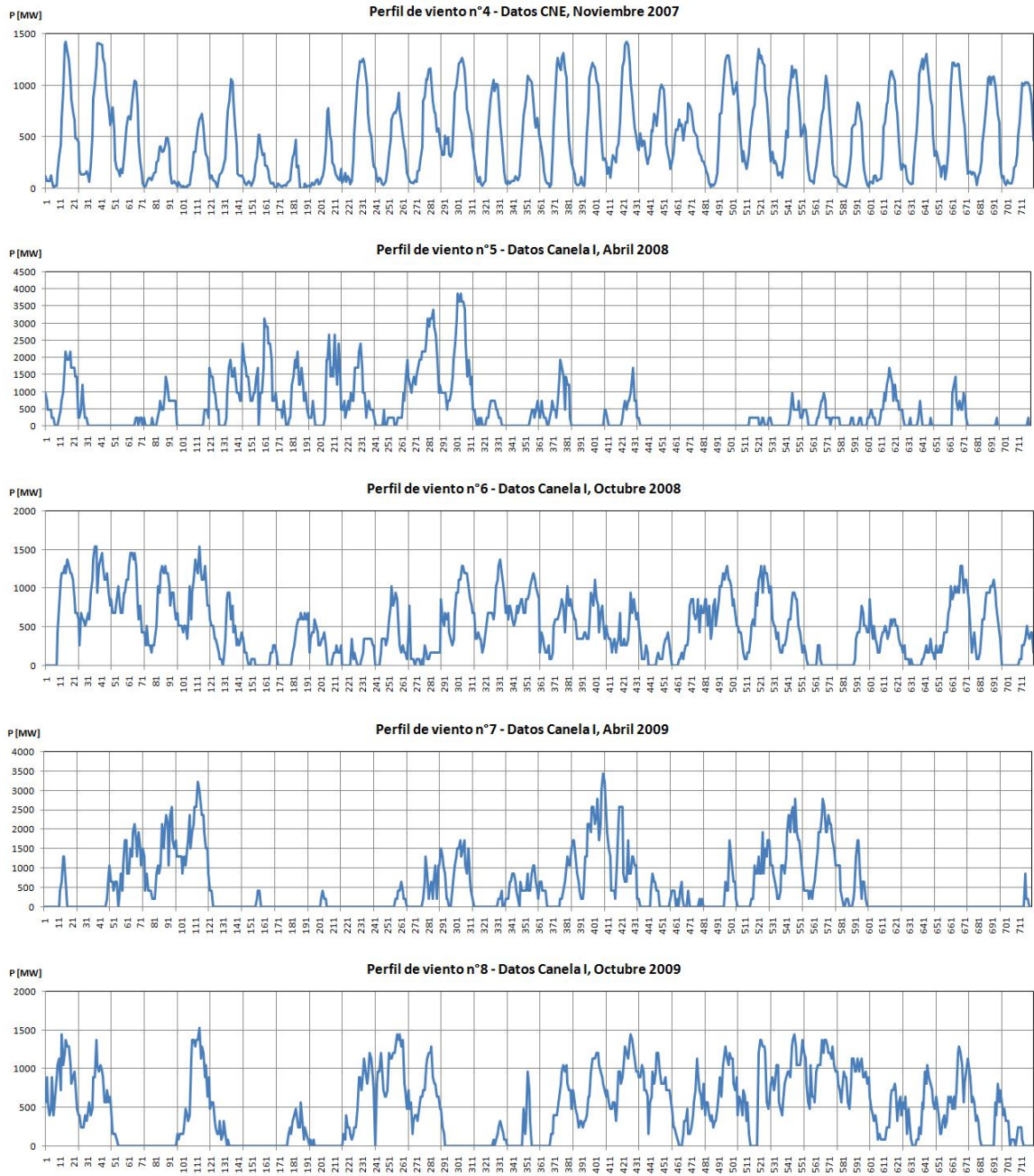


Figura 6.2-7 – Perfiles de generación eólica a utilizar en las pruebas

6.3. Prueba n°1: Validación del modelo de generación eólica

Como se menciona en la sección 6.1.1, en esta prueba se busca evaluar la efectividad de representación del modelo de generación eólica como central hidráulica de pasada equivalente. La prueba consiste en comparar simulaciones de CHT donde se aplica el modelo propuesto con respectivas corridas base. Las comparaciones se definen en base a un perfil de viento (presentados en la sección 6.2.9), de manera que para cada perfil de viento (8 perfiles en total) se cuenta con una simulación base y otra de aplicación del modelo. Se compara el error de representación de la simulación de aplicación del modelo con respecto a la corrida base.

6.3.1. Detalles. Prueba n°1

Para cada ejercicio de comparación individual, la corrida base consiste en una simulación horaria, realizada sobre el sistema de pruebas (sección 6.2) en el horizonte de un mes (720 etapas de ancho 1 hora). Tal y como ya se ha mencionado, se asume que una simulación horaria no oculta ni exagera efectos, por lo que se la considera la más cercana a la realidad. Los detalles del sistema para cada caso base se presentan en la Tabla 6.3-1.

Tabla 6.3-1 – Detalles casos base. Prueba n°1

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	720	
Duración de etapa	1	hr
N° de bloques por etapa	1	
Generación eólica		
Modelo integración	Descuento*	
N° perfiles utilizados	8	
Aporte eólico	116.5	GWh
% de la Demanda (Energía)	10.5	%
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	1	
Tipo de hidrología	Seca	
Volumen inicial embalses	Media histórica fines de Marzo SIC	
Volumen final embalses	Media histórica fines de Abril SIC	
Modelo estanques	Ninguno	
Considera Up-Powering?	No	

Notar que el modelo de integración eólica que se utiliza corresponde al denominado *descuento*. Esto corresponde precisamente, a restar hora a hora el aporte eólico a la demanda total del sistema, generando una demanda residual. La CHT se resuelve sobre esta demanda residual.

Para cada ejercicio de comparación individual, el caso de aplicación del modelo consiste en una simulación normal¹², realizada sobre el sistema de pruebas en el horizonte de un mes (1 etapa

¹² Por simulación normal se entiende aquella que utiliza representaciones energéticas y bloques dentro de la etapa de CHT

de ancho 720 horas). Los detalles de cada caso de aplicación del modelo se presentan en la Tabla 6.3-2.

Tabla 6.3-2 – Detalles casos aplicación del modelo. Prueba n°1

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	1	
Duración de etapa	720	hr
N° de bloques por etapa	6	
Generación eólica		
Modelo integración	Modelo central pasada. Método 1	
N° perfiles utilizados	8	
Aporte eólico	116.5	GWh
% de la Demanda (Energía)	10.5	%
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	1	
Tipo de hidrología	Seca	
Volumen inicial embalses	Media histórica fines de Marzo SIC	
Volumen final embalses	Media histórica fines de Abril SIC	
Modelo estanques	Ninguno	
Considera Up-Powering?	No	

6.3.2. Resultados. Prueba n°1

Para los ocho perfiles de producción eólica disponibles, se efectúan las respectivas simulaciones base y de aplicación del modelo. El error de representación en cada caso se presenta en la Tabla 6.3-3 y graficados en la Figura 6.3-1.

Tabla 6.3-3 – Resultados prueba n°1: Error de representación modelo generación eólica

Caso	Costo del sistema [M\$] (Caso base)	Costo del sistema [M\$] (Caso aplicación modelo)	Error de representación [%] (Con respecto al caso base)
Perfil eólico 1	97.963	95.232	2.8
Perfil eólico 2	97.393	95.232	2.2
Perfil eólico 3	97.182	95.373	1.9
Perfil eólico 4	96.895	95.232	1.7
Perfil eólico 5	102.452	97.768	4.6
Perfil eólico 6	96.904	96.725	0.2
Perfil eólico 7	102.224	96.353	5.7
Perfil eólico 8	99.483	96.755	2.7

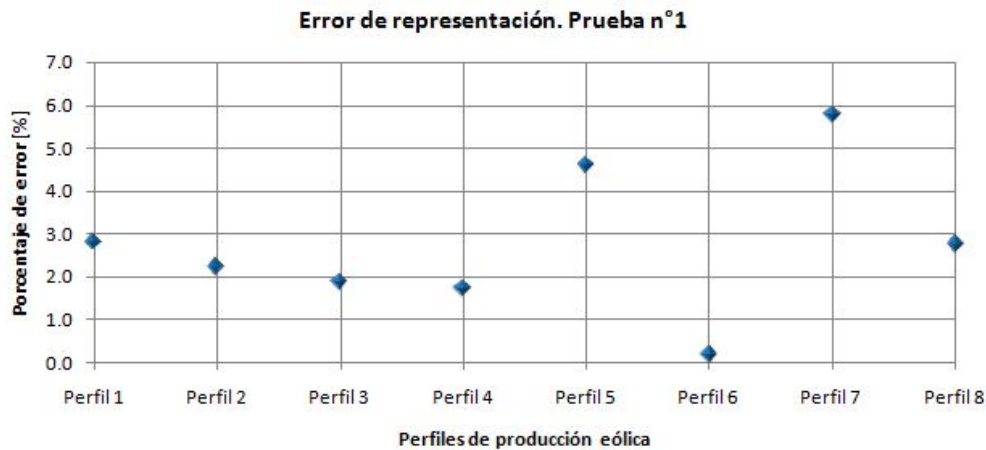


Figura 6.3-1 – Resultados prueba n°1: Error de representación modelo generación eólica.

La Figura 6.3-1 muestra el error de representación obtenido para cada perfil de producción eólica en las simulaciones de la prueba n°1. Este error corresponde al existente entre el resultado de la CHT (costo esperado total del sistema) obtenido al modelar la generación eólica como central de pasada con respecto al resultado de la CHT obtenido para cada caso base horario (hay un caso base para cada perfil de producción eólica). Notar que este error no sólo cuantifica magnitud, sino que establece el sentido (o sea, si la representación en bloques queda por encima o por debajo de la operación real).

6.3.3. Análisis de resultados. Prueba n°1

Los resultados obtenidos para la prueba n°1 dan cuenta del comportamiento del error de representación entre un caso horario y un caso normal que modela la generación eólica como central de pasada equivalente. Como se puede ver tanto en la Figura 6.3-1 como en la Tabla 6.3-3, para los distintos casos de generación eólica (distintos perfiles) se obtiene que el error de representación se enmarca dentro de una banda, cuyo valor máximo asciende al 5.7% (esto significa que en el peor de los casos, se obtiene que el modelo normal con generación eólica como central de pasada se equivoca en alrededor de un 6% en el costo total esperado del sistema con respecto al caso base). Si en el caso base se tolera un error del 1%, un error en el cálculo de CHT superior al 5% podría generar la necesidad de un modelo más sofisticado para la generación eólica. No obstante, se debe revisar primero sobre qué condiciones se obtuvieron los peores resultados.

Los casos que involucran los errores de representación más grandes corresponden a los asociados a los perfiles de generación 5 y 7, que coinciden con los perfiles donde se identifica una mayor *intermitencia eólica* (es decir, que presentan mayores fluctuaciones en la producción hora a hora), lo que podría interpretarse como que el grado de intermitencia eólica puede afectar seriamente la representación del parque eólico en términos de CHT, por lo que las sofisticaciones en los modelos deberían venir de la mano de la representación de la intermitencia eólica.

Sin embargo, los perfiles 5 y 7 corresponden también a situaciones poco realistas en grandes parques eólicos, dado que dan cuenta de una intermitencia eólica atribuible sólo a parques de pocas unidades. La producción eólica de grandes parques eólicos siempre tendrá influencia de dispersiones geográficas como el *efecto parque*. Sin contar los resultados asociados a los perfiles 5 y 7, se obtienen errores de representación no superan el 3%, logrando que no sea necesario entonces un modelo más sofisticado para la generación eólica.

6.3.4. Consideraciones sobre el nivel de penetración eólica. Prueba n°1

Estos resultados se logran con una penetración (a nivel energético, no de instalación) igual al 10%. ¿Qué sucede con el modelo de parque eólico como central de pasada equivalente si la penetración eólica es aun mayor? Se desarrolló una prueba adicional para establecer si la representatividad del modelo está asociada al nivel de penetración eólica. Esta prueba adicional consiste en repetir la prueba n°1 para una penetración eólica mayor. En este caso, se utiliza una penetración del 20%. Los errores de representación se muestran en la Figura 6.3-2.

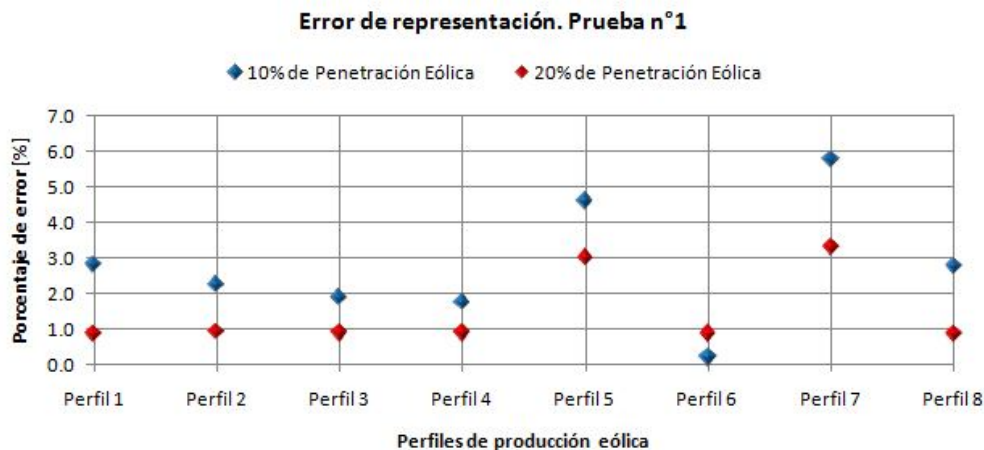


Figura 6.3-2 – Prueba adicional. Sensibilización con respecto al nivel de penetración eólica.

Como es de esperar, al aumentar el nivel de penetración eólica, disminuye el error de representación a través del modelo como central de pasada equivalente, dado que los efectos de compensación geográfica aumentan con el nivel de penetración eólica. De esta manera no será necesario en el futuro implementar modelos más sofisticados. A medida que aumenta la instalación de parques eólicos en un sistema hidrotérmico, mejora la representación a través de este modelo en la CHT.

Un cuestionamiento interesante sobre la prueba realizada corresponde a la validez estadística de la prueba. ¿Qué tan acertada es la validez del modelo de generación eólica como central de pasada equivalente? La validez estadística se busca en esta prueba a través de los perfiles de generación eólicos disponibles. En primer lugar, se utilizan perfiles generados a partir de una *agregación*, que permite dar cuenta de efectos geográficos en la producción de potencia. En segundo lugar, se distinguen las estacionalidades asociadas al recurso eólico, al utilizar perfiles asociados a meses invernales y estivales. Adicionalmente, con los perfiles 6 y 8 se logra mostrar efectos interanuales del recurso eólico, al corresponder al mismo mes, para años distintos. Si bien, no se dispone de la data suficiente para establecer la variabilidad interanual máxima del recurso eólico en Chile y no se disponen de datos de grandes parques eólicos, se logran establecer patrones energéticos que permiten establecer una gran gama de situaciones posibles.

Por otro lado, la conclusión fuerte de este análisis, versa sobre la validez de la representación energética de la producción eólica. Al evaluar a partir de perfiles de forma distinta unos de otros, pero cronológicamente posibles (no se aplicaron corrimientos arbitrarios a los datos) y lograr resultados similares (verificando los costos asociados a los casos bases, se obtiene una desviación

estándar inferior al 3% con respecto al promedio, incluyendo los casos 5 y 7), se puede establecer que los fenómenos de corto plazo no requieren de indicadores o luces de alerta en el largo plazo.

6.4. Prueba n°2: Evaluación efecto de parques eólicos cercanos a centrales de pasada con estanque de regulación

Como se menciona en la sección 6.1.2, en esta prueba se busca mostrar el efecto que puede tener un parque eólico cercano sobre la operación con respecto a la demanda del sistema completo de una central de pasada con estanque de regulación. La prueba consiste en comparar la operación de una central de pasada con estanque de regulación en un sistema exento de generación eólica versus otros con generación eólica cercana.

6.4.1. Detalles. Prueba n°2

La prueba se aplica sobre tres sistemas distintos, cada uno diferenciado de los demás por la modelación de sólo una central de pasada que incluya estanque de regulación (las demás centrales de pasada no presentan este aditamento). Se utilizan las centrales Pullinque, Pilmaiquén y Sauzal, todas pertenecientes al SIC. Los detalles de interés para la modelación de cada central se presentan en la Tabla 6.4-1.

Tabla 6.4-1 – Detalles centrales de pasada con estanque de regulación. Prueba n°3

Ítem	Central Pullinque	Central Pilmaiquén	Central Sauzal	Unidad
Potencia Nominal	48	39	88.8	MW
Capacidad estanque	15.1	1.1	3.8	Mm ³
Rendimiento	1	1	1	$\frac{MW}{m^3/s}$

Para cada uno de los sistemas planteados se realizarán simulaciones horarias. En estas simulaciones, la central de pasada con estanque de regulación se modela como embalse, con la restricción de forzar el vaciamiento del estanque al final del horizonte de estudio¹³. Esto se realiza debido a que los estanques no pueden almacenar agua en períodos inter-mensuales, dado siempre habrá ciclos completos de carga/descarga dentro de estos períodos. De esta manera se aplica como condición que el estanque deberá gestionar toda el agua que recibe mensualmente debido a su afluente dentro del mismo mes.

Las simulaciones que se realizan para cada sistema (cada central de pasada con estanque) son nueve: un caso base sin viento y ocho casos que responden a los ocho perfiles de generación eólica disponibles. Para el conjunto de simulaciones asociadas a cada central se revisa la operación de la central de pasada con respecto a la distribución de la demanda en bloques del sistema completo. Se sensibiliza la operación para situaciones de 2, 3, 4, 5, 6 y 7 bloques de carga. Los detalles de la prueba n°2 se muestran en la Tabla 6.4-2.

¹³ Para forzar el vaciamiento del estanque al final del horizonte de estudio se aplica un costo marginal final elevado a niveles superiores al nivel cero del estanque.

Tabla 6.4-2 – Detalles casos. Prueba n°2

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	720	
Duración de etapa	1	hr
N° de bloques por etapa	1	
Generación eólica		
Modelo integración	Descuento	
N° perfiles utilizados	8 (por cada central de pasada)	
Aporte eólico	116.5	GWh
% de la Demanda (Energía)	10.5	%
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	1	
Tipo de hidrología	Seca	
Volumen inicial embalses	Media histórica fines de Marzo SIC	
Volumen final embalses	Media histórica fines de Abril SIC	
Modelo estanques	Modelo de embalse	
Considera Up-Powering?	No	

6.4.2. Resultados. Prueba n°2

Para cada una de las centrales de pasada señaladas en la Tabla 6.4-1 se efectúan las simulaciones respectivas para cada uno de los 8 perfiles de producción eólica disponibles, además de las corridas base sin viento. Como resultado de cada simulación, se obtiene la potencia media de generación de la central de pasada con estanque en cada bloque. Para cada central y perfil de generación eólica, se compara la operación con respecto al caso base (sin viento) en las configuraciones de bloques entre 2 y 7. Por el volumen de resultados, sólo se presentan de forma gráfica (desde la Figura 6.4-1 a la Figura 6.4-4) aquellos resultados considerados representativos de las conclusiones de esta prueba. El resto de los resultados se presenta desde la Tabla 6.4-3 a la Tabla 6.4-5.

