



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

REVISIÓN DE LOS MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE  
SERVICIOS COMPLEMENTARIOS ANTE ALTA PENETRACIÓN  
DE ENERGÍA RENOVABLE DE FUENTE VARIABLE EN EL  
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL  
ELÉCTRICA

AMANDA PAZ VALENZUELA SILVA

PROFESOR GUÍA:  
IVÁN HERNÁN CABRERA PAVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO A. MORENO VIEYRA  
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE  
2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE: Ingeniera Civil Eléctrica.  
POR: Amanda Paz Valenzuela Silva  
FECHA: 22/01/2018  
PROFESOR GUÍA: Iván Cabrera Pavez

## REVISIÓN DE LOS MECANISMOS DE REMUNERACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS ANTE ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE DE FUENTE VARIABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

Dada la participación creciente en el sistema eléctrico de las Energías Renovables de Fuente Variable, tales como la energía solar y eólica, que ha sido observada en los últimos años y que se espera para los años siguientes, se observa la aparición de nuevos desafíos para el operador del sistema relacionados con la seguridad y confiabilidad del sistema. Para apoyar los balances entre energía producida y demandada en tiempo real el operador del sistema utiliza los Servicios Complementarios que hayan sido previamente pactados. Dada la importancia de estos servicios para el sistema es de gran relevancia que sean remunerados de forma adecuada para así compensar a las unidades que dejan sus recursos a servicios del operador.

En este trabajo, se identifican una serie de aspectos a mejorar en la regulación chilena de acuerdo con el contexto planteado. Estos aspectos son enmarcados en propuestas regulatorias cuyo objetivo es perfeccionar el modelo eléctrico chileno existente sin realizar cambios sustanciales, de manera de mantenerse bajo el esquema de despacho centralizado con costos auditados que es característica del sistema chileno. Además, se realiza una verificación de que los cambios propuestos presenten cualidades genéricas preferibles para caracterizar un esquema de tarificación determinado en sectores regulados.

Como primera parte se realiza una revisión internacional de los mercados de Italia, Bélgica, PJM y Australia; donde son reconocidos aspectos destacables y en común bajo lo cual se conforman lineamientos a seguir para llegar a una situación donde las falencias identificadas sean mejoradas. Como segunda parte son planteadas las propuestas regulatorias y finalmente estas son ilustradas en un ejemplo donde es utilizada una modelación del sistema eléctrico al año 2021 en PLP y PCP.

Las propuestas realizadas en este trabajo establecen que exista un diseño adecuado de los distintos productos a remunerar en el sistema eléctrico chileno, de manera tal que exista una delimitación clara entre lo que corresponde al despacho diario de la energía y lo que respecta a la entrega de servicios de control de frecuencia, en cuanto a precio y cantidad. Como propuesta de implementación de lo anterior, se destaca la co-optimización de la energía en conjunto con las reservas basada en costos auditados, lo que garantiza la obtención del precio real de cada uno de estos productos como resultado del problema de optimización. Además, se plantea la idea de penalizaciones al desvío como mecanismo de mejora a los pronósticos de energía para el día siguiente y, que por otro lado, los desbalances de energía producidos no sean cobrados a la demanda en su totalidad.

## Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a mi familia por el cariño y apoyo que me han brindado durante toda mi vida, alentándome siempre a seguir mis sueños y muchas veces dándome las facilidades para lograrlo. En especial a mi papá, Patricio Valenzuela, por animarme a elegir esta carrera y mostrarme lo mucho que se puede lograr cuando uno se lo propone; y a mi mamá, Mónica Silva, por promover que hiciera diversas actividades desde pequeña que me ayudaron a desarrollar habilidades y características que ahora son propias de mi persona, por acompañarme siempre que lo necesité y favorecerme cuando tuviera que mantener largas sesiones de estudio y trabajo.

En segundo lugar, quisiera agradecer la buena disposición de la Gerencia de Mercados de Colbún mientras me encontraba haciendo esta memoria. En especial a Daniela Soler, por ayudarme con los casos de estudio y darme el tiempo de explicarme cualquier duda que tuviese, a José Rosales, Felipe Cofré y Carlos Vergara por tener la paciencia de ayudarme con los problemas que se me presentaban durante las simulaciones y a José Miguel Vera por darme el espacio de responder mis dudas y guiarme en el principio del trabajo. Además, me gustaría agradecer a Juan Araya, que sin su ayuda las simulaciones no habrían sido tan expeditas.

Quisiera también agradecer a los miembros de mi comisión por su buena disposición a atenderme para resolver las dudas, en especial a mi profesor guía, Iván Cabrera, por su ayuda, dedicación y sus consejos.

Finalmente, quisiera agradecer a mi pololo, Julio Muñoz, por acompañarme durante esta larga carrera, por ayudarme a calmar el estrés haciéndome reír con todas sus bromas, por soportarme y apoyarme con todas mis ocurrencias.