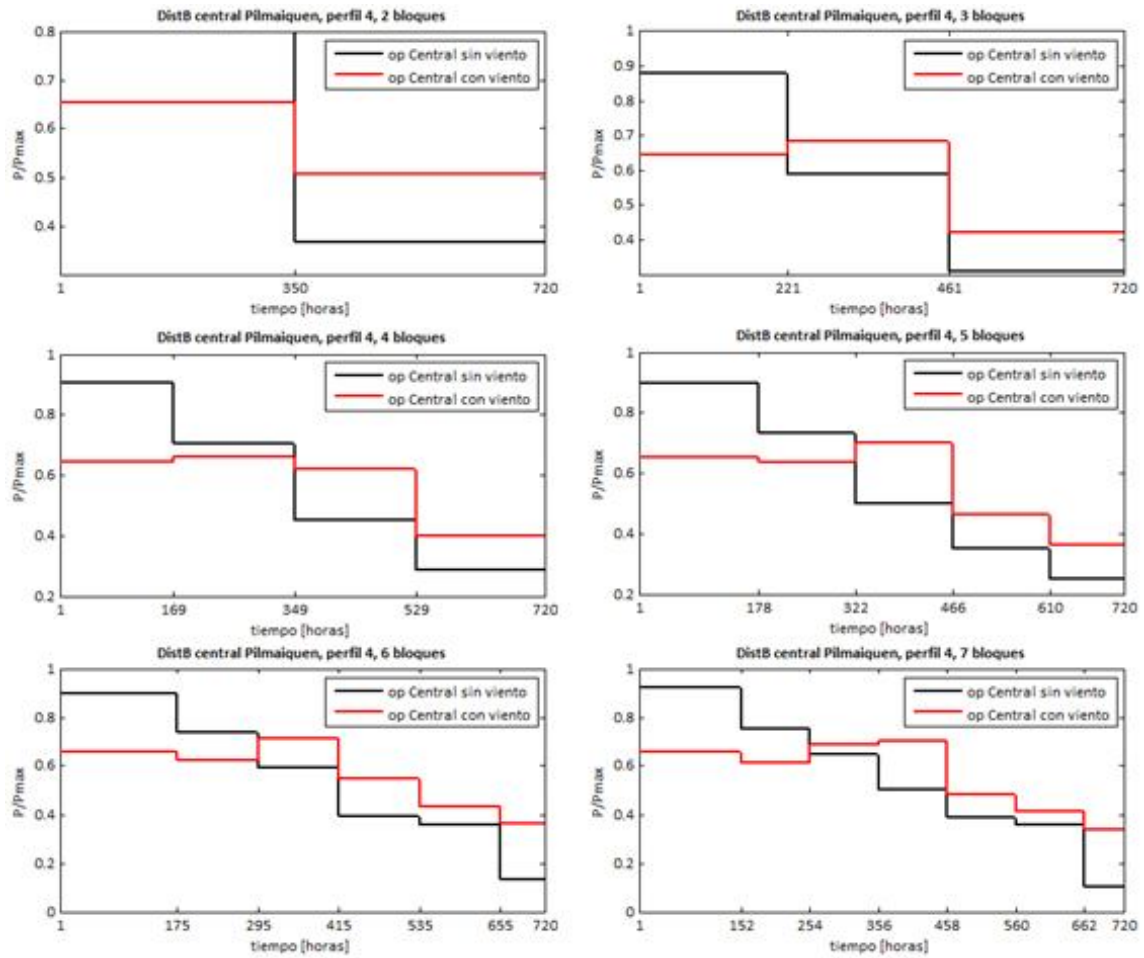


Figura 6.4-1 – Operación central Pilmaiquén, perfil de generación eólico n°4. Prueba n°2

En la Figura 6.4-1 se muestra la operación de la central Pilmaiquén en términos de la potencia media generada [MW] en cada bloque de carga. En la curva negra se muestra el comportamiento de la central en una situación sin generación eólica (caso base). En la curva roja se muestra el comportamiento de la central en una situación donde existe generación eólica cercana (en este caso, el parque eólico genera de acuerdo al perfil n°4, Noviembre de los datos recopilados por la CNE). Se muestran 6 gráficos distintos, que corresponden a la operación repartida entre distinto número de bloques de carga. Recordar que estos bloques están asociados a la representación de la demanda total del sistema (SIC. Abril 2009).

Tabla 6.4-3 – Potencia media por bloque* [MW] – Central Pilmaiquén. Prueba n°2

Potencia Media [MW] – Central Pilmaiquén									
	Caso base	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
Representación en 2 bloques									
Bkl 1	31.17	29.10	28.25	28.38	25.47	28.37	29.72	29.42	30.96
Bkl 2	14.28	16.29	17.09	16.91	19.70	16.25	15.71	15.99	14.54
Representación en 3 bloques									
Bkl 1	34.26	30.20	27.56	28.98	25.16	30.94	30.60	30.99	31.02
Bkl 2	23.02	24.73	27.57	26.87	26.61	22.30	26.37	23.12	26.59
Bkl 3	11.97	13.93	13.54	12.90	16.46	14.51	12.08	14.75	11.52
Representación en 4 bloques									
Bkl 1	35.36	30.67	27.16	29.82	25.17	32.35	31.24	30.78	32.29
Bkl 2	27.44	27.58	29.29	27.06	25.69	24.80	28.47	28.31	29.77
Bkl 3	17.55	21.02	23.99	23.85	24.19	20.28	21.29	18.68	18.88
Bkl 4	11.13	11.98	10.65	10.44	15.60	12.39	10.40	13.39	10.51
Representación en 5 bloques									
Bkl 1	35.01	30.59	27.67	29.81	25.50	31.90	30.88	30.93	31.87
Bkl 2	28.64	28.34	29.05	27.07	24.74	27.02	30.21	28.79	29.38
Bkl 3	19.47	22.36	26.21	26.16	27.37	19.33	23.44	20.14	23.70
Bkl 4	13.62	16.34	16.87	14.68	18.13	16.27	15.56	15.83	11.97
Bkl 5	9.83	10.21	8.26	10.12	14.17	11.43	6.91	12.60	10.73
Representación en 6 bloques									
Bkl 1	35.04	30.54	27.47	29.95	25.55	32.22	31.06	30.97	31.85
Bkl 2	28.84	28.55	29.32	26.64	24.35	27.42	29.40	29.01	29.00
Bkl 3	23.06	25.72	28.29	27.50	27.75	20.57	25.83	22.59	27.65
Bkl 4	15.29	17.84	21.51	20.88	21.27	19.27	18.75	18.42	15.87
Bkl 5	14.00	13.82	13.05	11.40	16.79	15.10	13.79	16.55	10.41
Bkl 6	5.11	8.70	5.47	9.04	14.17	6.65	3.98	6.40	10.72
Representación en 7 bloques									
Bkl 1	36.00	30.28	27.15	29.90	25.67	32.64	31.42	30.95	32.42
Bkl 2	29.27	29.38	29.11	26.42	23.90	27.85	28.45	29.56	28.22
Bkl 3	25.30	26.85	28.76	27.78	26.86	22.16	28.44	26.79	31.18
Bkl 4	19.53	21.88	26.03	26.78	27.49	20.26	23.83	18.68	21.69
Bkl 5	15.02	17.22	20.48	17.64	18.84	19.01	16.86	16.74	12.71
Bkl 6	13.85	14.18	11.55	10.43	16.14	14.74	12.68	18.06	11.08
Bkl 7	4.02	7.77	4.68	9.15	13.16	6.63	3.52	5.50	10.30

*: En la Tabla 6.4-3 se muestra la operación de la central Pilmaiquén para todas las pruebas realizadas. Notar que se han destacado en rojo los perfiles que se enseñan de manera gráfica (perfil 4, correspondiente a la Figura 6.4-1 y perfil 5).

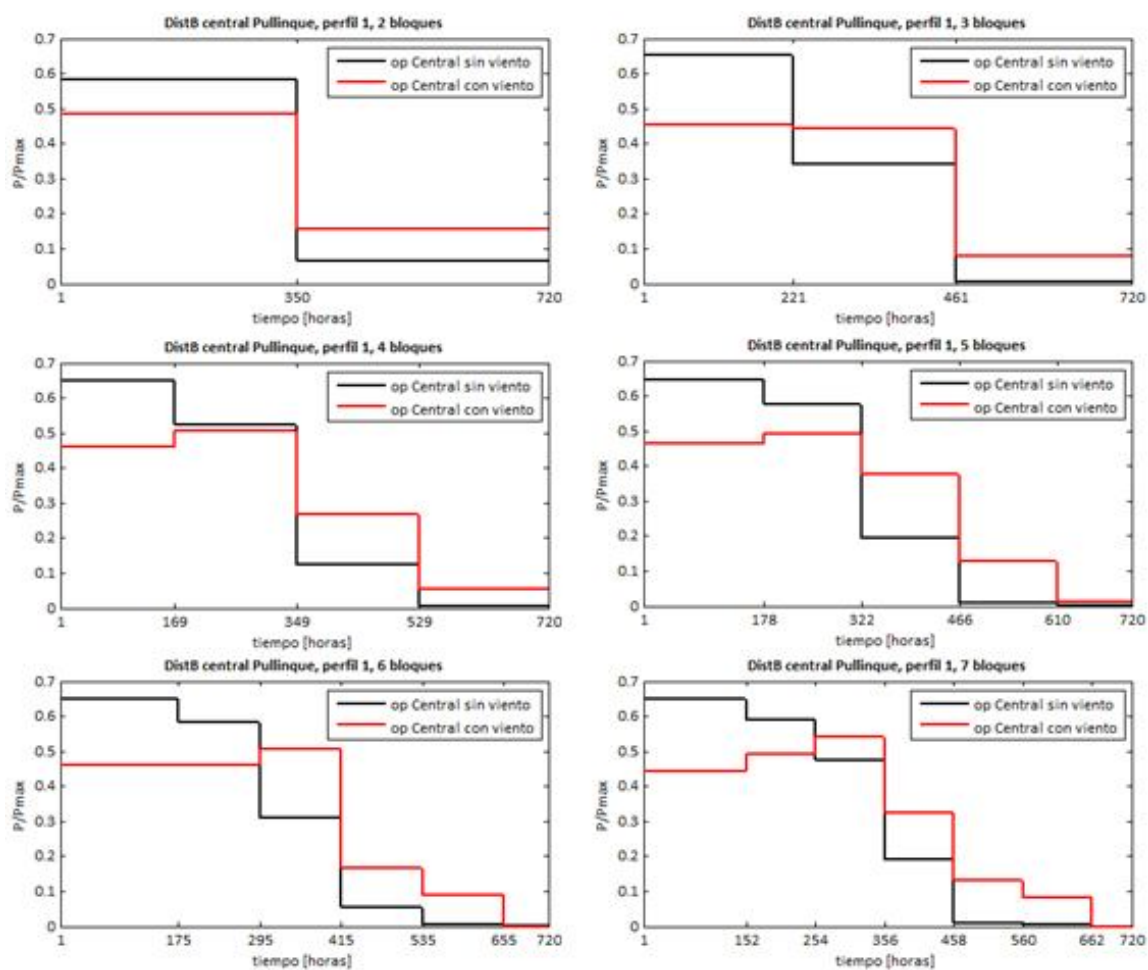


Figura 6.4-2 – Operación central Pullinque, perfil de generación eólico n°1. Prueba n°2

En la Figura 6.4-2 se muestra la operación de la central Pullinque en términos de la potencia media generada [MW] en cada bloque de carga. Al igual que en la figura anterior, la curva negra representa el comportamiento de la central en una situación sin generación eólica (caso base). En la curva roja se muestra el comportamiento de la central en una situación donde existe generación eólica cercana (en este caso, el parque eólico genera de acuerdo al perfil n°1, Abril de los datos recopilados por la CNE). Se muestran 6 gráficos distintos, que corresponden a la operación repartida entre distinto número de bloques de carga. Recordar que estos bloques están asociados a la representación de la demanda total del sistema (SIC. Abril 2009).

Tabla 6.4-4 – Potencia media por bloque** [MW] – Central Pullinque. Prueba n°2

Potencia Media [MW] – Central Pullinque									
	Caso base	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
Representación en 2 bloques									
Bkl 1	28.02	23.26	22.17	25.40	22.37	20.81	23.89	23.79	25.41
Bkl 2	3.03	7.50	8.53	5.49	8.34	9.80	6.90	6.45	5.48
Representación en 3 bloques									
Bkl 1	31.32	21.81	24.44	30.46	22.88	22.35	26.60	26.46	30.40
Bkl 2	16.40	21.27	16.18	13.80	20.41	15.69	15.48	16.78	14.62
Bkl 3	0.28	3.84	6.31	3.41	3.72	8.53	5.13	3.26	2.70
Representación en 4 bloques									
Bkl 1	31.24	22.05	23.99	30.51	23.93	22.93	28.89	26.85	30.84
Bkl 2	25.16	24.24	20.58	20.77	20.88	18.95	19.36	21.07	20.48
Bkl 3	6.01	12.92	12.43	8.03	14.67	13.40	9.16	10.42	9.19
Bkl 4	0.21	2.64	4.83	3.07	2.51	6.38	4.75	2.69	1.98
Representación en 5 bloques									
Bkl 1	31.04	22.30	24.48	30.54	23.96	23.58	28.96	27.52	30.65
Bkl 2	27.66	23.65	20.96	22.00	21.63	17.52	20.30	20.78	20.78
Bkl 3	9.38	18.06	14.03	10.00	17.90	13.99	10.64	13.79	12.36
Bkl 4	0.41	6.06	8.06	4.81	4.76	11.97	6.35	4.63	3.45
Bkl 5	0.12	0.66	3.32	1.75	2.54	4.18	3.64	1.63	1.85
Representación en 6 bloques									
Bkl 1	31.11	22.15	24.31	30.73	24.28	23.11	28.57	27.11	30.71
Bkl 2	27.97	22.11	21.71	23.73	18.99	19.03	20.89	21.10	21.02
Bkl 3	14.87	24.36	14.08	11.85	22.82	15.49	12.68	16.08	15.98
Bkl 4	2.61	8.02	12.51	6.17	10.21	13.31	8.22	8.35	6.14
Bkl 5	0.29	4.23	7.28	4.52	3.60	9.15	7.57	4.31	3.16
Bkl 6	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.63	0.06	0.00	0.00
Representación en 7 bloques									
Bkl 1	31.09	21.25	24.85	30.79	23.94	23.12	29.12	26.81	31.16
Bkl 2	28.23	23.52	23.80	29.28	19.89	20.24	21.14	24.82	24.48
Bkl 3	22.75	26.00	16.14	13.68	22.23	17.40	17.50	17.41	17.48
Bkl 4	9.14	15.59	13.37	9.63	19.14	13.26	11.03	14.13	11.89
Bkl 5	0.46	6.33	10.50	5.43	6.24	12.93	6.58	4.53	3.23
Bkl 6	0.25	3.96	6.26	3.26	3.93	8.42	7.46	4.30	3.66
Bkl 7	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.68	0.07	0.00	0.00

** : En la Tabla 6.4-4 se muestra la operación de la central Pullinque para todas las pruebas realizadas. Notar que se ha destacado en rojo el perfil que se enseña de manera gráfica (perfil 1, correspondiente a la Figura 6.4-2).

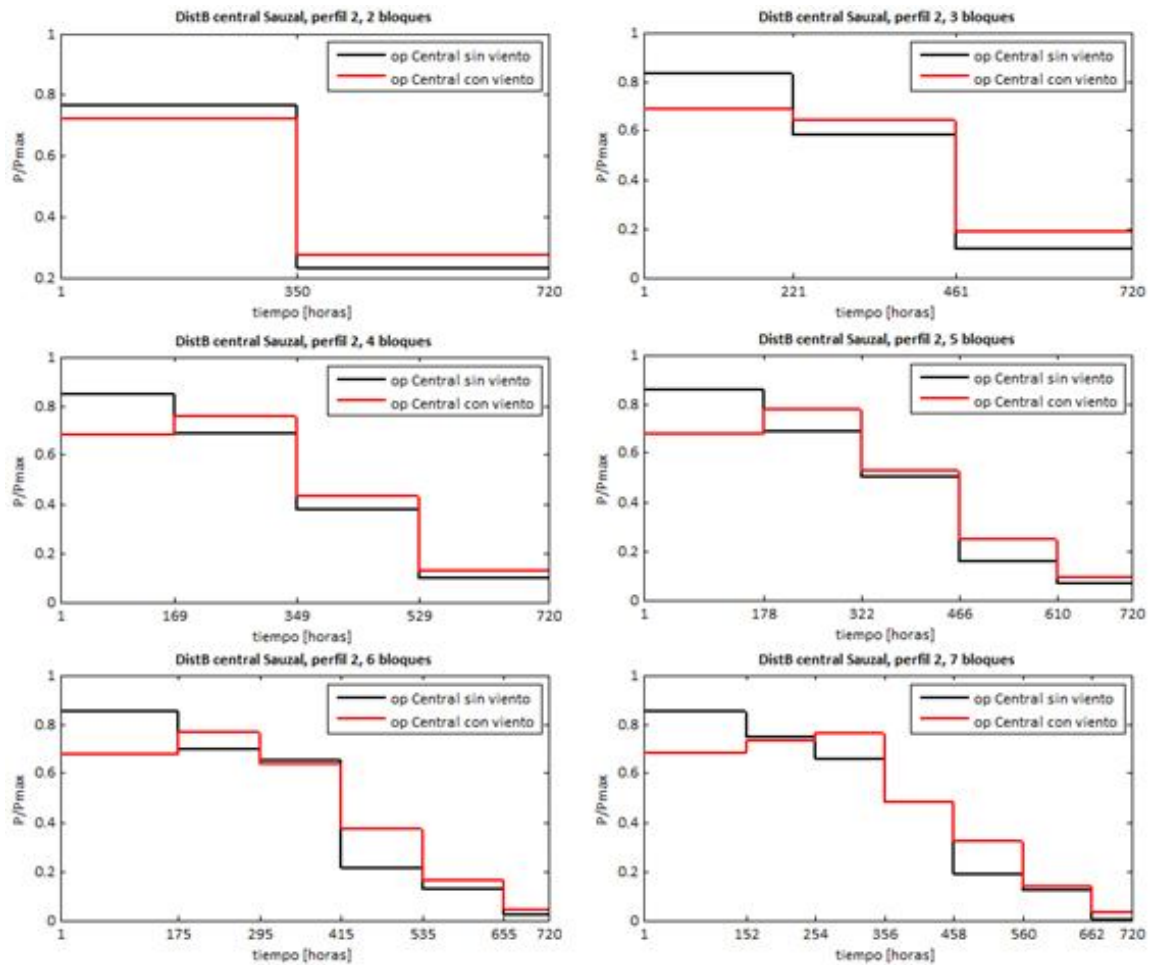


Figura 6.4-3 – Operación central Sauzal, perfil de generación eólico n°2. Prueba n°2

En la Figura 6.4-3 se muestra la operación de la central Sauzal en términos de la potencia media generada [MW] en cada bloque de carga. Al igual que en las figuras anteriores, la curva negra representa el comportamiento de la central en una situación sin generación eólica (caso base). En la curva roja se muestra el comportamiento de la central en una situación donde existe generación eólica cercana (en este caso, el parque eólico genera de acuerdo al perfil n°2, Junio de los datos recopilados por la CNE). Se muestran 6 gráficos distintos, que corresponden a la operación repartida entre distinto número de bloques de carga. Recordar que estos bloques están asociados a la representación de la demanda total del sistema (SIC. Abril 2009).