# Tabla de contenido

1. Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos .....	2
1.2.1 Objetivos Generales.....	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Alcances .....	2
1.4 Metodología de trabajo .....	3
2. Antecedentes.....	5
2.1 Seguridad de suministro en los Sistemas Eléctricos de Potencia .....	5
2.1.1 Los Servicios Complementarios (SSCC).....	5
2.1.2 Servicios Complementarios según los requerimientos de los sistemas eléctricos de potencia .....	6
2.2 Integración de Energías Renovables de Fuente Variable en los sistemas eléctricos .....	8
2.2.1 Incorporación de Energías renovables en Chile.....	11
2.3 Impacto de las Energías Renovables de Fuente Variable en la seguridad del sistema ...	11
2.3.1 Efectos generales: Problemas de Corto plazo.....	12
2.3.2 Impacto ERFV en Chile: Estudio de Flexibilidad [6].....	13
2.4 Revisión Internacional .....	18
2.4.1 Estados Unidos, PJM.....	19
2.4.2 Italia .....	24
2.4.3 Bélgica [12].....	30
2.4.4 Australia.....	32
2.5 Contexto Chileno: Situación Actual .....	37

2.5.1	Mercado Eléctrico Chileno .....	37
2.5.2	Servicios Complementarios en Chile: Situación Actual.....	37
2.5.3	Determinación y obtención de reservas .....	40
3.	Metodología y Casos de Estudio .....	42
3.1	Propuesta General.....	42
3.2	Modelos.....	43
3.2.1	Modelos de pre-despacho: PLP y PCP .....	43
3.2.2	Modelo de despacho en tiempo real .....	45
3.3	Casos de estudio .....	46
3.3.1	Datos de entrada para los modelos y supuestos .....	46
4.	Desafíos en Chile e identificación de lineamientos fundamentales para las propuestas .....	50
4.1	Desafíos identificados .....	50
4.2	Elementos comunes de los mercados internacionales .....	51
4.3	Situación objetivo .....	55
4.3.1	Descripción de la situación objetivo.....	55
4.3.2	Ejemplificación de la situación objetivo.....	56
5.	Propuestas a partir de lineamientos identificados.....	60
5.1	Contextualización de las propuestas .....	60
5.2	Propuestas.....	61
5.2.1	Obtención de los Servicios Complementarios a mínimo costo mediante una co-optimización de la energía y las reservas.....	61
5.2.2	Existencia de un diseño adecuado de productos a remunerar .....	63
5.2.3	Resultado de cada instancia de mercado vinculante y la posibilidad de penalizaciones al desvío.....	63
5.2.4	Diversificar los tipos de tecnologías que entregan servicios, subastas como espacio para nuevos servicios .....	65

6.	Resultados y análisis del caso de estudio .....	66
6.1	Programación del día antes .....	66
6.1.1	Hidrología Seca .....	66
6.1.2	Hidrología Húmeda .....	68
6.2	Activación de reservas en tiempo real .....	70
6.2.1	Hidrología Seca .....	71
6.2.2	Hidrología Húmeda .....	73
6.3	Marco operacional .....	74
7.	Conclusiones.....	76
7.1	Conclusiones generales .....	76
7.2	Trabajo Futuro .....	77
8.	Bibliografía.....	78

## Índice de Figuras

Figura 1.1:	Metodología de trabajo.....	4
Figura 2.1:	Respuesta en frecuencia frente a perturbaciones y activación de los CPF y CSF. Fuente: [2].....	8
Figura 2.2:	Capacidad instalada global acumulada e incremento anual de energía eólica. Fuente: REN21 Renewables 2017 Global Status Report .....	10
Figura 2.3:	Capacidad global e incremento anual de energía solar fotovoltaica. Fuente: REN21 Renewables 2017 Global Status Report .....	10
Figura 2.4:	Capacidad instalada sistema eléctrico chileno. Fuente: [4].....	11
Figura 2.5:	Impacto de las energías renovables: Problemas de corto plazo. Fuente: Elaboración propia.....	12
Figura 2.6:	Curva del pato del estudio de flexibilidad del CAISO. Fuente: “What the duck curve tell us about managing a green grid” en [5] .....	13
Figura 2.7:	Cantidad de partidas anuales máximas y promedio de las unidades de hidro-embalse .....	14

Figura 2.8: Cantidad de partidas anuales máxima y promedio de las unidades de Carbón (izquierda) y GNL (derecha) del Sistema Eléctrico Nacional.....	15
Figura 2.9: Cantidad de horas de ramping para las unidades a carbón para las horas del año.....	16
Figura 2.10: Cantidad de horas de ramping para las unidades a GNL para las horas del año .....	17
Figura 2.11: Cantidad de horas de ramping para las unidades hidráulicas de embalse para las horas del año .....	17
Figura 2.12: Caracterización de la demanda para un día de verano. Fuente: Estudio Flexibilidad CDEC SING 2016 [6].....	18
Figura 2.13: Ubicación del sistema PJM, EEUU. Fuente: www.pjm.com .....	19
Figura 2.14: Ejemplo de operación PJM, 3 de Agosto 2017 3:00 pm .....	20
Figura 2.15: Línea de tiempo de la operación del Mercado de Energía. Fuente: Elaboración propia .....	21
Figura 2.16: Esquema de funcionamiento del mercado de Regulación .....	22
Figura 2.17: Obtención precio de despeje Regulation Market. Elaboración propia .....	23
Figura 2.18: Mapa del Sistema Eléctrico Italiano. Fuente: [9].....	25
Figura 2.19: Generación neta Enero 2016. Fuente: Entsoe [10] .....	26
Figura 2.20: Estructura mercado eléctrico Italiano. Fuente: Elaboración propia basado en [11] .....	26
Figura 2.21: Línea de tiempo del Mercado Intradía italiano. Elaboración propia .....	27
Figura 2.22: Línea de tiempo mercado ex-ante MSD. Fuente: Elaboración propia .....	28
Figura 2.23: Sistema eléctrico Belga .....	30
Figura 2.24: Capacidad instalada NEM .....	32
Figura 2.25: Sistema Eléctrico y de gas de Australia. Fuente: AEMO.com.au .....	33
Figura 3.1: Metodología de casos de estudio .....	43
Figura 3.2: Matriz energética Sistema Eléctrico Nacional utilizada .....	47
Figura 4.1: Estructura común identificada entre los mercados internacionales. Fuente: Elaboración propia .....	51
Figura 4.2: Categorías de los SSCC identificadas .....	53