Tabla 6.4-5 – Potencia media por bloque*** [MW] – Central Sauzal. Prueba n°2

Potencia Media [MW] – Central Sauzal									
	Caso base	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
Representación en 2 bloques									
Bkl 1	68.08	63.15	64.15	59.40	59.75	59.94	59.57	59.00	68.08
Bkl 2	20.52	25.23	24.29	28.64	28.43	27.66	28.59	28.84	20.52
Representación en 3 bloques									
Bkl 1	73.92	68.14	61.08	60.17	62.88	64.39	63.63	66.11	73.92
Bkl 2	51.52	48.98	57.01	56.40	51.76	44.96	46.59	43.31	51.52
Bkl 3	10.56	17.90	16.46	17.63	19.78	23.93	23.93	24.43	10.56
Representación en 4 bloques									
Bkl 1	75.31	68.60	60.57	61.23	66.02	66.36	65.02	66.93	75.31
Bkl 2	61.21	57.93	67.36	57.71	53.98	54.28	54.58	51.43	61.21
Bkl 3	33.63	36.65	38.35	45.63	42.24	37.05	37.88	38.94	33.63
Bkl 4	8.58	14.85	11.44	12.85	15.57	18.72	19.97	19.68	8.58
Representación en 5 bloques									
Bkl 1	76.00	69.13	60.12	60.73	65.91	66.24	65.98	67.66	76.00
Bkl 2	61.22	59.18	68.99	59.53	53.19	56.28	52.96	51.29	61.22
Bkl 3	44.57	42.83	46.75	53.24	50.21	37.15	42.04	40.26	44.57
Bkl 4	14.10	22.20	22.11	23.42	22.15	26.80	28.32	29.78	14.10
Bkl 5	5.93	11.52	8.18	8.99	14.90	19.30	17.68	16.59	5.93
Representación en 6 bloques									
Bkl 1	75.77	68.79	60.31	61.01	65.77	66.11	65.58	67.30	75.77
Bkl 2	62.11	61.35	68.35	59.11	52.76	58.59	53.35	52.80	62.11
Bkl 3	58.11	51.05	56.50	59.03	55.04	43.01	47.21	44.59	58.11
Bkl 4	18.87	26.76	32.89	35.27	34.32	33.52	35.39	35.90	18.87
Bkl 5	11.26	18.14	14.45	15.96	20.77	22.00	24.39	23.66	11.26
Bkl 6	2.21	8.40	3.67	6.31	6.19	12.44	11.34	11.27	2.21
Representación en 7 bloques									
Bkl 1	75.55	67.80	60.63	62.24	65.55	67.12	65.91	67.12	75.55
Bkl 2	66.50	66.77	64.95	55.99	53.84	59.13	57.09	57.95	66.50
Bkl 3	58.51	52.38	67.61	59.02	55.72	49.21	52.21	45.53	58.51
Bkl 4	42.94	41.83	42.68	54.90	49.09	36.14	38.67	40.77	42.94
Bkl 5	16.61	23.15	28.79	28.50	27.75	32.65	31.97	33.24	16.61
Bkl 6	11.06	19.43	12.33	13.65	21.75	21.36	23.44	23.82	11.06
Bkl 7	0.19	6.76	2.96	5.56	4.60	13.58	11.92	10.50	0.19

***: En la Tabla 6.4-5 se muestra la operación de la central Sauzal para todas las pruebas realizadas. Notar que se ha destacado en rojo el perfil que se enseña de manera gráfica (perfil 2, correspondiente a la Figura 6.4-3).

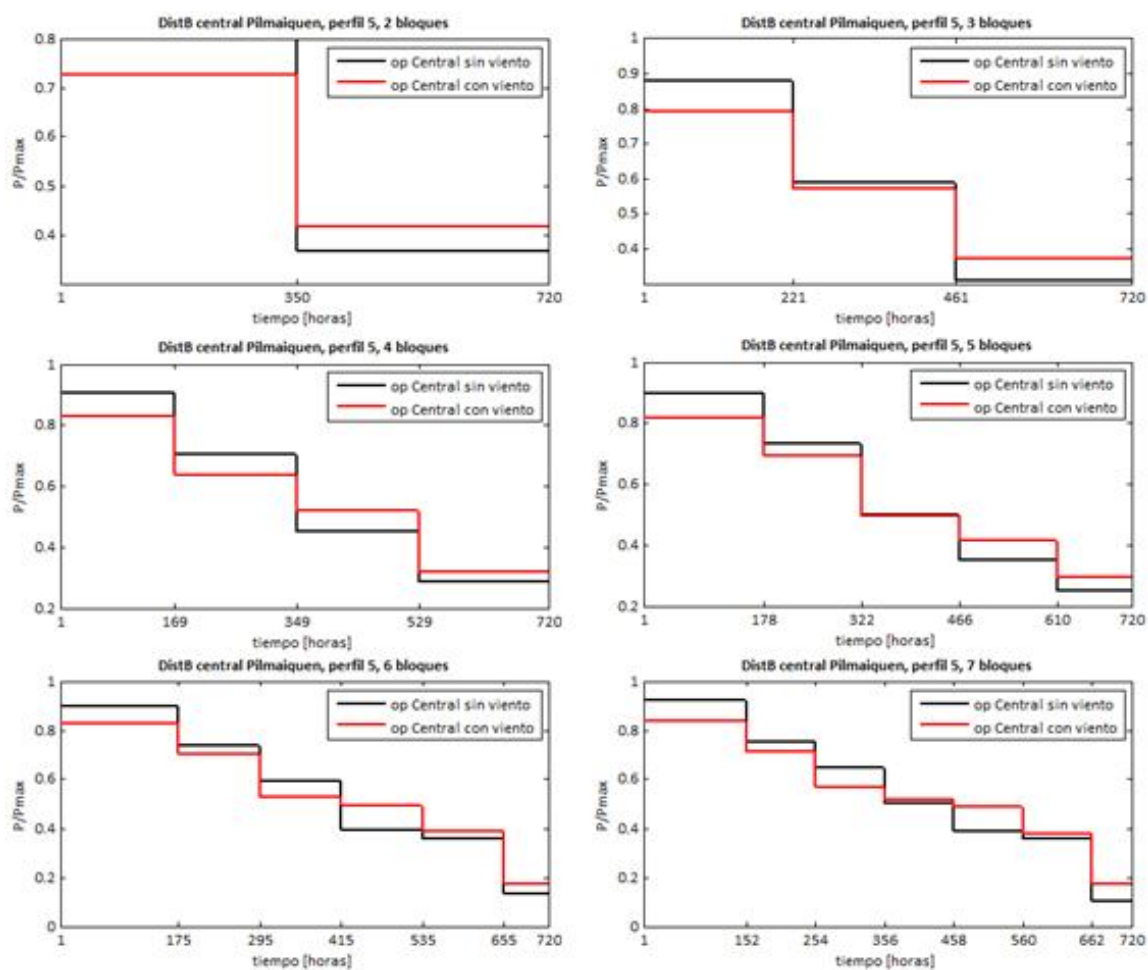


Figura 6.4-4 – Operación central Pilmaiquén, perfil de generación eólico n°5. Prueba n°2

En la Figura 6.4-4 se muestra la operación de la central Pilmaiquén en términos de la potencia media generada [MW] en cada bloque de carga. Al igual que en las figuras anteriores, la curva negra representa el comportamiento de la central en una situación sin generación eólica (caso base). En la curva roja se muestra el comportamiento de la central en una situación donde existe generación eólica cercana (en este caso, el parque eólico genera de acuerdo al perfil n°5, operación escalada de la central Canela I durante el mes de Abril de 2008). Se muestran 6 gráficos distintos, que corresponden a la operación repartida entre distinto número de bloques de carga. Recordar que estos bloques están asociados a la representación de la demanda total del sistema (SIC. Abril 2009).

6.4.3. Análisis de resultados. Prueba n°2

En cada caso, se puede corroborar que la operación de central de pasada difiere en presencia de generación eólica con respecto al caso sin viento, ya sea modificando visiblemente la tendencia de comportamiento al romper el esquema de empuntamiento (como se aprecia en la Figura 6.4-1, Figura 6.4-2 y en la Figura 6.4-3) o simplemente modificando el nivel de operación en cada bloque, dentro de un esquema *empuntado* (como se aprecia en la Figura 6.4-4). Este último caso es el más común (ver Tabla 6.4-3, Tabla 6.4-4 y Tabla 6.4-5), donde se preserva la forma de la operación, pero se cambian la potencia entre bloques.

Estas diferencias se deben naturalmente a que la acción hora a hora de la generación eólica desplaza en el tiempo los niveles de potencia máxima, dado que esta generación se despacha de acuerdo al viento disponible para generar y no por criterios de gestión como la central de pasada con estanque (lo que se refiere a que la central eólica produce lo que puede generar en ese momento y la central de pasada con estanque genera de acuerdo a su política de generación, no necesariamente toda la potencia disponible en ese momento). La central de pasada con estanque manipula el agua de tal manera de almacenar en horas de baja demanda (y producir poco) y generar de preferencia a potencia máxima en horas de alta demanda (y no a potencia media), tal y como lo hace bajo operación normal (ver la Figura 6.4-5). Lo único que cambia con respecto al caso base es que las horas de demanda máxima son otras, por efecto del viento.

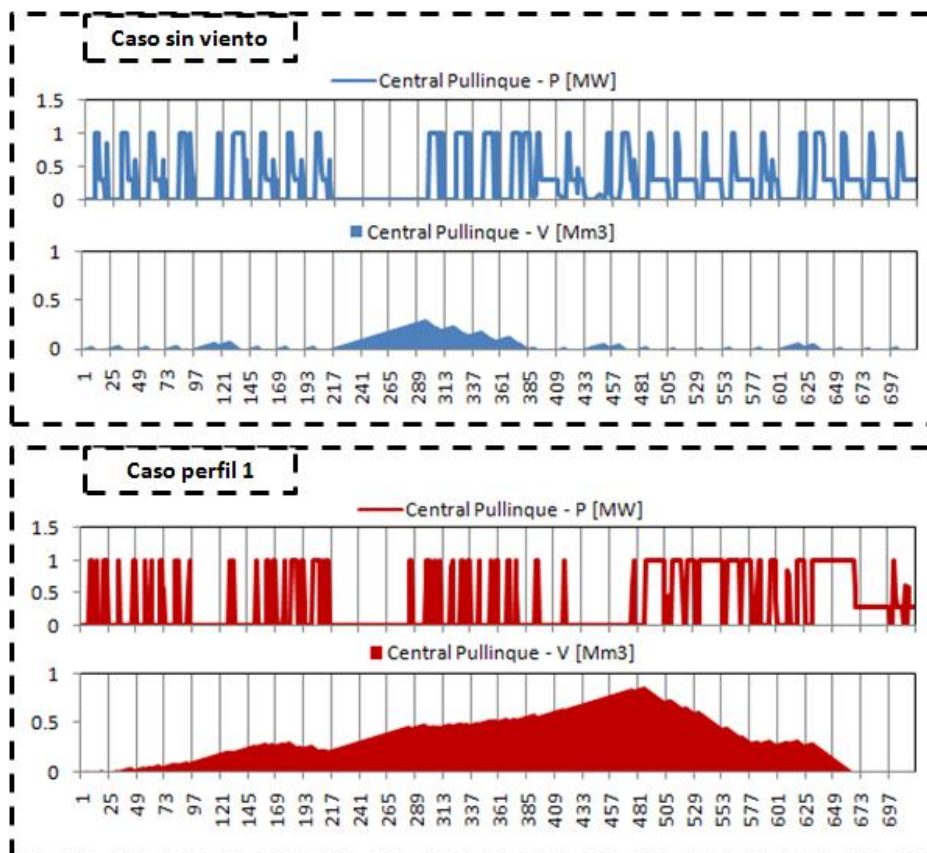


Figura 6.4-5 – Ejemplo comparación de operaciones. Central Pullinque. Prueba n°2

La Figura 6.4-5 muestra un ejemplo de cómo la central de pasada con estanque continúa con su política de operación, independiente de la presencia de generación eólica. En la figura, se muestra la operación (potencia generada cronológicamente y nivel del estanque, todo normalizado con respecto al valor nominal) para el caso sin viento (azul) y para el caso con viento, perfil de generación n°1 (rojo). Como se puede apreciar, la central guarda agua en horas de baja demanda y genera en horas de alta demanda. La diferencia reside en que responde a demandas distintas.

De esta manera la central se puede alejar del esquema de empuntamiento, dado que las horas que la central identifica como *de punta* no necesariamente coinciden con las horas de punta de la demanda total del sistema, por lo que no necesariamente va a tratar de generar a potencia máxima en el bloque de punta asociado a la representación de dicha demanda. Al utilizar la metodología de empuntamiento se puede incurrir en errores sistemáticos, precisamente porque podría darse el caso de que la heurística no se acople a la situación de operación de la central. La interrogante que surge entonces guarda relación con la influencia que estos errores sistemáticos tienen sobre la estimación del valor del agua y por consiguiente cuál es el error en la estimación del costo real del sistema.

6.5. Prueba n°3: Modelos de representación de la operación de centrales de pasada con estanque

Como se menciona en la sección 6.1.2, en esta prueba se busca cuantificar el error que se comete al representar la operación de una central de pasada con estanque de regulación a través del modelo de disponibilidad energética (planteado en la sección 5.2) específicamente para un caso donde dicha central se encuentra en la proximidad de un parque eólico, con respecto al clásico modelo de empuntamiento. Adicionalmente, se busca establecer cuál es la influencia de la representación de largo plazo de las centrales de estanque sobre la operación total del sistema.

6.5.1. Detalles. Prueba n°3

El estudio se realiza sobre un sistema que posea una central hidráulica de pasada con estanque de regulación y un parque eólico cercano. La prueba consiste en comparar la representación de la operación de la central de pasada con estanque de regulación con respecto a la demanda total del sistema para ambos modelos, con respecto a un caso base. Luego, se cuantificará el efecto que dichas representaciones tienen sobre el sistema completo.

Como caso base se dispone de las corridas realizadas en la Prueba n°2, que ya fueron detalladas. Para la cuantificación del error de representación de la operación misma de la central, se aplican los respectivos modelos (empuntamiento y disponibilidad energética) a los datos de los casos de entrada. Dichos modelos se aplican de acuerdo a los procedimientos presentados en las secciones 4.4.1 y 5.2 respectivamente. Para la cuantificación de la influencia de los modelos sobre la operación del sistema, naturalmente se simulará en el mismo horizonte y condiciones que en el caso base, con la salvedad que la demanda se representa por bloques, en un caso regular de CHT. Los detalles de la cuantificación de influencia se presentan en la Tabla 6.5-1.

Tabla 6.5-1 – Detalles casos modelo de empuntamiento. Prueba n°3

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	1	
Duración de etapa	720	hr
N° de bloques por etapa	6	
Generación eólica		
Modelo integración	Modelo como central de pasada	
N° perfiles utilizados	8	
Aporte eólico	116.5	GWh
% de la Demanda (Energía)	10.5	%
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	1	
Tipo de hidrología	Seca	
Volumen inicial embalses	Media histórica fines de Marzo SIC	
Volumen final embalses	Media histórica fines de Abril SIC	
Modelo estanques	Modelo de empuntamiento / Modelo de disponibilidad energética	
Considera Up-Powering?	No	

6.5.2. Resultados. Prueba n°3

Para la cuantificación del error de representación, se aplican los modelos de empuntamiento y disponibilidad energética y se obtienen las representaciones de la operación de las distintas centrales de pasada con estanque de regulación involucradas en este estudio. El error que se compara en esta ocasión, corresponde al error cuadrático medio, dado que las operaciones que predicen los modelos deben evaluarse en conjunto para todos los bloques, y no individualmente (o sea, se revisa el error de representación asociado al conjunto de potencias medias por bloque). Al igual que en la prueba n°2, se puede sensibilizar el error de representación con respecto al número de bloques, y al igual que en dicha prueba, el volumen total de resultados se presenta en varias tablas (desde la Tabla 6.5-2 a la Tabla 6.5-4), una para cada central. Gráficamente se mostrará sólo una comparación de error cuadrático medio por central, para la configuración de 6 bloques de carga (Figura 6.5-1).

Tabla 6.5-2 – ECM en aplicación de modelos de estanque. Central Pullinque. Prueba n°3

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
ECM Central Pullinque, representación en 2 bloques								
M. Emp	16.42	20.32	21.25	18.53	21.08	22.43	19.78	19.77
M. DispE	3.96	0.65	1.72	1.42	1.52	3.03	0.05	0.29
ECM Central Pullinque, representación en 3 bloques								
M. Emp	14.59	20.58	17.99	14.20	19.81	19.14	16.65	16.96
M. DispE	3.62	3.61	1.70	2.89	2.86	3.48	0.96	0.53
ECM Central Pullinque, representación en 4 bloques								
M. Emp	11.97	16.69	15.37	11.71	15.77	15.97	12.52	13.70
M. DispE	4.04	2.97	1.84	2.25	2.46	3.05	1.77	0.33
ECM Central Pullinque, representación en 5 bloques								
M. Emp	12.86	17.48	15.70	12.25	16.47	16.30	12.99	14.02
M. DispE	4.51	3.32	1.78	2.35	2.57	3.89	1.80	0.72
ECM Central Pullinque, representación en 6 bloques								

M. Emp	12.62	17.84	15.72	12.01	16.67	16.54	13.20	14.15
M. DispE	4.48	3.99	2.52	2.92	3.25	3.46	2.10	0.43
ECM Central Pullinque, representación en 7 bloques								
M. Emp	11.38	16.04	14.26	11.63	15.02	15.13	11.82	13.14
M. DispE	4.23	3.84	2.23	3.62	3.33	3.70	2.04	1.03

Tabla 6.5-3 – ECM en aplicación de modelos de estanque. Central Pilmaiquén. Prueba n°3

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
ECM Central Pullinque, representación en 2 bloques								
M. Emp	7.56	9.60	10.43	10.27	13.12	9.96	9.00	9.29
M. DispE	2.11	0.08	0.76	0.61	3.45	0.43	0.67	0.38
ECM Central Pullinque, representación en 3 bloques								
M. Emp	3.35	5.98	7.59	6.63	9.32	5.72	5.57	5.80
M. DispE	2.85	0.41	1.89	1.15	3.29	1.88	1.14	1.54
ECM Central Pullinque, representación en 4 bloques								
M. Emp	4.22	5.22	6.83	5.18	7.94	4.23	4.98	5.95
M. DispE	2.94	0.10	2.42	1.62	3.72	1.72	0.93	1.49
ECM Central Pullinque, representación en 5 bloques								
M. Emp	5.94	6.51	7.41	6.94	9.05	6.39	6.23	7.23
M. DispE	2.93	0.54	2.26	1.52	3.93	1.98	1.70	1.63
ECM Central Pullinque, representación en 6 bloques								
M. Emp	4.81	6.09	7.01	5.90	8.56	4.94	5.49	5.86
M. DispE	2.95	0.53	2.39	1.74	3.91	2.27	1.32	1.72
ECM Central Pullinque, representación en 7 bloques								
M. Emp	4.59	5.97	6.73	6.03	7.97	4.53	5.31	6.28
M. DispE	3.11	0.73	2.70	2.12	3.86	2.44	1.32	2.44

Tabla 6.5-4 – ECM en aplicación de modelos de estanque. Central Sauzal. Prueba n°3

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
ECM Central Pullinque, representación en 2 bloques								
M. Emp	20.06	24.87	23.91	28.46	28.18	27.70	28.35	28.76
M. DispE	5.72	0.91	1.87	2.68	2.40	1.93	2.57	2.98
ECM Central Pullinque, representación en 3 bloques								
M. Emp	9.91	14.02	18.41	18.96	17.39	17.52	17.91	16.98
M. DispE	6.83	1.39	5.41	5.26	2.25	3.99	3.59	4.76
ECM Central Pullinque, representación en 4 bloques								
M. Emp	12.26	13.77	18.66	15.77	13.55	14.63	15.41	14.05
M. DispE	5.89	0.86	6.33	5.17	2.95	2.37	2.97	3.77
ECM Central Pullinque, representación en 5 bloques								
M. Emp	10.93	12.82	18.53	16.61	13.79	15.11	14.25	13.39
M. DispE	6.65	1.26	6.61	5.74	3.84	4.24	3.83	4.66
ECM Central Pullinque, representación en 6 bloques								
M. Emp	15.80	15.98	19.28	17.71	15.49	16.10	15.95	15.01
M. DispE	7.99	2.03	6.22	5.15	3.64	3.88	4.21	4.67
ECM Central Pullinque, representación en 7 bloques								
M. Emp	16.05	16.92	18.97	16.60	15.69	15.19	15.68	14.88
M. DispE	6.83	2.72	6.68	6.23	4.20	4.34	3.80	4.88

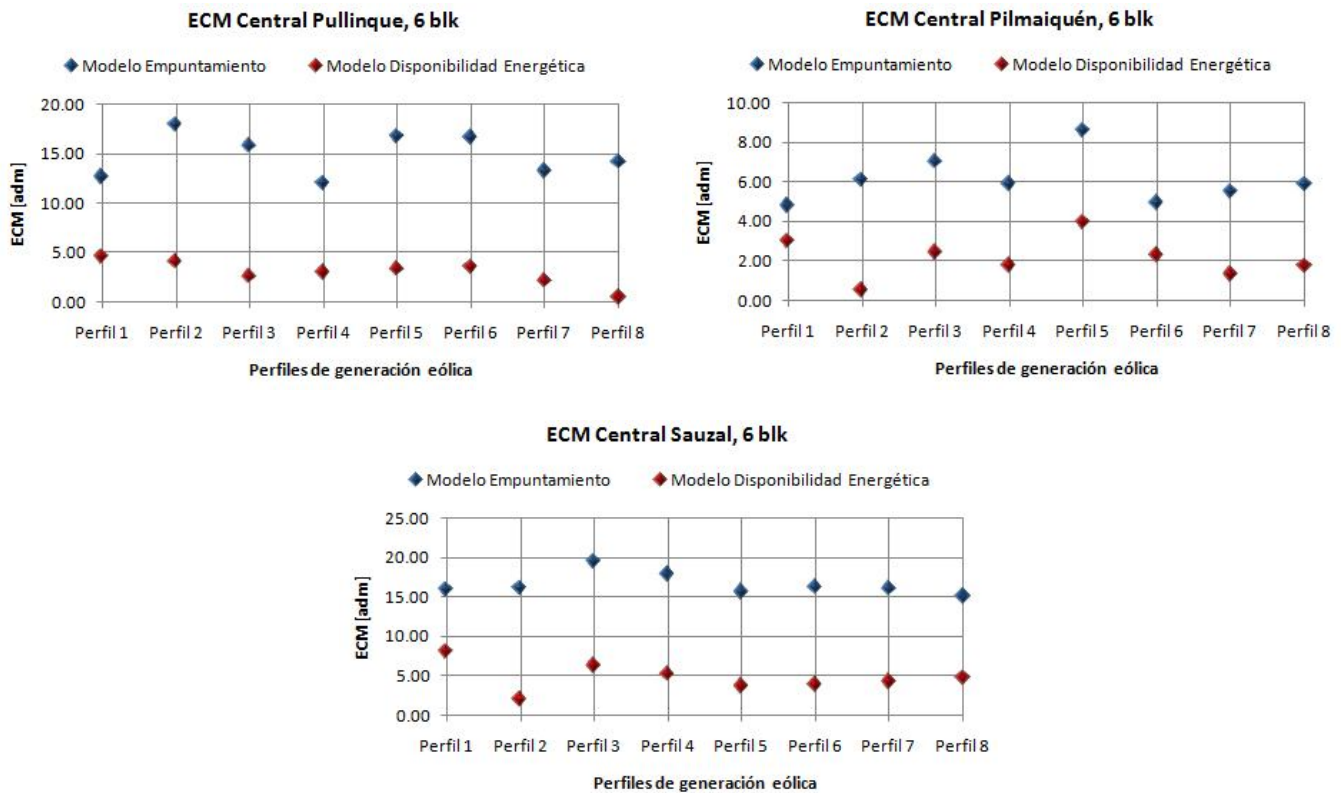


Figura 6.5-1 – Comparación error de representación. Modelo de estanque de largo plazo. 6 Bloques. Prueba n°3

6.5.3. Análisis error de representación y efecto sobre el resto del sistema

Como se puede observar en la Figura 6.5-1, independiente de la central sobre la que se aplican los modelos de representación de la operación de estanques e independiente del perfil de generación eólica (o sea, de la operación hora a hora de la central de pasada con estanque), se obtiene un menor error cuadrático medio en la representación de la operación de la central de pasada con estanque para el modelo de disponibilidad energética (información que se puede corroborar en las respectivas tablas, desde la Tabla 6.5-2 a la Tabla 6.5-4). En algunos casos, el error cuadrático medio asociado al modelo de empuntamiento supera el doble de aquel asociado al modelo de disponibilidad energética. Esta situación se repite también entre configuraciones de bloques.

Esto se debe a que el modelo de disponibilidad energética capta la operación media de la central y el modelo de empuntamiento supone una heurística de operación que no será necesariamente la política de operación de la central, sobre todo en presencia de generación eólica cercana. De esta manera, el modelo de disponibilidad energética presenta una alternativa general y simple de implementar, que permite captar aquellos efectos que no son captados por la heurística del modelo de empuntamiento (recordar que el modelo de disponibilidad energética se plantea como un caso general del modelo de empuntamiento, quedando abierta la posibilidad del desarrollo de nuevas heurísticas que permitan definir la operación de las centrales). Sin embargo, se debe notar que el modelo de disponibilidad energética dará cuenta del

comportamiento de la central en la medida en que se tenga disponible la estadística suficiente. El modelo de empuntamiento no depende de este factor.

Naturalmente, la diferencia en la representación deberá acarrear efectos sobre el resto del sistema por cuanto la central de pasada con estanque debería desplazar la operación de centrales térmicas con su operación. Y además, si la operación es distinta entre modelos de representación de estanques, los efectos sobre el resto del sistema deberían ser distintos. Efectivamente, en la prueba realizada se pueden encontrar diferencias en la operación asociada a cada modelo de representación de estanques. Sin embargo, cada central de pasada utilizada, por sí sola, es demasiado pequeña con respecto al resto del sistema, lo que implica que las diferencias entre un modelo y otro no sean muy notorias. Prueba de esto se presenta en la Tabla 6.5-5, donde se muestra el error de aproximación (con respecto al caso base) del costo esperado del sistema, al aplicar los modelos de representación de estanques a la operación de la central Pullinque.

Tabla 6.5-5 – Error de representación sistema completo [%]. Central Pullinque. Prueba n°3

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
M. Emp	2.4812	0.994	1.184	0.897	5.586	0.913	6.076	3.474
M. DispE	2.4812	0.948	1.138	0.850	5.468	0.867	6.032	3.429

Como se puede observar, la diferencia máxima no supera el 0.15% de diferencia entre un resultado y otro, lo cual no es suficiente para favorecer a uno de los modelos e invalidar el otro. No obstante, el modelo de disponibilidad energética provee un menor error de representación con respecto al caso base en la mayoría de los casos. Si esto se repite para distintas condiciones, podría considerarse que el modelo de empuntamiento comete un error de carácter sistemático en la representación de la operación. A medida que el peso de la central (o del conjunto de centrales) de pasada con estanque de regulación aumenta dentro del mismo sistema, dicho error puede crecer a niveles no aceptables, invalidando el modelo de empuntamiento.

Para revisar esta posibilidad, se evalúa la operación (costo esperado) del sistema considerando que las tres centrales (Pullinque, Pilmaiquén y Sauzal) poseen estanque de regulación simultáneamente. Naturalmente, al incluir estas tres centrales con estanque al sistema se generan nuevos casos base, además de aquellos donde se aplican los modelos de representación de estanques en el largo plazo. Los resultados de esta revisión adicional se presentan en la Tabla 6.5-6. Se presenta además en la Figura 6.5-2, un gráfico con los errores de representación respectivos.

Tabla 6.5-6 – Error de representación sistema completo [%]. 3 centrales. Prueba n°3

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
M. Emp	-1.27	-2.02	-0.28	-2.28	3.46	-1.70	4.29	1.19
M. DispE	-1.00	-1.75	-0.02	-2.02	3.19	-1.44	4.04	0.93

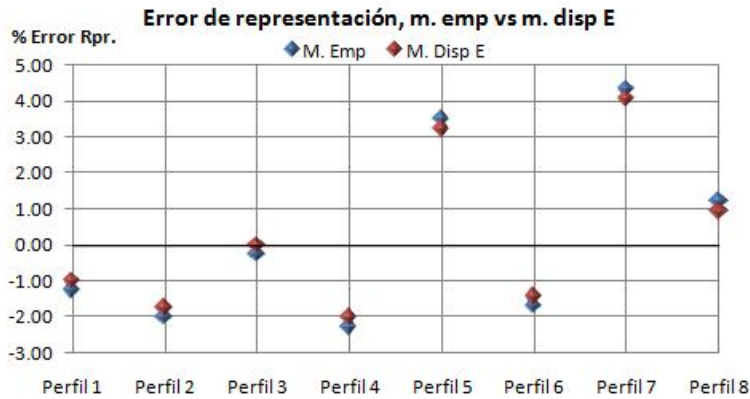


Figura 6.5-2 – Error de representación sistema completo [%]. 3 centrales. Prueba n°3

Como se puede apreciar claramente en la Figura 6.5-2 el modelo de empuntamiento obtiene el menor error de representación en todos los casos. Al aplicar el ejemplo a las 3 centrales, la diferencia media entre ambos modelos es de 0.26%, con una desviación estándar de un 0.005%, lo que permite establecer que efectivamente, el modelo de empuntamiento acarrea un error sistemático en la representación de la operación, que aumenta a medida que aumenta la importancia de las centrales modeladas con respecto al resto del sistema.

6.5.4. Análisis sobre el número de bloques

Otro tema relacionado con los modelos de representación de estanques en el largo plazo que resulta interesante de estudiar, corresponde al número de bloques que se utilizan para representar la demanda, ¿Existe algún número óptimo de bloques que mejore significativamente el error que se obtiene al utilizar tanto el modelo de empuntamiento como el modelo de disponibilidad energética?, o bien, ¿existe un número de bloques mínimo recomendable a utilizar? Al respecto se muestran los errores promedio de los 8 perfiles para cada central (junto a las respectivas desviaciones estándar) en función del número de bloques (desde la Figura 6.5-3 a la Figura 6.5-5).

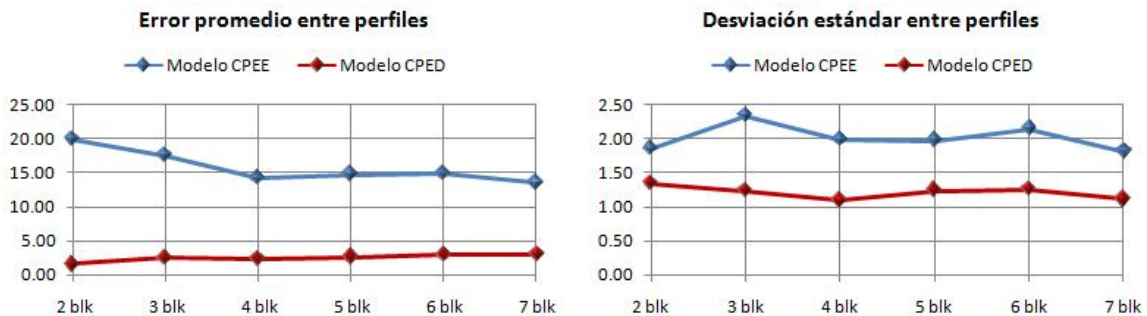


Figura 6.5-3 – Error promedio vs número de bloques. Central Pullinque. Prueba n°3

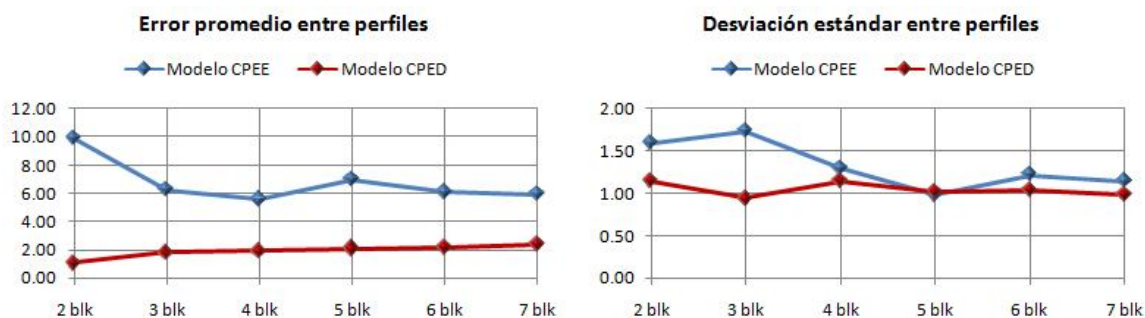


Figura 6.5-4 – Error promedio vs número de bloques. Central Pilmaiquén. Prueba n°3

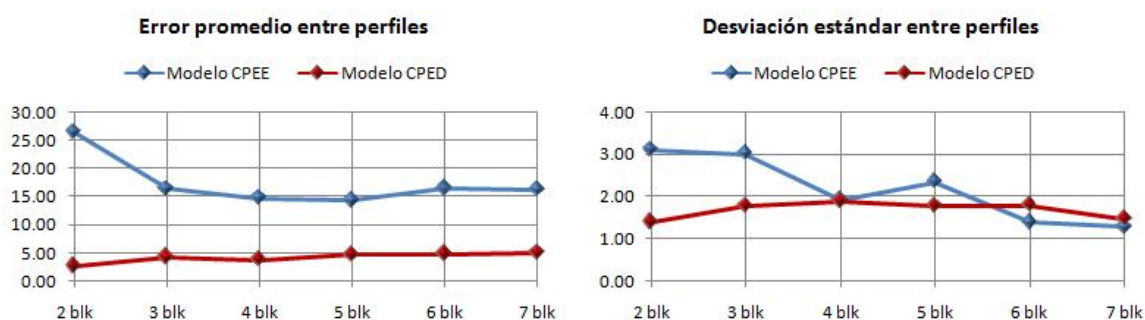


Figura 6.5-5 – Error promedio vs número de bloques. Central Sauzal. Prueba n°3

Como se puede observar desde la Figura 6.5-3 a la Figura 6.5-5, para el modelo de disponibilidad energética se mantiene bastante estable el error entre bloques, sin variaciones importantes entre una configuración de bloques y otra (ninguna variación supera el 38% con respecto al promedio de la muestra). Esto permite establecer que el modelo de disponibilidad energética no aplicará restricciones sobre el número de bloques que se utilizan. Con respecto al modelo de empuntamiento, se manifiestan variaciones importantes (superiores al 50% con respecto al promedio de la muestra) en la transición entre los 2 y 3 bloques. En otras transiciones no existen variaciones superiores al 21% con respecto al promedio, lo que implica que en términos del modelo de empuntamiento, conviene utilizar representaciones desde 3 bloques en adelante.

6.5.5. Modelo de parque eólico como central de pasada con estanque de regulación

Por último, en relación a los modelos de representación de estanques en el largo plazo se cuenta una última variante de análisis. Ésta corresponde a la potencialidad que tienen los modelos de representación de estanques para el modelamiento de parques eólicos. Por una parte, estos modelos permiten distribuir apropiadamente la energía disponible para la etapa completa entre los bloques de carga y por otro lado, con niveles de penetración eólica apropiados (tal que los efectos de distribución geográfica tengan peso suficiente) la generación eólica responde a patrones estacionales en su producción de energía. Si se dispusiera de la estadística apropiada de esta operación, se podrían calcular factores de disponibilidad asociados a la operación del parque eólico. Recordar que en este trabajo ya se ha mostrado que la generación eólica puede modelarse sin pérdida de generalidad como central hidráulica de pasada equivalente, por lo que en presencia de factores de disponibilidad energética, no será complicado modelarla como central de pasada con estanque de regulación.

Precisamente, se desarrolla una prueba adicional para mostrar alternativa. En esta prueba, se probarán que la generación eólica puede modelarse como central de pasada con estanque de regulación. Para esto, se aplicará tanto el modelo de empuntamiento como el de disponibilidad energética a la generación eólica disponible y se simulará la operación del sistema propuesto en la prueba n°1. De esta manera, se mostrará la validez del modelo de generación eólica como central de estanque con respecto al modelo como central de pasada equivalente y se podrá diferenciar por modelo de representación de estanques.

El primer problema práctico, corresponde a tratar de modelar la generación eólica como central de pasada con estanque a través del modelo de empuntamiento, ¿cuál es la capacidad del estanque? Por supuesto, un parque eólico no tiene estanque de regulación, por lo que en este caso, será modelado con flexibilidad infinita, o sea, que la central puede destinar toda la energía de la etapa a empuntar si esto no supera los límites de potencia máxima del parque. Se aplica entonces el modelo de empuntamiento a cada uno de los perfiles disponibles (considerando como potencia máxima la alcanzada por cada perfil en la operación horaria) y se obtienen los datos de la Tabla 6.5-7 y de la Figura 6.5-6.