Figura 4.3: Resumen de características deseables en la situación objetivo. Fuente: Elaboración propia .....	56
Figura 4.4: Disponibilidad de la central eólica entregada al Mercado Day Ahead .....	57
Figura 4.5: Ilustración del predespacho. Cada barra representa si se encuentra o no despachada .....	58
Figura 4.6: Ilustración del re-despacho. Cada barra representa si se encuentra o no despachada .....	58
Figura 4.7: Modificación al perfil eólico introducido en el despacho. En azul la programación del día antes. En Rojo la reprogramación introducida en la hora 10 del mismo día del despacho. En Verde la estimación del pronóstico luego del cambio de corto plazo.....	59
Figura 5.1: Metodología para la obtención de los SSCC a mínimo costo. Elaboración propia. ...	63
Figura 6.1: Pre-despacho para el día 7 de enero. Hidrología seca.....	67
Figura 6.2: Participación por tecnología en el pre-despacho del día 7 de Enero para una Hidrología Seca .....	67
Figura 6.3: Pre-despacho para el día 7 de Enero. Hidrología Húmeda.....	69
Figura 6.4: Participación en el pre-despacho por tecnología. Hidrología Húmeda.....	69
Figura B.1: Generación por tecnología para el día 7 de enero. Hidrología Seca. ....	89
Figura B.2: Generación por tecnología para el día 7 de Enero. Hidrología Húmeda. ....	93



# Índice de Tablas

Tabla 2.1: Resumen Sistema PJM .....	23
Tabla 2.2: Resumen sistema eléctrico Italiano .....	29
Tabla 2.3: Resumen del mercado australiano .....	36
Tabla 3.1: Proyección de la demanda energética.....	46
Tabla 3.2: Detalle de capacidad instalada por tecnología .....	47
Tabla 3.3: Proyección de precios de combustibles utilizada .....	48
Tabla 3.4: Unidades con capacidad de reserva.....	49
Tabla 4.1: Cuadro comparativo entre métodos internacionales para manejar errores de pronóstico .....	53
Tabla 4.2: Comparación entre las remuneraciones de los SSCC de PJM, Europa y Australia. ....	54
Tabla 6.1: Resultado del despacho para centrales con capacidad de reserva. La energía despachada es representada por “E” y la reserva por “R”. Hidrología Seca .....	68
Tabla 6.2: Resultado del despacho para centrales con capacidad de reserva. La energía despachada es representada por “E” y la reserva por “R”. Hidrología Húmeda.....	70
Tabla 6.3: Orden de mérito para activación de reservas según hidrología .....	71
Tabla 6.4: Activación de Reservas por orden de mérito. Hidrología Seca .....	71
Tabla 6.5: Ingresos de las centrales eólicas recibidos por la programación del día antes y cobro por las desviaciones en tiempo real junto con el porcentaje que representan los costos con respecto a los ingresos, según las horas del día y las variaciones eólicas en tiempo real. Hidrología Seca. ....	72
Tabla 6.6: Activación de las reservas por orden de mérito. Hidrología Húmeda.....	73
Tabla 6.7: Ingresos de las centrales eólicas recibidos por la programación del día antes y cobro por las desviaciones en tiempo real junto con el porcentaje que representan los costos con respecto a los ingresos, según las horas del día y las variaciones eólicas en tiempo real. Hidrología húmeda. ....	74
Tabla A.1: Datos de las centrales a Carbón.....	82
Tabla A.2: Datos de las centrales a GNL .....	83
Tabla A.3: Datos de las centrales a diesel.....	83

Tabla A.4: Datos de las centrales a fuel oil.....	86
Tabla A.5: Datos de las centrales en base a otros combustibles, tales como biomasa, geotermia, etc .....	86
Tabla B.6: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas para el pre-despacho del día 7 de Enero de 2021 entre las 1 y las 12 horas. Hidrología Húmeda.. .....	93
Tabla B.7: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas para el pre-despacho del día 7 de Enero de 2021 entre las 13 y las 24 horas. Hidrología Húmeda. .....	94
Tabla B.8: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas, utilizados para representar el despacho en tiempo real del día 7 de Enero de 2021 entre las 1 y las 12 horas. Hidrología Húmeda.....	95
Tabla B.9: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas, utilizados para representar el despacho en tiempo real del día 7 de Enero de 2021 entre las 12 y las 24 horas. Hidrología Húmeda.....	95

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Motivación

En los últimos años, debido a un cambio en las políticas públicas donde se fomenta la reducción de la emisión de los gases de efecto invernadero, y producto de la importante disminución de los costos de inversión de Energías Renovables de fuente variable, se ha observado un gran aumento de proyectos relacionados con este tipo de tecnologías, tales como la Energía Solar Fotovoltaica y la Energía Eólica, que por la naturaleza de su fuente primaria de energía presentan un comportamiento muy distinto al de los generadores síncronos tradicionales. Es así como, para cuando entren en vigencia los nuevos procesos de licitación en el año 2021, se espera que se incorpore un importante porcentaje de estas tecnologías en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, lo que significaría la aparición de nuevos desafíos que permitan mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio en el sistema, relacionados con los conceptos de variabilidad de estas tecnologías.