Tabla 6.5-7 – Potencias medias por bloques. Modelo de empuntamiento. Parque eólico. Prueba n°3 (adicional)

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
Blk 1	1892.87	2104.63	1474.39	1422.28	3864.42	1539.60	3441.11	1530.37
Blk 2	165.34	0.00	485.00	485.00	0.00	485.00	0.00	485.00
Blk 3	0.00	0.00	287.13	362.69	0.00	192.58	0.00	205.96
Blk 4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Blk 5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Blk 6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

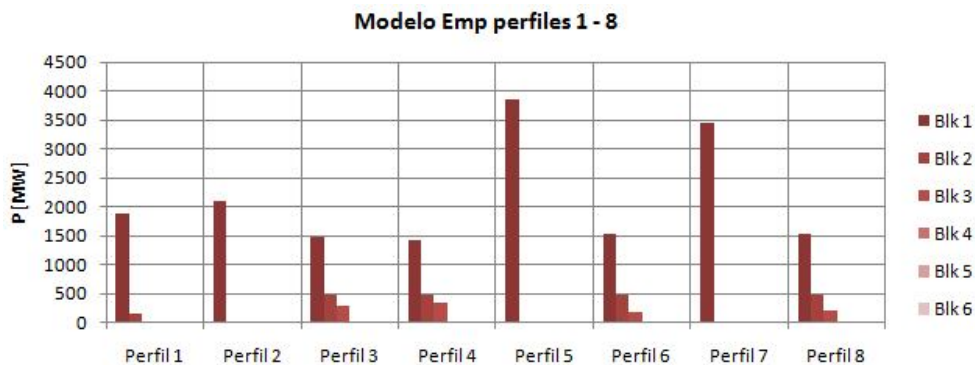


Figura 6.5-6 – Potencias medias por bloques. Modelo de empuntamiento. Parque eólico. Prueba n°3 (adicional)

En segundo lugar, se distinguen dos tipos de parques eólicos disponibles, los generados a partir de los datos disponibles en la CNE y los generados a partir de perfiles de operación de la central Canela I (SIC). Entre estos dos grupos, aparecen diferencias claras de patrones. Para captar estas diferencias, se aplica el modelo de disponibilidad energética a cada grupo por separado y se obtienen los datos presentados en la Tabla 6.5-8. Al igual que con el caso del modelo de empuntamiento, se muestra gráficamente como queda la operación por bloque (Figura 6.5-7 para los perfiles 1-4 y Figura 6.5-8 para los perfiles 5-8, cada uno con su respectivo modelo de disponibilidad energética).

Tabla 6.5-8 – Potencias medias por bloques. Modelo disponibilidad energética. Parque eólico. Prueba n°3 (adicional)

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Modelo dispE	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8	Modelo dispE
Blk 1	665.06	825.76	691.76	767.63	737.55	553.92	652.82	462.24	436.09	526.26
Blk 2	548.35	505.53	553.18	627.05	558.53	489.18	651.46	664.88	538.99	586.13
Blk 3	436.18	391.18	405.29	408.43	410.27	543.53	481.16	621.87	502.77	537.33
Blk 4	471.93	327.00	420.23	323.91	385.77	344.32	428.46	508.95	550.41	458.03
Blk 5	354.61	365.34	376.36	332.29	357.15	493.20	283.75	329.70	471.88	394.63
Blk 6	249.12	229.12	280.45	195.85	238.64	435.53	220.41	211.74	393.02	315.17

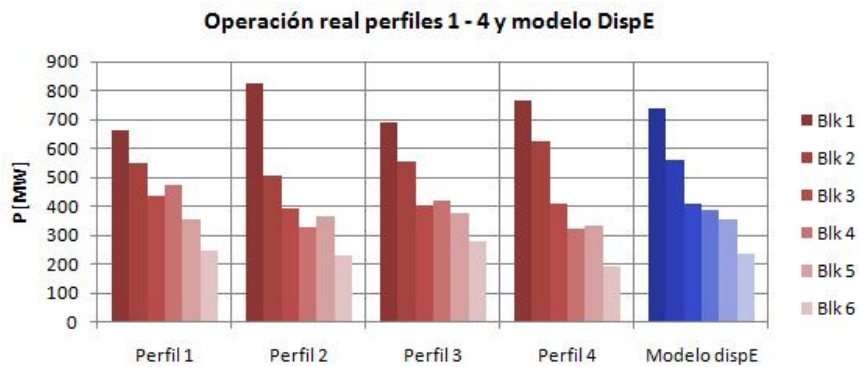


Figura 6.5-7 – Potencias medias por bloques. Modelo dispE. Parque eólico, perfiles 1-4. Prueba n°3 (adicional)

Como se puede ver en la Figura 6.5-7, la representación por modelo de disponibilidad energética se muestra en color azul y corresponde a la operación promedio de los 4 perfiles que se presentan en el mismo gráfico.

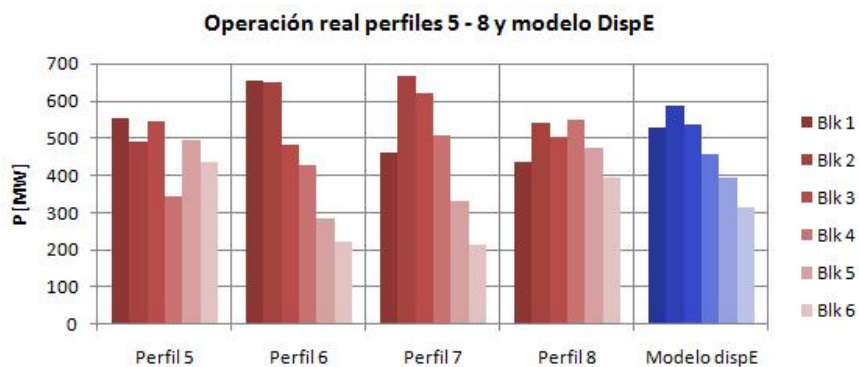


Figura 6.5-8 – Potencias medias por bloques. Modelo dispE. Parque eólico, perfiles 5-8. Prueba n°3 (adicional)

Al igual que en la Figura 6.5-7, en la Figura 6.5-8, la representación por modelo de disponibilidad energética se muestra en color azul y corresponde a la operación promedio de los 4 perfiles que se presentan en el mismo gráfico.

Al simular la operación aplicando los modelos de empuntamiento y de disponibilidad energética a los perfiles de viento y compararlos con el caso base de la prueba n°1 y la modelación como central hidráulica de pasada equivalente se obtiene el gráfico presentado en la Figura 6.5-9.

Tabla 6.5-9 – Error de representación costo esperado del sistema. Modelos de generación eólica. Prueba n°3 (Adicional)

	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	Perfil 8
M. CPP	2.8	2.2	2.0	1.7	4.6	0.2	5.7	2.7
M. CPE DispE	0.0	1.6	1.3	1.1	2.9	-2.3	3.1	0.4
M. CPE Emp	-0.9	-2.2	-0.1	-0.4	3.2	-0.5	3.0	2.2

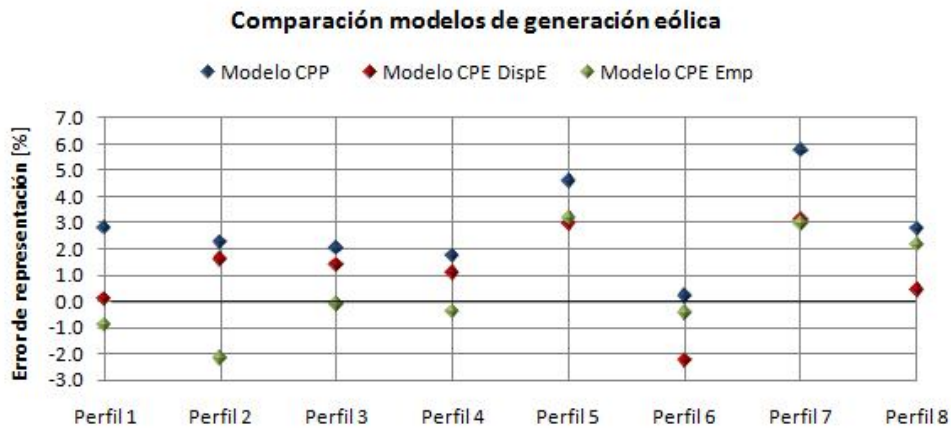


Figura 6.5-9 – Comparación entre modelos de generación eólica

En la Figura 6.5-9, se muestra la comparación final entre modelos de generación eólica. Al igual que en la Figura 6.3-1, se presenta el error de representación asociado al caso base horario. En color azul se muestra el modelo como central de pasada pura. En color rojo el modelo como central de pasada con estanque de regulación (disponibilidad energética) y en color verde, el modelo como central de pasada con estanque de regulación (modelo de empuntamiento). Notar que el signo de los errores da cuenta del sentido de comparación, si es negativo, quiere decir que la aproximación lograda por el modelo obtuvo un costo esperado mayor que el costo real. El nivel cero se ha acentuado con una línea horizontal más gruesa. Notar que la mejor representación para cada perfil, corresponde a aquella más cercana a esta línea.

Aprovechando los resultados de la prueba adicional, se pueden entablar comentarios en tres estratos distintos: primero, sobre la validez misma del modelo de parque eólico como central de pasada con estanque de regulación. Segundo, sobre la comparación entre modelo como central de pasada pura (Modelo CPP) y modelo de central de pasada con estanque. Y tercero, sobre la comparación entre el modelo de empuntamiento (Modelo CPEE) y el modelo de disponibilidad energética (Modelo CPED).

En el primer nivel, se puede establecer rápidamente que al igual que en el caso del modelo CPP, el error de representación al utilizar el modelo CPE queda limitado dentro de una banda (en este caso el valor superior no supera el 3.5% de error), por lo que también se acepta que la generación eólica se puede modelar como central de pasada con estanque de regulación. En el segundo nivel, el modelo CPE mejora la representación con respecto al modelo CPP, para ambos submodelos (empuntamiento y disponibilidad energética). En términos estadísticos, el error promedio asociado al modelo CPP es de un 2.7% (considerando todos los casos), mientras que con el modelo CPE, éste no supera el 1%. En términos de error máximo, el modelo CPP alcanza el 5.7%, mientras que el modelo CPE no supera el 3.5%. Un factor interesante guarda relación con que el modelo CPE permite errores negativos, lo que significa que se pueden obtener representaciones por sobre o por debajo del valor real, indistintamente. A diferencia con el modelo CPP donde sistemáticamente se obtienen aproximaciones inferiores del valor real.

Finalmente, en el tercer nivel (entre modelos de representación de estanques) se obtienen diferencias notorias entre la utilización de un modelo y otro. Sin embargo, no se logra captar si el error es sistemático en el caso del modelo CPEE. Con respecto a la estadística, el error promedio alcanza un valor de un 0.5% para el modelo CPEE, con desviación estándar de 2 puntos porcentuales, mientras que el modelo CPED alcanza un valor 1% de error medio y una desviación estándar de 1.7 puntos porcentuales. Esto no permite elevar un modelo por sobre el otro como sucede en el caso de la revisión de la operación de centrales de pasada con estanque. Para decidir sobre esta materia en este ejemplo, es necesaria una estadística histórica asociada al mismo punto tanto espacial como temporal (las estadísticas disponibles son consideradas muy generales para dar luces en esta ocasión).

6.6. Resumen modelo de central eólica

En este trabajo, se establecen distintas formas de modelación de la generación eólica en estudios de CHT de mediano/largo plazo: modelo de descuento, modelos como central hidráulica de pasada equivalente y modelo como central hidráulica de pasada con estanque.

6.6.1. Modelo de descuento

La primera alternativa, modelo de descuento, es rápidamente descartada como una alternativa viable para su desarrollo en estudios de CHT de mediano/largo plazo. Esto se debe a la incapacidad de captar uno de los requerimientos necesarios en este tipo de estudios; la integración de distintos escenarios de generación eólica. Adicionalmente, este tipo de modelación introduce el problema adicional asociado a demandas residuales negativas en la zona de inyección, intratables desde el punto de vista energético.

6.6.2. Modelo como central hidráulica de pasada equivalente

La segunda alternativa, modelo como central hidráulica de pasada equivalente, no presenta problemas ni de integración de distintos escenarios ni de demandas negativas. Sin embargo, no es directo concluir que constituye una buena representación de la operación real, específicamente por el posible efecto de la intermitencia eólica en la producción de potencia. De esta manera, esta metodología es revisada en detalle en la sección 6.3, donde se obtuvieron siguientes resultados:

- En primer lugar, al utilizar distintos perfiles de generación eólica, de la misma energía pero de distinta perfil de generación (o sea, dando cuenta sólo de la intermitencia eólica), se obtiene que la representación de los resultados reales de CHT a través del modelo como central de pasada se encuentra limitada (considerando que la sola representación en bloques de la demanda aporta con un error de representación del 1%) a una banda de un 6% de error. Precisamente, aquellos casos donde la intermitencia eólica es más pronunciada (en cuanto a las diferencias entre los niveles máximos y mínimos de generación), se obtienen los mayores errores de representación. Al manifestarse efectos asociados a la distribución geográfica de los generadores eólicos el error de representación disminuye. Para la prueba realizada, en dichos casos el error se limita a una banda estrecha de un 3%. Por lo tanto, en presencia de niveles de penetración eólica donde se revelan efectos de distribución geográfica, no existirá mayor influencia de la intermitencia eólica en los resultados de la CHT de mediano/largo

plazo, por lo que no hay problema con las representaciones energéticas. De esta manera el modelo como central de pasada funciona como buena representación de la operación real.

- En segundo lugar, al sensibilizar con el nivel de penetración eólica, se obtiene que para un 20% de penetración (en términos energéticos) el error de representación disminuye dentro de la etapa, para todos los perfiles disponibles y en proporción parecida con respecto al caso de penetración del 10%. De esta manera, el modelo como central de pasada mejora su representatividad al aumentar la cantidad de generación eólica en el sistema, por lo que no será necesario implementar metodologías más sofisticadas que ésta, si la penetración eólica crece en el sistema eléctrico. En el sector eléctrico chileno, las herramientas PLP y OSE200 ya modelan la generación eólica como central hidráulica de pasada, asignando un afluente medio a su hidrología.

6.6.3. Modelo como central hidráulica con estanque regulación

La última alternativa de modelamiento de parques eólico, surge como una consecuencia de pruebas realizadas en otros tópicos considerados relevantes por este trabajo. Esta opción consiste en el modelamiento de generación eólica como central hidráulica con estanque de regulación equivalente, ya sea considerando el modelo de disponibilidad energética propuesto en la sección 5.2 o el clásico modelo de empuntamiento. De acuerdo con las pruebas realizadas en la sección 6.5 estos modelos permiten representar comportamientos de centrales hidráulicas con distintas potencias medias entre bloques de carga.

Por otro lado, los parques eólicos siguen comportamientos similares a nivel estacional (en términos energéticos), por lo que efectivamente se puede caracterizar el comportamiento del parque a través de estudios estadísticos o simulaciones de CHT con paso temporal horario, en horizontes reducidos. Con estos estudios se pueden obtener factores de disponibilidad energética, de tal manera de lograr el modelo de parque eólico como central de pasada con estanque de regulación.

De la prueba realizada en la sección 6.5 se obtiene que tanto para el modelo de disponibilidad energética como para el modelo de empuntamiento se obtienen mejores resultados de representación con respecto al modelo como central de pasada pura. En términos absolutos, para ambos modelos se obtienen bandas estrechas de error acotadas al 3% (para todos los casos). Con respecto al modelo CPP (central de pasada pura), los modelos CPE (central de pasada con estanque) reducen el error promedio de un 5.7% a un 3.5%. De esta forma, los modelos CPE corresponden a mejores alternativas de representación que el modelo CPP. Entre modelos CPE, se recomienda el uso del modelo de disponibilidad energética, que en presencia de la estadística adecuada o caracterizaciones previas a partir de CHT con paso temporal horario, en horizonte reducido, superará al modelo de empuntamiento en cuanto el comportamiento eólico promedio difiera del patrón de empuntamiento.

6.7. Resumen modelo de representación de estanques

A lo largo de este trabajo, se identifica la modelación de la operación de centrales hidráulicas de pasada con estanque de regulación como un potencial foco de errores de representación. Usualmente, se aplican heurísticas de empuntamiento para la representación de la operación de

estanques como el modelo discutido en el punto anterior. En general, dichas heurísticas funcionan adecuadamente para esquemas de CHT convencional (sin considerar generación eólica a gran escala). Sin embargo, se observa en la sección 6.4, que la existencia de parques eólicos en la vecindad de centrales de pasada con estanque, gatillará modificaciones en los patrones de generación, alejando la operación real de la operación esperada por la heurística de empuntamiento.

Para evitar errores sistemáticos de representación, se propone una metodología general de modelación de centrales con estanque. Dicho modelo (de disponibilidad energética) corresponde a una versión general del establecido modelo de empuntamiento y consiste en la caracterización estadística de la operación de la central y el cálculo de factores de disponibilidad, que se ponderan con el caudal afluente en cada bloque y determinan la potencia efectiva que la central generará en cada bloque de carga.

6.7.1. Modelo de disponibilidad energética vs modelo de empuntamiento

En la sección 6.5 se realizan pruebas para la validación del modelo de disponibilidad energética con respecto al modelo de empuntamiento y se obtuvieron los siguientes resultados:

- A nivel de diseño, el modelo de disponibilidad energética permite predecir comportamientos distintos al empuntamiento (como por ejemplo que el bloque de máxima entrega de energía por parte de la central de pasada corresponda a un bloque distinto del bloque establecido como *de punta* por la representación en bloques de carga del sistema completo. Esto será útil en la modelación de centrales conectadas a barras con perfil de generación diferente de la demanda total del sistema (barras de poca influencia en el sistema) y en la modelación de centrales de pasada cercanas a parques eólicos.
- El modelo de disponibilidad energética efectivamente permite reducir, con respecto al modelo de empuntamiento, el error de representación asociado a la operación de la central de pasada con estanque en cada bloque, obteniéndose errores totales de representación para todos los bloques de carga inferiores al 50% de los errores obtenidos en el caso del modelo de empuntamiento. Estos resultados se obtienen tanto para distinto número de bloques de carga como para distintos perfiles de generación eólica e incluso, en situaciones donde el esquema de operación sigue el patrón de empuntamiento. Así, el modelo de disponibilidad energética efectivamente supera al modelo de empuntamiento en representatividad.

6.7.2. Influencia sobre el resto del sistema

Entre las pruebas realizadas en la sección 6.5, se desarrolla una comparación entre errores de representación del costo total del sistema para cada modelo de representación de estanques en el largo plazo (empuntamiento vs disponibilidad energética), obteniéndose los siguientes resultados:

- En primer lugar, se obtienen diferencias de representación entre un caso y otro. Al realizar la comparación sólo considerando la central Pullinque como central de estanque, se obtiene una diferencia pequeña del 0.049% entre ambos modelos. Al utilizar las tres centrales disponibles de manera simultánea (y de esta manera, al darle mayor *peso* a las centrales de pasada con estanque con respecto al resto del sistema) se obtiene una diferencia media del 0.27%. Si bien estos valores son pequeños comparados con los errores generales de representación, se

muestra que a medida que aumenta el aporte de las centrales de pasada con estanque al sistema, esta diferencia entre modelos irá creciendo.