Para mantener niveles adecuados de seguridad en el sistema eléctrico, el Operador del Sistema debe tener a su alcance los recursos apropiados que complementen el despacho de las unidades de generación, como lo son los Servicios Complementarios (SSCC), por lo cual debiese existir una remuneración idónea para que se fomente la inversión y la prestación de estos servicios. Es así como en diversos países, principalmente europeos, se ha resuelto parcialmente este problema incorporando un mercado de Servicios Complementarios, donde gracias a la libre competencia se ha logrado generar incentivos para la participación de centrales de tecnologías que presentan alta flexibilidad, como lo son las centrales hidráulicas de embalse y las térmicas a gas.

Dado lo anterior, es relevante revisar la situación actual de los Servicios Complementarios en Chile, determinando las posibles falencias que podrían encontrarse en cuanto a la regulación actual, para así enfrentar de mejor manera en el futuro los cambios de paradigma esperados.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivos Generales

El objetivo de este trabajo es efectuar una revisión completa de los servicios complementarios en Chile, a modo de evaluar su idoneidad para abordar el desafío antes mencionado, junto con proponer posibles modificaciones que permitan una remuneración óptima de todos los recursos orientados a mantener niveles adecuados de seguridad, calidad de servicio y operación a mínimo costo. Finalmente, se analizarán algunos casos particulares de operación entre los años 2021 y 2030, de manera tal de cuantificar económicamente los análisis previamente concluidos.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos se plantean los siguientes puntos:

1. Realizar una revisión internacional de los mercados eléctricos junto con la remuneración y los tipos de Servicios Complementarios en diversos sistemas eléctricos a modo de identificar las posibles soluciones a la problemática identificada que ya se hayan implementado.
2. Realizar una comparación entre los marcos regulatorios relacionados con los Servicios Complementarios entre Chile y los países explorados en la parte anterior.
3. Identificar posibles desafíos en la regulación actual chilena en cuanto a la definición de Servicios Complementarios y otros aspectos de relevancia.
4. Proponer soluciones para cambiar o complementar las falencias identificadas.
5. Simular una proyección del Sistema Eléctrico Nacional al año 2021 sobre la cual se realice una ejemplificación de las propuestas.

## 1.3 Alcances

El enfoque principal de este trabajo es realizar un análisis de índole económico, obteniendo los márgenes operacionales del sistema frente a los cambios regulatorios propuestos. No se entrará en detalles de tipo técnicos, como la dinámica del sistema o estudios de falla.

Las propuestas como producto de este trabajo se encuentran enmarcadas dentro de la normativa vigente, de manera tal que no sean requeridos cambios sustanciales para su implementación. De esta manera se trabaja bajo el contexto de que en Chile es realizado un modelo de despacho centralizado con costos auditados.

La metodología planteada contempla el uso del Modelo de Planificación de Corto Plazo (PCP) y Modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP) para efectuar la proyección de la operación del sistema y los efectos de las propuestas planteadas en un período particular del año 2021.

## 1.4 Metodología de trabajo

Para lograr el objetivo de realizar una propuesta de posibles modificaciones que permita la remuneración óptima de todos los recursos, operación a mínimo costo y que esté orientada a mantener niveles adecuados de seguridad y calidad de servicio; se siguieron las etapas explicadas a continuación:

**Revisión Bibliográfica:** En esta etapa se recopiló información sobre los sectores eléctricos de países europeos, junto con Estados Unidos y Australia de modo de investigar la estructura y funcionamiento de los Mercados de Energía y de Servicios Complementarios para poder identificar cómo han resuelto las problemáticas ocasionadas por las Fuentes de Energía Variables descritas en la sección de Antecedentes. Además, se realizó una investigación sobre el reglamento chileno, de modo de poder comparar la situación actual del Sistema Eléctrico.

**Desafíos en Chile e identificación de lineamientos fundamentales para las propuestas:** Dada la revisión internacional de la etapa anterior, se realizó una recopilación de los elementos en común identificados que caracterizan tanto a los Mercados de Energía como a los Mercados de los Servicios Complementarios. A partir de esto, se confecciona una “situación deseable” a la que se quisiera llegar dados los desafíos identificados en Chile.

**Creación de propuestas a partir de los lineamientos identificados:** En esta etapa se enmarcan las propuestas estableciendo bajo qué criterios estas son realizadas y luego estas son planteadas y descritas.

**Caso de estudio:** En esta etapa se realiza una ejemplificación de las propuestas aplicadas sobre un modelo del sistema eléctrico chileno al año 2021. Para esto se confeccionan casos de estudio en el modelo PLP, PCP y se realiza una simulación en tiempo real según se describe en la Sección 3.

En la Figura 1.1 se observa el diagrama metodológico general del presente trabajo.