- En segundo lugar, en las pruebas realizadas el error más grande siempre corresponde al asociado al modelo de empuntamiento. Además, la desviación estándar encontrada en cada caso (1 central y 3 centrales) es pequeña (0.03% y 0.005% respectivamente) lo que establece poca dispersión asociada a la diferencia entre los modelos. Esto da cuenta de que el error asociado al modelo de empuntamiento con respecto al modelo de disponibilidad energética incluye una componente sistemática. Al agregar efectos este error debe ser considerado en los estudios de CHT. Ante la instalación de parques eólicos en las cercanías de centrales con estanque de regulación (o de cualquier efecto que provoque la operación fuera del esquema de empuntamiento) será necesario aplicar un modelo de representación de estanques distinto al modelo de empuntamiento, como el modelo de disponibilidad energética propuesto en este trabajo.

6.7.3. Consideraciones sobre el número de bloques

Como es sabido, la representación en bloques de la demanda para cada etapa se construye en base a una optimización matemática que minimiza el error cuadrático medio de una aproximación lineal por tramos de orden cero de la curva de duración. Dicho procedimiento se ejecuta sobre un número predeterminado de bloques de carga. Si bien el procedimiento mismo sólo depende de la demanda en cuestión, el número de bloques que se utilizan se puede escoger en términos de aportar a la buena representación de la operación real. Tal es el caso de los modelos de representación de bloques en el largo plazo, donde el número de bloques que se utilizan para la modelación podría mejorar la calidad de los resultados que se obtienen.

De la prueba realizada en la sección 6.5, se puede ver que para el caso del modelo de disponibilidad energética presenta un comportamiento estable con respecto al número de bloques (Figura 6.5-3 - Figura 6.5-5), mientras que para el caso del modelo de empuntamiento, el cambio de 2 a 3 bloques acarrea una mejora considerable en el error promedio de representación. Si bien los casos utilizados corresponden a una casuística (dado que consideran ciertas centrales de un sistema dado), al utilizar 3 o más bloques de carga para la representación de la demanda, se puede obtener una mejor calidad de resultados de la CHT con respecto a las centrales de pasada con estanque de regulación.

6.8. Prueba n°4: Funcionamiento de corto plazo de Up-Powering

Como se menciona en la sección 6.1.3, en esta prueba se muestra, en el corto plazo, el efecto compensatorio del Up-Powering sobre el sistema en presencia de generación eólica. Recordar que en la operación de corto plazo de centrales térmicas, se deben considerar todos los costos de transición entre estados asociados a las unidades de generación (partidas, detenciones, tomas de carga, etc), costos que no son identificados por la CHT de mediano/largo plazo (y por lo tanto, no son considerados en la herramienta de desarrollo de las pruebas). De esta manera, la prueba sólo busca establecer los posibles efectos (y no cuantificar la operación real) de la generación eólica sobre el sistema (se presume que la intermitencia eólica podría obligar al sistema térmico a incurrir en mayores costos de transmisión), y la posible acción de las centrales con Up-Powering para evitarlo.

6.8.1. Detalles. Prueba n°4

La prueba consiste en comparar la operación del parque térmico para tres configuraciones distintas del sistema de pruebas: sin presencia de generación eólica y sin Up-Powering (caso base), con presencia de generación eólica pero sin Up-Powering y con presencia de generación y Up-Powering. Se desean identificar efectos de corto plazo, y en particular, que tan *plana* (qué tan cercana a la potencia media) es la operación de las centrales térmicas durante el horizonte de estudio.

Para cuantificar esto, por un lado, se utiliza el factor de carga de la generación del parque térmico, que permite establecer qué tan lejos de la potencia media se encuentra la potencia máxima. Factores de carga altos, permiten concluir que la central térmica respectiva operará en una vecindad estrecha en torno a la potencia media de la etapa, pero sin embargo, no da cuenta de la cantidad de cambios de estado de generación que afrontará dicha central durante el horizonte. Eso no se puede cuantificar a ciencia cierta a partir de una herramienta de CHT, dado que las decisiones a esa escala dependen de los costos de transición entre estados. De todas maneras, se utiliza adicionalmente el error cuadrático medio con respecto a la potencia media, que permitirá identificar la dispersión de los datos con respecto a un valor fijo. Si bien, tampoco dará cuenta directa de los cambios de estado, un ECM bajo permite establecer una tendencia a los cambios de estado.

Para escapar de posibles sesgos asociados a la casuística, se realizará la prueba para tres perfiles de generación eólica distintos (empero no se considera necesario aplicar los 8 perfiles, la prueba no se trata de cuantificar efectos de generación eólica solamente). El Up-Powering que se practica posteriormente a centrales de embalse es arbitrario, y se obtiene a través de la metodología presentada en la sección 0 (no optimizada), considerando la lista mérito de costos marginales de reserva de embalse. La Tabla 6.8-1 muestra los detalles del caso inicial de esta prueba.

Tabla 6.8-1 – Detalles Prueba n°4

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	720	
Duración de etapa	1	hr
N° de bloques por etapa	1	
Generación eólica		
Modelo integración	Ninguno / Descuento	
N° perfiles utilizados	3 (perfiles 1,3 y 8)	
Aporte eólico	116.5	GWh
% de la Demanda (Energía)	10.5	%
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	1	
Tipo de hidrología	Seca	
Volumen inicial embalses	Media histórica fines de Marzo SIC	
Volumen final embalses	Media histórica fines de Abril SIC	
Modelo estanques	Ninguno	
Considera Up-Powering?	No / 30%	

6.8.2. Resultados. Prueba n°4

Se realiza entonces la prueba para los 7 casos descritos (caso base, tres casos con generación eólica sin Up-Powering, tres casos con generación eólica con Up-Powering) y se obtiene el valor tanto para el factor de carga, como para el error cuadrático medio en cada uno. En cada caso, el Up-Powering se escoge en base a la lista de mérito de costos marginales de reserva de embalses respectiva. En todos los casos, se aplica un Up-Powering de un 30% a la central El Toro (450 MW → 585 MW nominal). Los resultados de factor de carga se presentan en la Tabla 6.8-2 y en la Figura 6.8-1. Los resultados de ECM se presentan en la Tabla 6.8-3 y en la Figura 6.8-2.

Tabla 6.8-2 – Resultados factor de carga. Prueba n°4

Caso	Factor de carga [p.u.]
Caso base	0.85
Perfil 1 sin Up-Pow	0.93
Perfil 1 Up	0.87
Perfil 3 sin Up-Pow	0.83
Perfil 3 Up	0.92
Perfil 8 sin Up-Pow	0.84
Perfil 8 Up	0.78

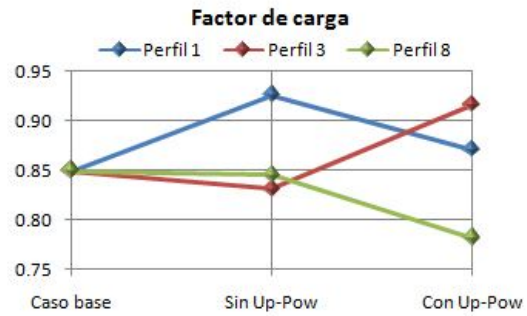


Figura 6.8-1 – Resultados factor de carga. Prueba n°4

Tabla 6.8-3 – Resultados ECM. Prueba n°4

Caso	ECM
Caso base	145.93
Perfil 1 sin Up-Pow	97.24
Perfil 1 Up	18.82
Perfil 3 sin Up-Pow	86.88
Perfil 3 Up	26.01
Perfil 8 sin Up-Pow	130.76
Perfil 8 Up	26.60

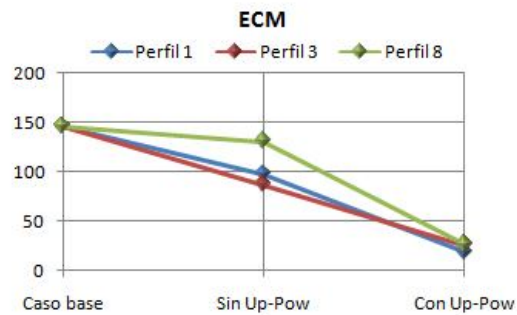


Figura 6.8-2 – Resultados ECM. Prueba n°4

Adicionalmente, se muestra la operación del parque térmico en el horizonte de estudio (Figura 6.8-3 para el perfil de generación eólica n°1, Figura 6.8-4 para el perfil de generación eólica n°2 y Figura 6.8-5 para el perfil de generación eólica n°3).

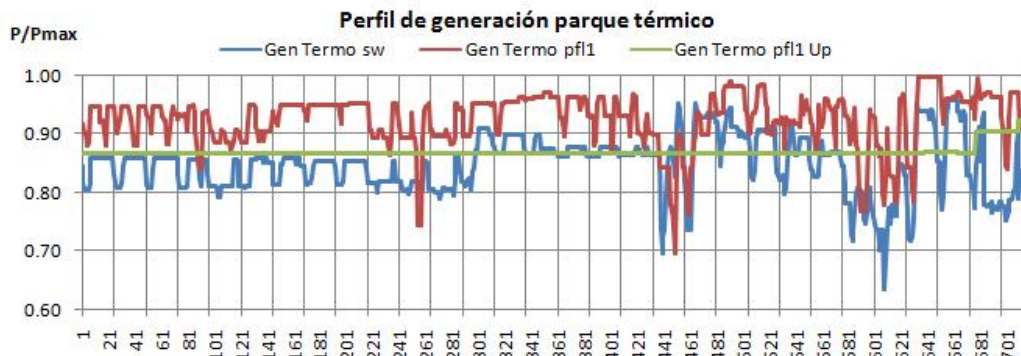


Figura 6.8-3 – Operación parque térmico. Perfil de generación eólica n°1. Prueba n°4

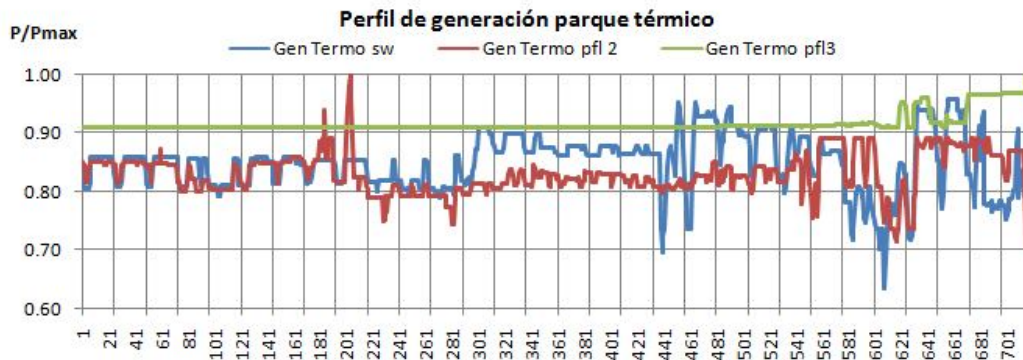


Figura 6.8-4 – Operación parque térmico. Perfil de generación eólica n°3. Prueba n°4

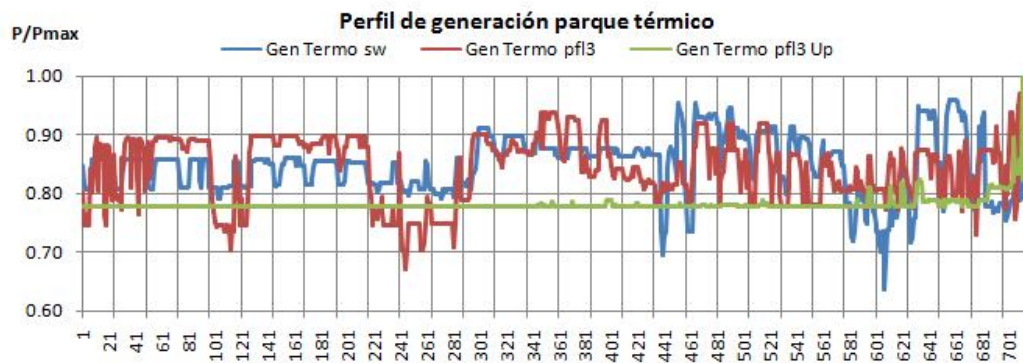


Figura 6.8-5 – Operación parque térmico. Perfil de generación eólica n°8. Prueba n°4

6.8.3. Análisis. Prueba n°4

A pesar de tratarse de una casuística, los resultados obtenidos en esta prueba permiten resolver algunas inquietudes. En primer lugar, de acuerdo a los resultados asociados a los perfiles 3 y 8 (Septiembre SIC y Canela Octubre 2009) se puede establecer, por un lado, que efectivamente la generación eólica puede empeorar el factor de carga que enfrenta el parque térmico (se pasa desde el 84.9% del caso base al 83.1% y al 84.5% respectivamente), lo que podría encarecer la operación de las centrales térmicas, en contraste con el ahorro obtenido de la generación eólica. Sin embargo, de acuerdo con el resultado asociado al perfil 1 (Abril SIC), la generación eólica no necesariamente empeorará el panorama para las centrales térmicas del sistema, sino que dependerá de la forma en que sopla el viento y el parque eólico pueda convertirlo en potencia. En este caso en particular, el factor de carga mejora desde el 84.9% del caso base al 92.6%.

En segundo lugar, queda en evidencia el efecto compensatorio del Up-Powering, no sólo relacionado con la generación eólica. Tal es el caso mostrado desde la Figura 6.8-3 a la Figura 6.8-5, donde se puede observar claramente que la operación en el caso del Up-Powering es más *plana* que en los demás casos. Esto se puede corroborar a partir del ECM, que sufre caídas bruscas en los casos de Up-Powering con respecto a los demás (desde niveles superiores a 80 a niveles por debajo de 30). Si bien el factor de carga no da cuenta de estos resultados, al no tener un valor mayor con respecto a los demás casos frente al Up-Powering. Esto sucede simplemente debido a

que existen datos dispersos que empeoran el factor de carga (un caso notorio corresponde al perfil 8, donde el valor máximo de generación es 1 y el valor medio es 0.78, pero el valor 1 se alcanza en una sola hora de las 720 que dura el horizonte). Al no ser capaz de considerar la cantidad de cambios de estado, el factor de carga se torna poco confiable en el caso del Up-Powering, no así al revisar la operación con generación eólica, donde no se tienen patrones tan definidos de operación.

Los resultados de la prueba realizada no pueden establecer generalidades sobre el efecto eólico sobre la operación de las centrales térmicas del sistema (no se modelan los costos asociados a los cambios de estado de operación de dichas centrales, y tampoco se considera el sistema de transmisión), pero muestra la potencialidad del Up-Powering como alternativa en la operación de corto plazo.

6.9. Prueba n°5: Metodología dimensionamiento Up-Powering

En esta prueba se muestra en acción la metodología de dimensionamiento de Up-Powering presentada en la sección 5.3 (destinada a determinar las centrales objetivo y los niveles de Up-Powering apropiados), aplicada al sistema de pruebas, en un caso regular de CHT. Se aplica la metodología de manera secuencial, tal como se describe en la sección 5.3, determinando primero las centrales objetivo y luego estimando el nivel apropiado de Up-Powering.

6.9.1. Detalles. Prueba n°5

La primera parte, selección de centrales, se realiza sobre el sistema de pruebas, con simulaciones de CHT de horizonte de un año, etapas mensuales e hidrología determinística. Esto es considerado un ejemplo apropiado para estos efectos, por dos motivos: por un lado, un año de operación dividido en etapas mensuales, permite captar efectos estacionales en la operación de centrales hidráulicas. Por otro lado basta con aplicar una hidrología seca, que restrinja la operación de centrales de embalse para identificar aquellas que podrían ser apropiadas para el Up-Powering (si en una central el Up-Powering es útil en hidrología seca, sin duda lo será en hidrología media o húmeda. Sin embargo no se puede establecer lo mismo en sentido contrario).

A partir de una corrida sin Up-Powering, se establece la lista de mérito de centrales objetivo, en base a la evolución de los costos marginales de reserva asociados a los embalses por cada etapa. Dicha lista se confecciona estableciendo en primer lugar, aquellos embalses que posean el costo marginal de reserva promedio más bajo (se ordena de menor a mayor), considerando la desviación estándar asociada a dicho promedio. A partir de esta lista de mérito, se escoge una central y se le aplica un Up-Powering de un 10% (considerando este nivel como base). Se evalúa la efectividad de la medida simulando nuevamente el sistema (en las mismas condiciones que la prueba base sin Up-Powering) considerando la central con Up-Powering. El Up-Powering será efectivo en la medida en que la central efectivamente opere en los nuevos niveles de potencia y que el sistema efectivamente vea un ahorro en el costo esperado. Si la medida no es satisfactoria, se aplica Up-Powering de un 10% a la siguiente central de la lista de mérito y se simula nuevamente la operación. Naturalmente este proceso se detiene cuando una central sea satisfactoria o bien se acaben las centrales. La Tabla 6.9-1 muestra los detalles del sistema para la primera parte de esta prueba.

Tabla 6.9-1 – Detalles etapa de selección de centrales objetivo. Prueba n°5

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	12	
Duración de etapa	720 / 744 / 672	hr
N° de bloques por etapa	3	
Generación eólica		
Modelo integración	Ninguno	
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	1	
Tipo de hidrología	Seca	
Volumen inicial embalses	Media histórica fines de Marzo SIC	
Volumen final embalses	Media histórica fines de Abril SIC	
Modelo estanques	Ninguno	
Considera Up-Powering?	No / 10%	

Para la segunda parte, selección de nivel de Up-Powering se deben comparar el ahorro en la operación y la recuperación del capital en el mismo período, para un nivel de Up-Powering determinado. Para evaluar el ahorro, se utiliza el sistema de pruebas, con simulaciones de CHT de horizonte de cinco años, etapas mensuales e hidrología estocástica. Las razones son las siguientes: primero, se utiliza un horizonte de 5 años de acuerdo a que se espera recuperar la inversión en este tiempo (recordar que se deben comparar el ahorro y la recuperación del capital en el mismo período). Segundo, la utilización de hidrología estocástica permite identificar la operación esperada del sistema para cualquier condición, situación que se acerca más a un criterio de planificación. Aplicar hidrología determinística y seca podría ser una condición muy severa y poco realista para esta evaluación. El detalle de esta parte de la prueba se muestra en la Tabla 6.9-2.