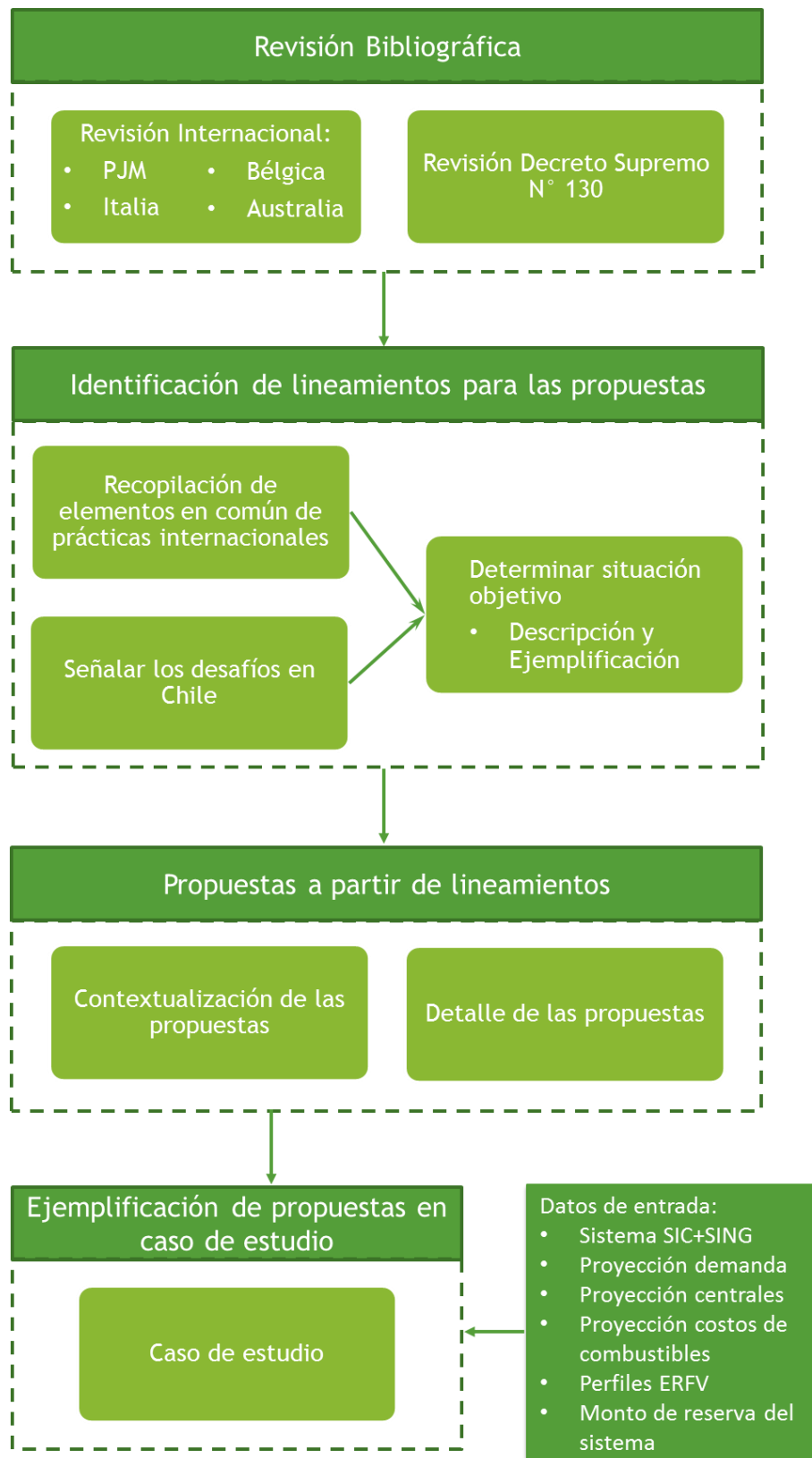


Figura 1.1: Metodología de trabajo

# Capítulo 2

## Antecedentes

### 2.1 Seguridad de suministro en los Sistemas Eléctricos de Potencia

#### 2.1.1 Los Servicios Complementarios (SSCC)

Un Sistema Eléctrico de Potencia corresponde al conjunto de instalaciones que permiten la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, cuya función principal es suplir la demanda energética. Sin embargo, el cumplimiento de esta función se encuentra limitado tanto por características técnicas propias del sistema, como por condiciones externas a este (ambientales, económicas, etc.), de modo que para evitar que estas restricciones afecten el abastecimiento de los consumidores la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia queda sujeta a ciertos estándares con el fin de asegurar la continuidad y calidad del servicio.

Para lograr lo anterior el sistema debe cumplir el mayor grado de confiabilidad posible. Algunos conceptos claves que permiten definir lo que busca la confiabilidad son la suficiencia y la seguridad del sistema. El primero busca que en el largo plazo el sistema logre satisfacer la totalidad de la demanda, por ejemplo, que el número de las instalaciones para la generación sean suficientes para suplir a los consumos. El segundo en cambio, está asociado con la respuesta dinámica del sistema frente a perturbaciones sorpresivas [1]. Es así como un sistema eléctrico de potencia es seguro cuando es capaz de sobrellevar perturbaciones sorpresivas esperables, tales como la salida imprevista de alguna unidad de generación, la falla de algún componente eléctrico (como líneas de transmisión, transformadores, entre otros) o cambios rápidos en la demanda.