Tabla 6.9-2 – Detalles etapa de determinación de nivel de Up-Powering. Prueba n°5

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	60	
Duración de etapa	720 / 744 / 672	Hr
N° de bloques por etapa	3	
Generación eólica		
Modelo integración	Ninguno	
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	40	
Tipo de hidrología	Seca / Media / Húmeda	
Volumen inicial embalses	Media histórica fines de Marzo SIC	
Volumen final embalses	Media histórica fines de Abril SIC	
Modelo estanques	Ninguno	
Considera Up-Powering?	0% / 10% / 15% / 20% / 25% / 30%	

La recuperación del capital se calculará como la resta entre el ahorro obtenido en la operación esperada del sistema (actualizada a una tasa de descuento del 10%) y el costo de inversión asociado a la implementación del Up-Powering. Como costo base de implementación de Up-Powering se considera un valor menor al correspondiente a la inversión media asociada a la instalación de centrales de embalse, dado que el Up-Powering no corresponde a la instalación de una central nueva, sino de la *ampliación* de una ya existente (no se incurrirá en costos de estudios de pre-factibilidad, ni en obras civiles asociadas directamente al embalse). Por cierto, al ampliar la

capacidad instalada de una central, en algún momento será necesaria una expansión de la transmisión encargada de conectar la central con el resto del sistema. Esta inminente ampliación en transmisión podría incluirse en el costo base de Up-Powering. De acuerdo con [27], una central de embalse tiene un costo medio de 225.000.000 [US\$/MW]. Al aplicar un costo base de Up-Powering de un 60% del valor medio original (enfoque conservador) se obtiene un costo de inversión de Up-Powering de 1.350.000 [US\$/MW].

Si al comparar el ahorro con la recuperación del capital se obtienen valores positivos (ahorro permite recuperar la inversión en el horizonte establecido), se aumenta el nivel de Up-Powering de la central seleccionada en un 5% y se simula nuevamente. El nivel de Up-Powering óptimo será el último nivel que permita que el ahorro justifique la inversión.

6.9.2. Resultados. Prueba n°5

Luego de realizar la primera parte de la prueba, se obtiene la lista de mérito de costos marginales de embalses para el sistema de pruebas.

Tabla 6.9-3 – Lista de mérito centrales de embalse (Cmg reserva). Prueba n°5

Central	Cmg medio [\$/MW]	Desviación estándar [% c.r. Cmed]
El Toro	-273523.82	-263.18
Canutillar	-255397.34	-282.39
Cipreses	-195775.55	-21.31
Pehuenche	-86099.17	-31.60
Ralco	-50155.36	-15.31
Colbún	-47049.58	-50.36
Rapel	-22187.14	-114.05

Como se puede observar, la central con mayor costo marginal corresponde a la central El Toro, por lo que se aplicará Up-Powering a esta central. Notar que al mismo tiempo, se aplicará Up-Powering de la misma magnitud a todas las centrales que se encuentran aguas debajo de El Toro en el sistema de pruebas (Antuco, Abanico y Rucúe). Al aplicar un Up-Powering de un 10% a dicha central (y a todas las que se encuentran aguas abajo) y simular nuevamente la operación, se obtienen los resultados presentados en la Figura 6.9-1.

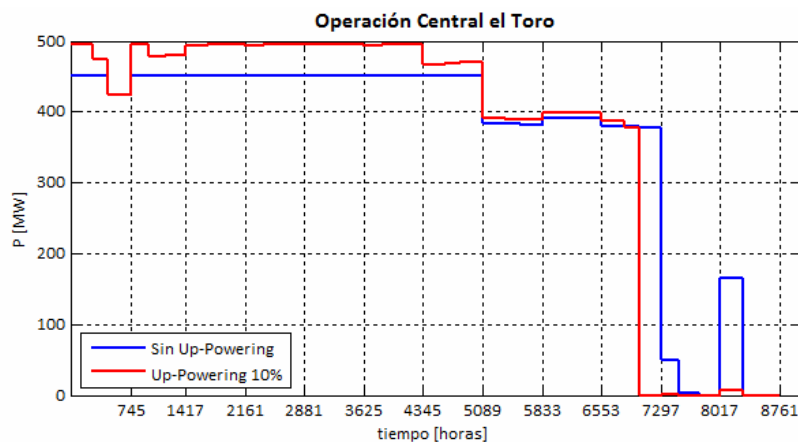


Figura 6.9-1 – Operación central El Toro. Selección de centrales objetivo. Prueba n°5

La central efectivamente aprovecha el Up-Powering practicado, produciendo la misma energía entre ambos casos, pero redistribuyendo la potencia con tal de reducir el costo esperado para el sistema y generando hasta el nivel de Up-Powering aplicado (ver los valores para el costo esperado del sistema en cada caso y el ahorro que se logra con el Up-Powering en la Tabla 6.9-4). De esta manera, se procede con la segunda parte del estudio.

Tabla 6.9-4 – Comparación costo esperado del sistema. Selección de central objetivo. Prueba n°5

Costo Sistema	Valor [M\$]
Sin Up-Pow	\$ 9,896,651,723
Up 10%	\$ 9,892,141,344
Ahorro	\$ 4,510,379

Luego de realizar la segunda parte del estudio, se obtienen los resultados para la operación esperada del sistema en el horizonte de cinco años. En la Tabla 6.9-5 se muestran los resultados de las distintas simulaciones para distintos niveles de Up-Powering y la respectiva inversión total aplicada en cada caso. En la Figura 6.9-2 se muestra la comparación entre inversión y ahorro para este ejercicio.

Tabla 6.9-5 – Resultados dimensionamiento de nivel de Up-Powering. Prueba n°5

Caso	Costo del sistema [\$]	Ahorro [\$]	Inversión Total [\$]
Caso Base	\$ 9,756,332,727	-	-
Up 10	\$ 9,545,254,631	\$ 211,078,097	\$ 146,394,000
Up 15	\$ 9,470,900,436	\$ 285,432,291	\$ 219,591,000
Up 20	\$ 9,414,205,102	\$ 342,127,626	\$ 292,788,000
Up 25	\$ 9,387,171,275	\$ 369,161,453	\$ 365,985,000
Up 30	\$ 9,370,180,340	\$ 386,152,387	\$ 439,182,000

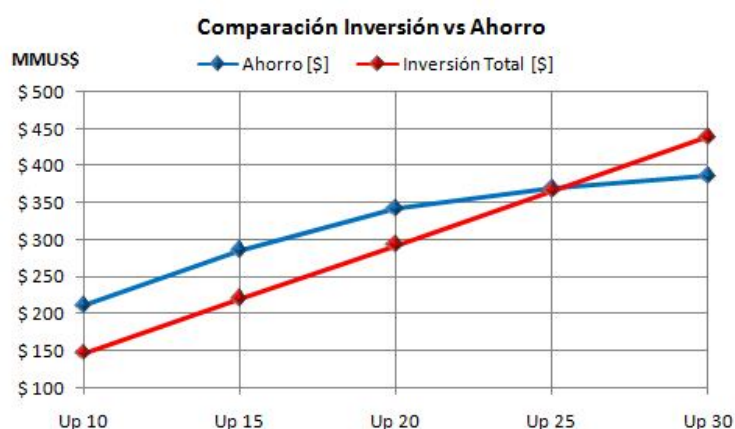


Figura 6.9-2 – Comparación inversión vs Ahorro. Prueba n°5

6.9.3. Análisis. Prueba n°5

Como se puede observar, en términos del ejercicio en cuestión, se obtiene que para el valor de inversión base aplicado y las centrales seleccionadas, el nivel óptimo de Up-Powering se obtiene

cerca del 25%. Más allá la inversión supera el ahorro, lo que vuelve antieconómica la implementación del Up-Powering.

En términos generales, se aprecia que el valor óptimo de Up-Powering existirá, debido a que el ahorro en el costo del sistema decrece en función del Up-Powering. Este es un resultado esperado, debido a que la capacidad de *re-acomodar* la potencia dentro de las etapas alcanzará un punto donde la energía no lo permita (recordar que el Up-Powering funciona en base a la misma energía), por lo que naturalmente llegará un momento en que a pesar del Up-Powering no existirá ahorro.

6.10. Resumen Up-Powering

En este trabajo, se presenta la alternativa de inversión denominada Up-Powering, que consiste en potenciar la capacidad instalada de centrales hidráulicas de embalse, sin modificar las instalaciones de almacenaje. Inicialmente, se la propone como una medida de auxilio para la compensación de efectos nocivos de corto plazo, asociados a la intermitencia eólica. Sin embargo, esta alternativa tiene potencialidad en sí misma, y no sólo en presencia de generación eólica. Si bien, el Up-Powering constituye una medida que mostrará su utilidad en la operación de corto plazo de sistemas eléctricos, en este trabajo se abordan algunos aspectos relacionados con él.

6.10.1. Potencialidad de corto plazo del Up-Powering

De acuerdo a la prueba desarrollada en la sección 6.8, se muestra que el Up-Powering representa una alternativa apropiada para la compensación de efectos nocivos asociados a la intermitencia eólica, en caso de que los haya. Prueba de esto la constituye el análisis efectuado sobre la variación del ECM y los gráficos de operación hora a hora, donde se obtiene que el Up-Powering mejora considerablemente el patrón de operación de la generación correspondiente al parque térmico del modelo de pruebas (haciéndolo más *plano*), cuando la presencia de generación eólica lo empeora.

De esta manera se detecta un claro potencial del Up-Powering en el corto plazo. Sin embargo, el estudio realizado sólo sirve para distinguir posibles utilidades de la medida y no constituye una prueba definitiva sobre el verdadero efecto del mismo. Esto se debe a que dicha prueba definitiva debe ser realizada a partir de otras herramientas, como modelos de operación de corto plazo y baterías de predicción de generación eólica.

6.10.2. Dimensionamiento del Up-Powering

En la sección 6.9 se muestra la aplicación de la metodología de dimensionamiento de Up-Powering. Para el sistema de pruebas utilizado se encontró que el nivel apropiado de Up-Powering para dicho sistema corresponde a un 25% de Up-Powering (en un esquema conservador). Adicionalmente, se observa en la comparación de la inversión vs el ahorro (Figura 6.9-2) que la tasa de ahorro disminuye en función del Up-Powering, resultado que se obtiene en forma natural, debido a que eventualmente se activarán restricciones de energía que provocarán que el Up-Powering no surta efecto sobre la operación.

De esta manera, la metodología propuesta efectivamente constituye una herramienta apropiada para dimensionar el Up-Powering antes de su integración en estudios de expansión de la generación. Notar además que el crecimiento de la capacidad instalada en centrales de embalse, eventualmente provocará la necesidad de ampliaciones en los sistemas de transmisión relacionados o simplemente alcanzará un límite superior antes que el entregado por la metodología de Up-Powering.

7. Conclusiones y Trabajo Futuro

En esta última sección, se presentan las conclusiones generales que se pueden obtener a partir tanto de las propuestas metodológicas formuladas y los resultados de las pruebas realizadas. Adicionalmente, se definen líneas de continuación de la investigación y/o de desarrollos nuevos.

7.1. Conclusiones Generales

En este trabajo, se revisan distintos aspectos de modelación relacionados con la integración de generación eólica en el problema de la CHT de mediano/largo plazo. Dicha revisión se realiza en tres etapas: análisis de la modelación actual, detección de los aspectos que se ven alterados por las características particulares de la generación eólica, y propuestas metodológicas para mejorar los problemas encontrados.

De acuerdo al análisis que se presenta en el capítulo 4, cinco son los aspectos de modelación sobre los cuales se detectan problemáticas relacionadas con la penetración de energía eólica: la modelación misma de la generación eólica dentro del problema de la CHT, el rol de los estanques de regulación en la compensación de los efectos horarios de la producción eólica, el manejo de la incertidumbre eólica de largo plazo, la forma de la demanda por barra en presencia de generación eólica cercana y las acciones sobre la capacidad de regulación de los grandes embalses frente a bloques importantes de energía que pueden entrar o salir del sistema a partir de la producción eólica.

Para abordar estas problemáticas, se desarrollan y evalúan modelos de generación eólica aplicables a la CHT de mediano plazo, modelos de operación de estanques de corta capacidad de regulación y un procedimiento para determinar niveles de ampliaciones futuras de grandes centrales de embalse. Adicionalmente se revisan (aunque no evalúan) propuestas para la modelación de generación en sistemas multibarra y manejo de la incertidumbre eólica de largo plazo. Finalmente, el panorama general desarrollado en este trabajo para la integración de generación eólica en el problema de la CHT de mediano/largo plazo se presenta en la Figura 7.1-1.

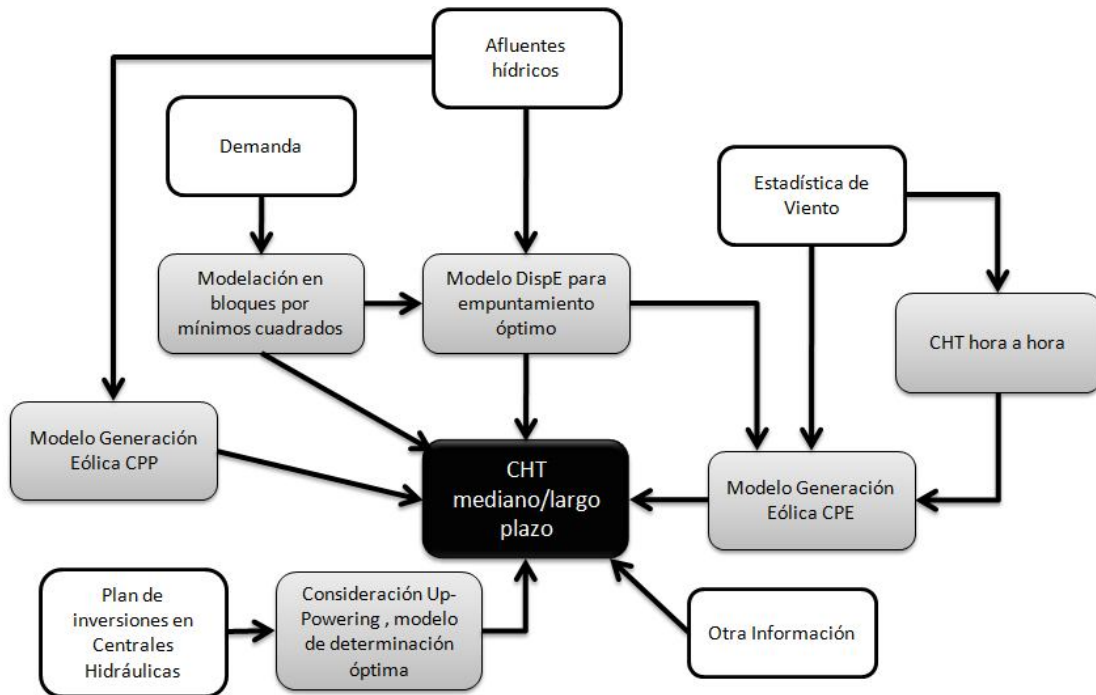


Figura 7.1-1 – Panorama final de integración de generación eólica en CHT de mediano/largo plazo

De acuerdo a la Figura 7.1-1 las recomendaciones de este trabajo para la integración de generación eólica en CHT de mediano/largo plazo son las siguientes:

- La demanda debe ser tratada en términos energéticos a partir de bloques de energía, que se obtienen a partir de mínimos cuadrados. Se recomienda la utilización de al menos tres bloques para una integración adecuada de la generación eólica.
- La generación eólica puede ser modelada como tanto a través del modelo CPP, como a través del modelo CPE. El primero es actualmente utilizado en el sector eléctrico chileno (por ejemplo en la fijación del precio de nudo), pero el modelo como central equivalente de pasada presenta menores errores de representación, y a medida que mejora la estadística de viento disponible supera ampliamente al modelo CPP.
- Se sugiere combinar la CHT hora a hora con perfiles estadísticos para determinar patrones en el modelo CPE, tanto para centrales eólicas como para centrales hidráulicas de pasada.
- El dimensionamiento del Up-Powering se puede realizar sin problemas a través del procedimiento desarrollado en este trabajo.

7.2. Trabajo Futuro

Las propuestas de continuidad del trabajo presentado, se presentan por tópico de interés.

7.2.1. Sobre el modelo de central eólica

Para fines del año 2010, se contará con una mejor estadística histórica de generación eólica en Chile, debido a la presencia de nuevas centrales en el sistema interconectado (Canela II, Lebu, Monte Redondo, Totoral ya en operación, además de las centrales que ingresen durante este año [45]). Aprovechando estos datos y la disposición geográfica de los parques (muchos de ellos cercanos unos de otros) se podrá aplicar el modelo de disponibilidad energética con mayor precisión. Con esto se podrá establecer a ciencia cierta si dicho modelo es superior al modelo de empuntamiento. El trabajo futuro sugerido corresponde entonces, a continuar la comparación entre modelos de representación de estanques en el largo plazo, para el modelamiento de la generación eólica.

7.2.2. Sobre el Up-Powering

En este trabajo se ha mostrado que el Up-Powering funciona como medida de compensación y se ha presentado una metodología para su dimensionamiento en términos de inversión. Sin embargo, quedan para el futuro una serie de estudios y desarrollos necesarios antes de considerar definitivamente el Up-Powering como una alternativa de expansión de la generación. Entre los trabajos futuros para esta parte se proponen:

- Integración del Up-Powering en estudios de expansión tanto de la generación como de la transmisión (propuestas metodológicas).
- Análisis de corto plazo de efectos de Up-Powering (efectos dinámicos, saturación en sistemas de transmisión, efectos sobre la cuenca hidráulica, etc).
- Análisis de esquemas de inversión e integración a los esquemas de actuales de mercado (pago a través de servicios complementarios, desarrollo de normativas relacionadas con el Up-Powering, etc).

7.2.3. Sobre el modelo del sistema transmisión

Para estudios de CHT de mediano/largo plazo, se detectan algunos focos de posibles errores de modelación (sección 4.3), asociados a la utilización de bloques de carga para la representación de la demanda por barras en sistemas de carácter multinodal. Al respecto existen algunos paradigmas de modelación, que generalmente compensan complejidad con disponibilidad de datos. En herramientas como el PLP y el OSE2000, se aplica una metodología que calcula la representación en bloques óptima para el sistema completo, para luego utilizarla en cada una de las barras del sistema de manera ajustada (esto significa que cada barra preserva el ancho de los bloques, además de la altura proporcional, correspondiente a la demanda local).

Sobre este paradigma de modelación del sistema multinodal, se han detectado dos posibles focos de error: existencia de variaciones de patrón de energía tanto inter, como intra etapa. Estas variaciones podrían acarrear errores de representación, al ocultar o exacerbar efectos sobre el sistema. Dichos efectos podrían exacerbarse en presencia de generación eólica. Lamentablemente, la sofisticación del paradigma de modelación para sistemas multinodales, acarrea la necesidad de un mayor volumen de información, que en sí mismo, acarrea problemas logísticos, sobre todo en el ámbito de las proyecciones futuras.

De esta manera, como trabajo futuro, se recomiendan los siguientes tópicos:

- Cuantificación de los errores de representación asociados al paradigma regular de representación de demanda en barras, en situaciones con y sin generación eólica (considerando la modelación de parques eólicos a través de los esquemas utilizados para centrales de pasada, presentados en este trabajo).
- Propuesta metodológica para la solución de los problemas encontrados en el proceso de cuantificación de errores, considerando todos los problemas de disponibilidad asociados con los datos adicionales necesarios para la implementación de soluciones locales.