Al momento de llevar a cabo la operación del sistema, por lo general los Operadores de Red consideran dos tipos de acciones: las preventivas y las correctivas. Las primeras son diseñadas a modo de colocar el sistema en un estado tal que si ocurre una perturbación este no se vuelve inestable, como por ejemplo corregir pequeños desbalances de oferta y demanda de manera tal que no generen mayores problemas en el sistema. Las segundas en cambio, están pensadas para limitar los efectos de alguna perturbación y sólo son llevados a cabo cuando esta ocurre, como por ejemplo utilizar reservas que se encontraban disponibles. Si en un sistema eléctrico se pueden llevar a cabo tanto los cambios predictivos como los correctivos, se habla de un sistema flexible.

Debido a que en el sistema existen varios agentes, algunos de los recursos requeridos para realizar medidas correctivas pertenecen a otros participantes del sector eléctrico, es decir, estos no se

encuentran disponibles de manera automática y de fácil acceso para el operador del sistema, por lo que deben ser tratados como servicios que deben transarse comercialmente. Surge así el nombre de Servicios Complementarios (SSCC), ya que su función es apoyar el negocio de la industria eléctrica cuyo principal commodity es la energía [2].

A pesar de que algunos servicios consisten en la entrega de energía eléctrica, su importancia principal proviene del potencial que estos poseen para entregar energía u otro recurso a petición. Por lo tanto, el valor de los SSCC transados debiera ser cuantificado en términos de su habilidad para actuar cuando son requeridos por los Operadores de Red al momento de realizar acciones correctivas. Es por esto que los Servicios Complementarios no debieran ser remunerados en términos de entrega de Energía al sistema y no pueden ser manejados como una extensión del mercado energético. Para ello, se deben desarrollar mecanismos separados para asegurar el suministro y la remuneración de estos servicios esenciales para los sistemas eléctricos.

Las necesidades de SSCC surgen de los distintos tipos de perturbaciones que impactan sobre la seguridad del sistema. En las secciones siguientes serán descritas ciertas categorías en las que pueden clasificarse los Servicios Complementarios.

## 2.1.2 Servicios Complementarios según los requerimientos de los sistemas eléctricos de potencia

### 2.1.2.1 Desbalances entre carga y generación [2]

Si se analiza el sistema desde un punto de vista global, las variables principales son la generación, la carga, la frecuencia y los intercambios de energía entre regiones o países. Mientras la producción de energía sea igual a la cantidad consumida, la frecuencia y los intercambios. Sin embargo, esto no es lo habitual gracias a las constantes perturbaciones desencadenadas por las fluctuaciones en la carga, por el control impreciso de la salida de los generadores o por salidas intempestivas de unidades de generación o interconexión. Un desbalance local afecta el flujo por las líneas entre la región afectada y el resto del sistema.

En un sistema aislado, un excedente de generación produce un aumento en la frecuencia y un déficit una disminución en ella. La tasa a la cual la frecuencia varía debido a un desbalance está determinada por la inercia de todos los generadores y las cargas rotatorias conectadas al sistema, donde a medida que el tamaño del sistema aumenta, mayor es la inercia y por lo tanto son menos perjudiciales pequeñas variaciones de frecuencia.

Si la frecuencia alcanza un punto demasiado bajo los equipos de protección desconectan las unidades de generación del resto del sistema para protegerlos de algún daño, lo cual puede empeorar el desbalance entre carga y generación produciendo una mayor caída en la frecuencia y otras desconexiones adicionales. Desbalances pequeños no representan una amenaza inmediata para la seguridad, sin embargo, estos debieran ser eliminados lo antes posible ya que pueden debilitar el sistema y generar una reacción en cadena. Es por ello la importancia de que el operador prevea estos sucesos para asegurar que en caso de ocurrencia los desbalances pueden ser corregidos tan pronto como aparezcan.



Por lo general los desbalances entre carga y generación presentan tres distintas componentes en el tiempo: fluctuaciones aleatorias rápidas, fluctuaciones cíclicas más lentas y grandes déficits ocasionales. Por esto en los mercados eléctricos tienden a ser tratados de forma separada, donde el operador define un SSCC diseñado para hacer frente a cada una de estas componentes, como será descrito en las subsecciones siguientes.

#### 2.1.2.1.1 Control primario de frecuencia

Este servicio corresponde a una acción de control por parte de las unidades de generación cuyo principal objetivo es llevar la frecuencia a un nuevo valor una vez ocurrido un desbalance entre carga y generación. Debido a que estos ocurren de manera abrupta, es muy importante que se lleve a cabo en el orden de los segundos, por lo que este servicio es de carácter automático. Es así como una vez detectado un cambio en la diferencia entre la frecuencia actual del sistema y un cierto valor de referencia por parte del regulador de velocidad de la máquina, se entrega una cierta cantidad de potencia según las reservas disponibles que hayan sido determinadas previamente.