A medida que pasa el tiempo, la estadística de viento disponible en Chile va mejorando, lo que puede facilitar los estudios relacionados con este tipo de tópicos.

7.2.4. Sobre el manejo de la incertidumbre eólica

Al igual que el recurso hidrológico, el precio de los combustibles y la demanda eléctrica, el recurso eólico presenta incertidumbre en su disponibilidad (en el caso de la demanda se habla de error de predicción) de largo plazo. Sobre esta incertidumbre, se realizó una revisión bibliográfica (sección 4.5) del caso eólico en Suecia y se logró establecer lo siguiente:

- En primer lugar, se revisó si dicha incertidumbre amerita consideraciones como la asociada a la hidrología y efectivamente, la evidencia bibliográfica asegura que la variabilidad del energético eólico se encuentra alrededor del 13% anual, comparable con el 25% asociado a la variabilidad del energético hidráulico en el caso chileno. Se concluye entonces que la incertidumbre de largo plazo asociada al recurso eólico debe ser considerada en los estudios de CHT, a pesar de que en Chile no se cuenta con la estadística suficiente para establecer una comparación de este estilo [24].
- Por otro lado, se revisó si existe una correlación entre el fenómeno eólico y el fenómeno hidrológico. Una vez más, la respuesta es positiva, encontrándose una marcada correlación entre hidrología y *eología* (resultado bastante lógico, dado que ambos fenómenos están asociados a un mismo clima), alcanzando valores de correlación cercanos a 0.44 (coeficiente de pearson). Esto implicaría que un año seco en hidrología, debería calzar con un año de baja energía eólica. Asumiendo entonces que en Chile sucederá algo similar, se concluye que hidrología y *eología* estarán correlacionadas, situación que debe considerarse en estudios de CHT [24].

Adicionalmente, en este trabajo, se propone la modelación de parques eólicos a través de los modelos utilizados para centrales de pasada (ya sean de pasada pura y de pasada con estanques),

por lo que se sugiere integrar la incertidumbre eólica en estudios de CHT exactamente de la misma manera que se incluye la incertidumbre hidráulica, dado que los perfiles de viento serán tratados de la misma manera que los afluentes de las centrales hidráulicas.

Por último, el manejo de la incertidumbre asociada a recursos hídricos no es un tema cerrado a nivel mundial. Al considerar el recurso eólico como un afluente más, la incertidumbre eólica ingresa inmediatamente a todas las discusiones asociadas con la hidrología. Como trabajo futuro, se propone no sólo la cuantificación de relevancia y correlación con respecto a la hidrología para el caso chileno (cuando se disponga de la estadística), sino que también se sugiere el aprovechamiento de todas las discusiones relacionadas con el tema. Ya sea con la implementación de modelos basados en procesos estocásticos, como los tratamientos estadísticos que actualmente se desarrollan a nivel mundial.

7.3. Comentarios finales

De acuerdo al trabajo realizado, se puede concluir lo siguiente con respecto a los objetivos planteados para este trabajo de tesis:

- Se logró identificar deficiencias en esquema de modelación convencional de coordinación hidrotérmica de mediano/largo plazo, frente a generación eólica. Un ejemplo corresponde a las diferencias operacionales que habrán con respecto al patrón de empuntamiento de una central de pasada con estanque en presencia de generación eólica cercana. Otro ejemplo corresponde al modelo de representación en bloques por barra en un sistema multinodal.
- Se logró satisfactoriamente revisar y proponer alternativas de modelación novedosas, que permiten internalizar adecuadamente la generación eólica en estudios de planificación de la operación de mediano/largo plazo. Se hacen tres propuestas metodológicas para temas asociados a la generación eólica en estudios de CHT. Propuestas que son validadas satisfactoriamente.
- Finalmente, se entrega el desarrollo completo de distintos estudios de CHT de mediano/largo plazo, realizados con la herramienta SEEDS v2.0. de DeepEdit.

8. Bibliografía

Libros, capítulos de libros y manuales oficiales

- [1]. W. Brokering, R. Palma & L. Vargas, *Nom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, 1ra edición. Naucalpán de Juárez, México: Prentice Hall, 2008.
- [2]. B. Wollenberg & A. Wood, *Power Generation, Operation, and Control*. 2nd Edition, John Wiley and Sons INC. New York, USA. 1996.
- [3]. PSRI, *SDDP Model – Methodology manual v.7.1*. Brasil. 2002.
- [4]. G. Box, G. Jenkins, *Time Series Analysis*, 3rd Edition, Prentice Hall, 1994.
- [5]. T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. 1st Edition. John Wiley & Sons Ltd. Wiltshire, USA. 2005.
- [6]. V. Nelson, *Wind Energy – Renewable energy & environment*. 1st edition. CRC Press, Taylor & Francis Group. Boca Raton, Florida, USA. 2009.
- [7]. M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese, *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment*. 1st Edition, Springer-Verlag Berlin Heidelberg. Berlin, Germany. 2007.
- [8]. T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins & E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 1st Edition. John Wiley & Sons Ltd. Chichester, England. 2001.
- [9]. M. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, 1st Edition. CRC Press. Boca Raton, Florida, USA. 1999.
- [10]. V. Quaschnig, *Understanding renewable energy systems*. 1st Edition. Earthscan. London, UK. 2005.
- [11]. R. Billinton & R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2nd Edition. Plenum Press. New York, USA. 1996.
- [12]. S. Hunt, *Making competition work in electricity*. 1st Edition, John Wiley & Sons Inc. New York, USA. 2002

Publicaciones en revistas, presentaciones en congresos

- [13]. J. Carvacho, C. Troncoso, R. Torres, J. Cotos, K. Watt & R. Palma, “Requerimiento de Adaptación de Coordinación Hidrotérmica frente a penetración de parques eólicos” presentado en el 8^o Congreso Latinoamericano en Generación y Transmisión de Electricidad – CLAGTEE 2009, Ubatuba, Brasil. Octubre 2009.
- [14]. M. Ahlstrom, L. Jones, R. Zavadil & W. Grant. “The future of wind forecasting and utility operations”. *Power and Energy Magazine*, IEEE, 2005. 3(6), 57-64.
- [15]. H. Siahkali & M. Vakilian, “Integrating large scale wind farms in fuzzy midterm unit commitment using PSO”, 5th International Conference on European Electricity Market, 2008. EEM, 2008.
- [16]. E. Gil, J. Bustos & H. Rudnick, “Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm”, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 18, No. 4, November, 2003.
- [17]. M. Pereira, N. Campodónico & R. Kelman, “Long-term hydro scheduling based on stochastic models”, *Proceedings of EPSOM 98*, Zurich. September, 1998.

- [18]. N.Arvanitidis & J.Rosing, "Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1970.
- [19]. V.Sherkat, R.Campo, K.Moslehi & E.O.Lo, "Stochastic long-term hydrothermal optimization for a multi-reservoir system", IEEE Winter Power Meeting, New York, 1985
- [20]. T. Aouam & Z. Yu, "Multistage stochastic hydrothermal scheduling", IEEE International Conference on [Electro/Information Technology, 2008. EIT 2008.](#)
- [21]. A. Galetovic & C. Muñoz, "Energías renovables no convencionales: ¿cuánto nos van a costar?". Centro de estudios públicos. Santiago, Chile. Agosto 2008, p 13. [Online]. Disponible: <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2907980>
- [22]. M. Pereira & L. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", Mathematical Programming 52 (1991) 359-375.
- [23]. E. Petersen, N. Mortensen, L. landberg, J. Højstrup & H. Frank, "Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models", Department of wind energy and atmospheric physics, Risø National Laboratory. Roskilde, Denmark. 1998.
- [24]. L. Søder, "Wind energy impact on the energy reliability of a hydro-thermal power system in a deregulated market". Royal Institute of Technology, Sweden. 13th PSCC in Trondheim, June 28 – July 2, 1999.
- [25]. J. Matevosyan, "Wind measurement and data analysis". EG2040 Wind Power Systems course. Kungliga Tekniska Högskolan (Royal Institute of Technology of Sweden), 11 – 12 May. Berlin, Germany.
- [26]. K. Elkington, "Power generator technologies for wind turbine applications". EG2040 Wind Power Systems course. Kungliga Tekniska Högskolan (Royal Institute of Technology of Sweden), 11 – 12 May. Berlin, Germany.
- [27]. N. Borregard, A. Dufey, V. Martínez, J. Medina, J. Molina & H. Rudnick, "Metodología para la preparación y evaluación de escenarios eléctricos", Seminario: Matriz energética 2010-2030, *Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile*. Santiago, 5 de Junio de 2009.
- [28]. C. Ensslin, "Statistical behaviour of wind power feed-in & wind power capacity credit". GTZ – TERNA Wind energy and development dialogue. Expert workshop *Grid Integration of Wind Energy*. Berlin, Germany. October 08 – 10, 2007.
- [29]. E. Castronuovo & J Peças Lopes, "Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant", *Electrical Power and Energy Systems* 26 (2004) 771-778.
- [30]. E. Castronuovo & J Peças Lopes, "On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No 3. August 2004.

Memorias, tesis y trabajos de título

- [31]. R. A. Torres, "Modelo de Coordinación Hidrotérmica Multinodal y Multiembalse para Sistemas Eléctricos Longitudinales en el Mediano Plazo". Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, mención: Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile. Santiago, Chile, 2006.
- [32]. J. E. Muñoz, "Modelo de Representación de la Demanda por Bloques para la Planificación de la Transmisión". Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. Santiago, Chile, 2007.
- [33]. E. S. Palacios, "Modelo para manejo de la Incertidumbre Hidrológica en la Planificación de la Operación del SIC". Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. Santiago, Chile, 2004.

- [34]. C. A. Troncoso, "Herramienta Docente para estudios de Coordinación Hidrotérmica". Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, mención: Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile (Tesis en proceso de publicación).
- [35]. P. Rosas, "Dynamic influences of wind power on the power system". Thesis submitted to Ørsted Institute, in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy, section of Electric Power Engineering, Technical University of Denmark. Risø, Denmark, 2003.

Reportes online, estadísticas públicas y sitios web

- [36]. World Wind Energy Association WWEA, "World Wind Energy Report 2008", Bonn – Germany. Feb, 2009. [Online]. Disponible: http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf
- [37]. Global Wind Energy Council GWEC, "Global wind energy markets continue to boom – 2006 another record year", Press Release. Brussels - Belgium. Feb, 2007. [Online]. Disponible: http://www.gwec.net/uploads/media/07-02_PR_Global_Statistics_2006.pdf
- [38]. The European Wind Energy Association EWEA, "Wind Power Installed in Europe by end of 2006 (cumulative)". [Online]. Disponible: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/070129_Wind_map_2006.pdf
- [39]. Mapa del Sistema Interconectado Central (cdec-sic). [Online]. Disponible: https://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/documentos/mapa_sic.pdf
- [40]. M. Milligan, "Modeling utility-scale wind power plants. Part 2: Capacity Credit". Technical Report. National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado, US. 2002.
- [41]. ILEX Energy Consulting. "Quantifying the system costs of additional renewables in 2020". A report to the UK Department of Trade & Industry. October, 2002. [Online]. Disponible: <http://www2.dti.gov.uk/energy/developpe/>
- [42]. Danish Wind Industry Association, www.windpower.org
- [43]. The Encyclopedia of Alternative Energy and Sustainable Living, <http://www.daviddarling.info/encyclopedia/AEmain.html>
- [44]. Kyoto in the home, <http://www.kyotoinhome.info/UK/wind/installation.htm>
- [45]. Estadísticas de Operación Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (cdec-sic). [Online]. Disponible: www.cdec-sic.cl
- [46]. Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, "Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y el Maule". Informe preeliminar (actualizado). Santiago, Chile. Agosto 2009. [Online]. Disponible: http://www.cne.cl/cnewwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/eolica.html
- [47]. Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, "Fijación de precios de nudo, Abril 2009, Sistema Interconectado Central (SIC)" Informe técnico definitivo. Santiago, Chile. Abril 2009. [Online]. Disponible: http://www.cne.cl/cnewwww/opencms/07_Tarifacion/01_Electricidad/Otros/Precios_nudo/otros_precios_de_nudo/precios_de_nudo.html
- [48]. B. Balasko, J. Abonyi & B. Feil, "Fuzzy clustering and data analysis toolbox, for use in Matlab". Manual de toolbox de Matlab. Abril, 2005. [Online]. Disponible: <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/7473-clustering-and-data-analysis-toolbox>
- [49]. Vestas Mediterranean, Catálogo V90-2MW. [Online]. Disponible: <http://www.vestas.com>
- [50]. Enercon Wind Turbines, Product Overview. [Online]. Disponible:

<http://www.4energia.ee/files/File/Enclosure%201.1%20Product%20overview.pdf>

9. Anexos

9.1. Anexo I: Validación del modelo equivalente de centrales térmicas

En el modelo de pruebas, se utilizan 5 centrales térmicas que corresponden a centrales equivalentes que representan el comportamiento del sistema térmico original, compuesto por 77 centrales térmicas. Estas centrales se obtienen a través de un procedimiento de clustering, donde se agrupan los costos de las centrales térmicas originales en 5 clases, a través del algoritmo *k-medoid*. En este anexo se valida la representatividad de las centrales equivalentes con respecto a las centrales originales.

Para esta validación, se simulan en igualdad de condiciones las operaciones horarias de cada una de las centrales equivalentes con respecto al grupo de centrales originales que representan y la operación del sistema equivalente completo, con respecto al sistema térmico original completo. Esto produce entonces, 6 comparaciones distintas, 1 para cada central térmica equivalente (5) y 1 para el sistema completo. El sistema en cada caso consiste sólo en las centrales térmicas asociadas a dicha prueba. No hay influencia de otro tipo de centrales en esta validación. Las condiciones de la prueba de validación se presentan en la Tabla 9.1-1.

Tabla 9.1-1 – Detalles validación modelo equivalente de centrales térmicas

Ítem	Valor	Unidad
Definición Etapas CHT		
N° Etapas	168	
Duración de etapa	1	Hr
N° de bloques por etapa	1	
Generación eólica		
Modelo integración	Ninguno	
Detalle hidrológico		
N° de hidrologías	Ninguna	
Tipo de hidrología	-	
Volumen inicial embalses	-	
Volumen final embalses	-	
Modelo estanques	Ninguno	
Considera Up-Powering?	Ninguno	

Como resultado, se presentan gráficamente la generación cronológica de potencia y la potencia no servida a lo largo del horizonte, considerando el modelo original y el modelo equivalente. Se evalúa el ECM asociado a cada representación con respecto a la operación real que corresponda. Los valores de ECM se presentan en la Tabla 9.1-2 y las comparaciones gráficas en la Figura 9.1-1.

Tabla 9.1-2 – Valores ECM validación modelo de centrales térmicas

Central	ECM Pgen	ECM PNS
Termo_140	2.18	2.18
Termo_69	0	0
Termo_142	0.67	0.67
Termo_25	0.076	0.076
Termo_91	0	0
Todas	0.47	0.47

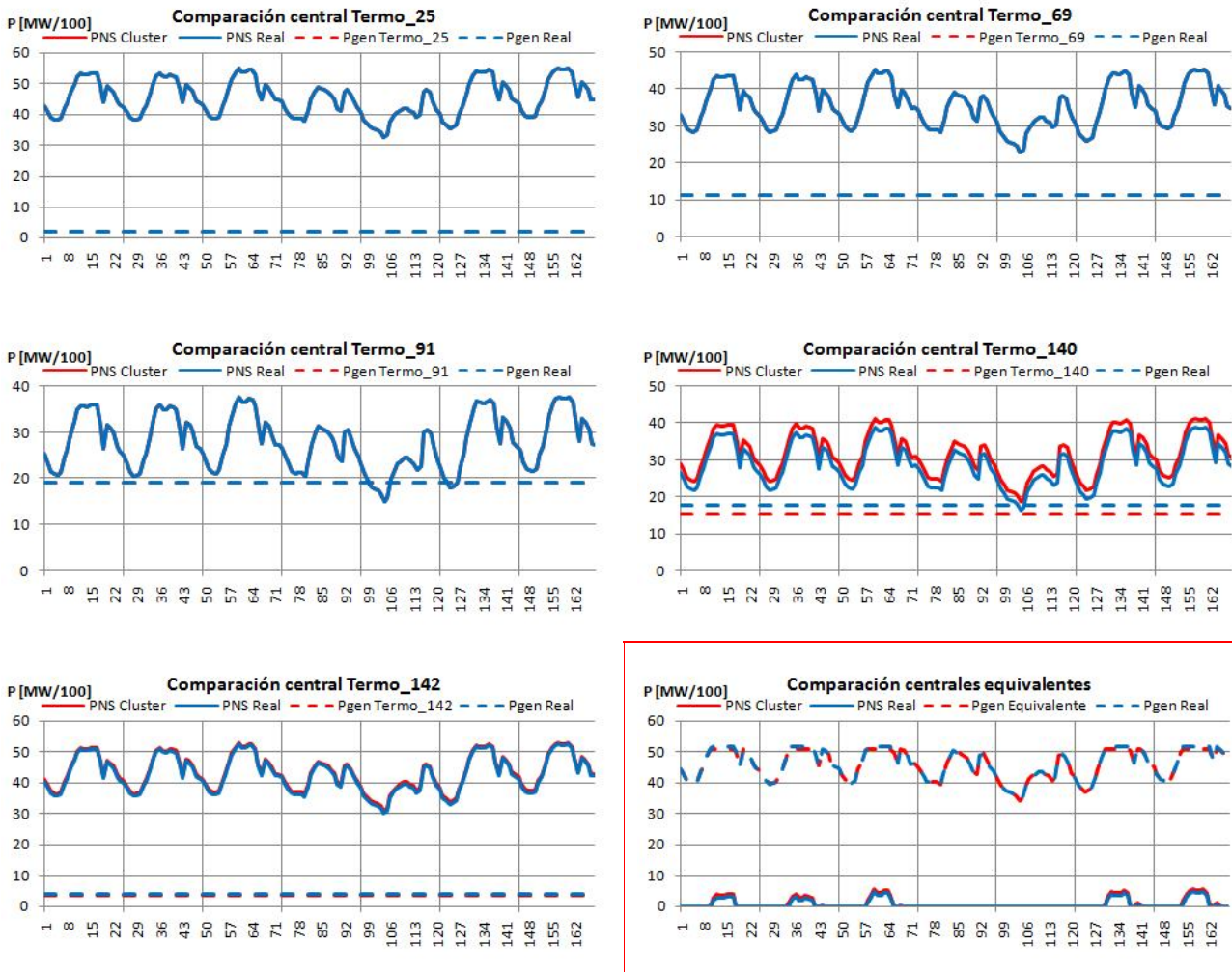


Figura 9.1-1 – Comparación gráfica validación modelo de centrales térmicas

De acuerdo a los resultados obtenidos, el modelo de centrales térmicas equivalentes utilizado representa apropiadamente la operación del parque térmico original. Esto se puede comprobar a través de los errores cuadráticos medios, que representan índices de cercanía muy bajos (menores al 1% en promedio), lo que significa que no se comete un error relevante al utilizar el modelo equivalente propuesto.