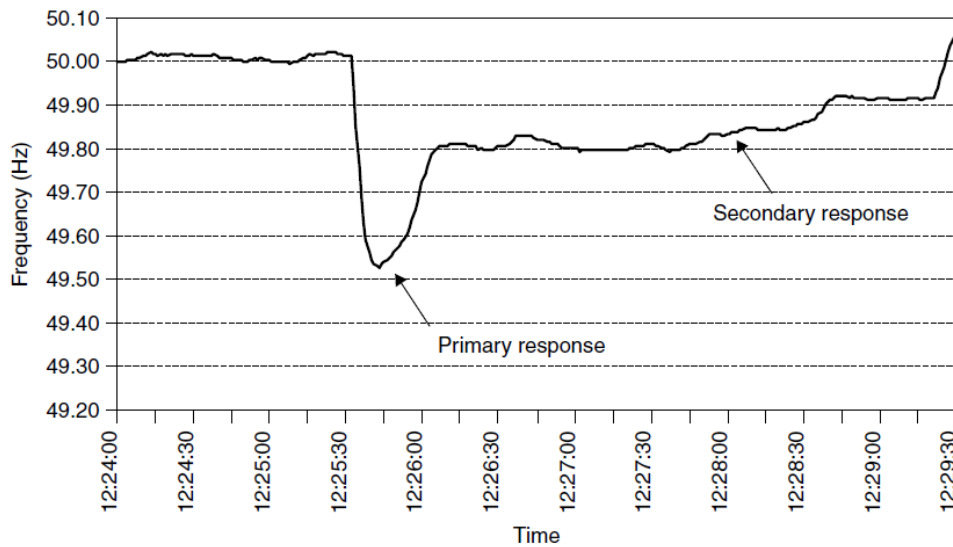
Este control opera en un margen entre 3 y 15 segundos, donde la rapidez de acción depende netamente de la inercia propia que posee cada generador. La cantidad de reserva primaria que se necesita en un sistema usualmente es designada bajo el criterio de la pérdida de la mayor unidad de generación.

#### 2.1.2.1.2 Control Secundario de Frecuencia

El principal objetivo de este servicio es llevar el valor de la frecuencia desde su valor de error en régimen permanente, luego de ocurrido el control primario, a su valor de referencia reajustando los despachos de las máquinas, de modo de llegar a un balance entre carga y generación y mantener los flujos programados ente áreas. Para llevarlo a cabo, se requiere definir de forma previa una cierta cantidad de reserva en generadores tanto de rápida como mediana respuesta.

Este control puede realizarse tanto de forma manual mediante órdenes del operador como por unidades generadoras que posean un Control Automático de la generación (AGC de *Automatic Generation Control*), que ajusta las referencias de carga en algunas unidades y por lo tanto sus salidas de potencia. Por lo general, opera en un margen de tiempo entre 15 - 30 segundos y varios minutos, cuyo inicio coincide con el término del control primario de frecuencia.

En la Figura 2.1 se observa un ejemplo de un desbalance ocasionado por la salida de un generador, lo que impulsa al operador a aplicar los controles primarios y secundarios de frecuencia.



**Figura 2.1:** Respuesta en frecuencia frente a perturbaciones y activación de los CPF y CSF. Fuente: [2]

### 2.1.2.1.3 Control Terciario de Frecuencia

El control terciario de frecuencia está diseñado para actuar luego de los dos controles anteriores y su principal objetivo es realizar un re-despacho de las unidades para volver a disponer de las reservas utilizadas frente a las perturbaciones ocurridas en algún escenario futuro. Esta redistribución de las reservas es llevada a cabo de forma manual por el operador mediante órdenes directas desde su centro de control.

### 2.1.2.2 Partida en negro

El principal objetivo de este servicio es volver a poner en servicio el sistema eléctrico, sin generación externa, en caso de un apagón generalizado.

### 2.1.2.3 Control de Tensión

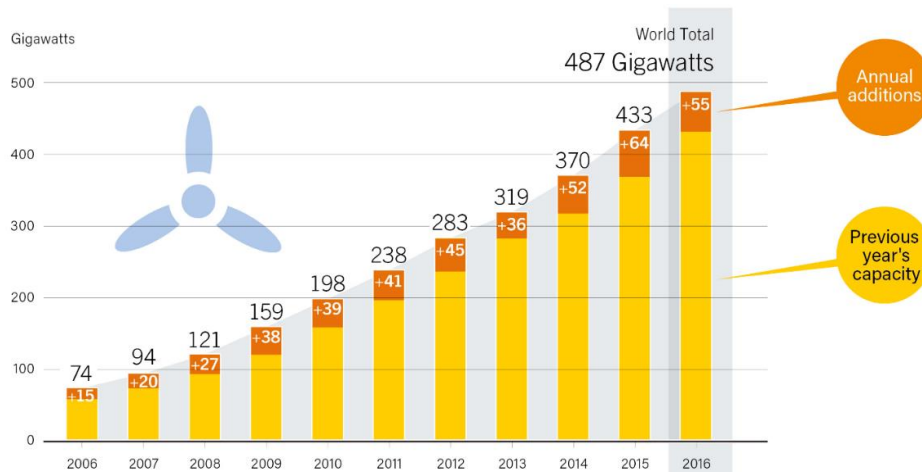
El principal objetivo de este servicio es mantener la tensión en los nodos del sistema dentro de un rango de valores nominales. Es llevado a cabo por generadores que entreguen potencia reactiva u otros elementos que entreguen o consuman reactivos como reactores, bancos de condensadores, etc.

## 2.2 Integración de Energías Renovables de Fuente Variable en los sistemas eléctricos

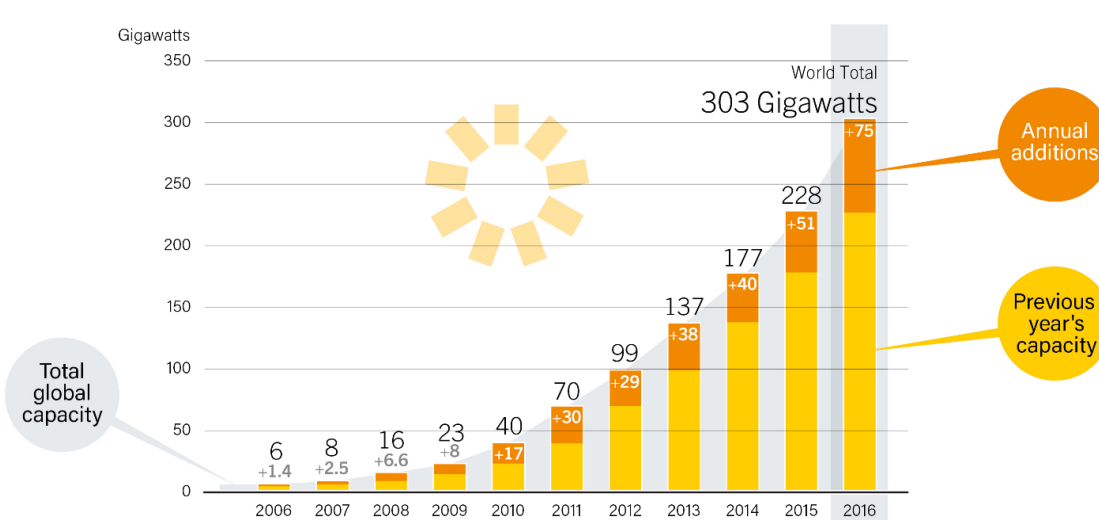
Debido a los fuertes cambios climáticos que se han experimentado a nivel mundial durante los últimos años han surgido acuerdos internacionales, tales como el “Protocolo Kioto” (1997) y el “Acuerdo de París” (2015), que buscan la estabilización de la emisión de gases de efecto invernadero por parte de los países industrializados de modo de frenar el calentamiento global. Para cumplir estos objetivos, los gobiernos principalmente de Europa han generado incentivos que

fomenten las inversiones en Energías Renovables, lo que ha impulsado un gran desarrollo y participación de estas tecnologías en el sector eléctrico.

El principal impacto de los incentivos gubernamentales ha recaído sobre las tecnologías de generación eólica y solar fotovoltaica, lo que ha promovido un gran incremento global de sus capacidades instaladas y por lo tanto ha impulsado innovaciones y desarrollos tecnológicos que se han traducido en una disminución de sus costos de inversión, transformándolas en tecnologías cada vez más competitivas. En la Figura 2.2 se puede observar el aumento de la capacidad instalada de la energía eólica acumulada desde el año 2006, alcanzando un total de 486 GW en 2016. Además, en la Figura 2.3 se puede observar el incremento acumulado de la capacidad instalada de la energía solar fotovoltaica entre los mismos años, que ha alcanzado en 2016 un total de 487 GW.



**Figura 2.2: Capacidad instalada global acumulada e incremento anual de energía eólica. Fuente: REN21 Renewables 2017 Global Status Report**



**Figura 2.3: Capacidad global e incremento anual de energía solar fotovoltaica. Fuente: REN21 Renewables 2017 Global Status Report**

Las fuentes de energía primaria de estos tipos de centrales, que son la radiación solar y el viento, se caracterizan por ser variables e intermitentes. La variabilidad se identifica como una variación predecible de la disponibilidad del recurso (se sabe que hay sol a lo largo del día) y la intermitencia se define como una variación a muy corto plazo y difícil de pronosticar. Es así como es de gran importancia, para una integración adecuada de estos recursos a los sistemas eléctricos, poseer un pronóstico preciso, debido a que las centrales renovables solo pueden inyectar electricidad cuando su fuente de energía primaria está disponible, a diferencia de la mayoría de las centrales convencionales que pueden seguir las instrucciones del despacho asumiendo que tienen una cierta disponibilidad del combustible.

Por otro lado, las centrales renovables de fuente variable poseen una estructura de costos distinta. Dado que para aprovechar el recurso primario no es necesario incurrir en ningún costo de

obtención, los costos variables de estas centrales son prácticamente nulos y sólo consideran el costo fijo de mantenimiento de las unidades. Este efecto hace que sean las primeras centrales en considerarse en el orden de mérito para realizar el despacho, lo que provoca una disminución global de los costos marginales de la energía en el momento en que estas centrales están operando.

### 2.2.1 Incorporación de Energías renovables en Chile

Siguiendo la tendencia internacional, en Chile se promulgó la ley 20.698 (Ley 20/25) que pretende favorecer la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales, con lo que se esperaría que los niveles de Energías Renovables sean de al menos un 13,5% al año 2021 y de un 20% al año 2025 [3] de la energía requerida por la demanda anual.

Actualmente, de la capacidad instalada total del país, 22.995,32 MW que incluye todos los sistemas que conforman Chile (SING, SIC, SEA, SEM) [4], sólo el 7% corresponde a energía solar fotovoltaica y sólo el 6% corresponde a energía eólica, como puede observarse en la Figura 2.4. Es así como actualmente ya se están cumpliendo las metas de la Ley 20/25 para el 2021 y se espera que al 2025 se sobrepase el requerimiento del 20%.

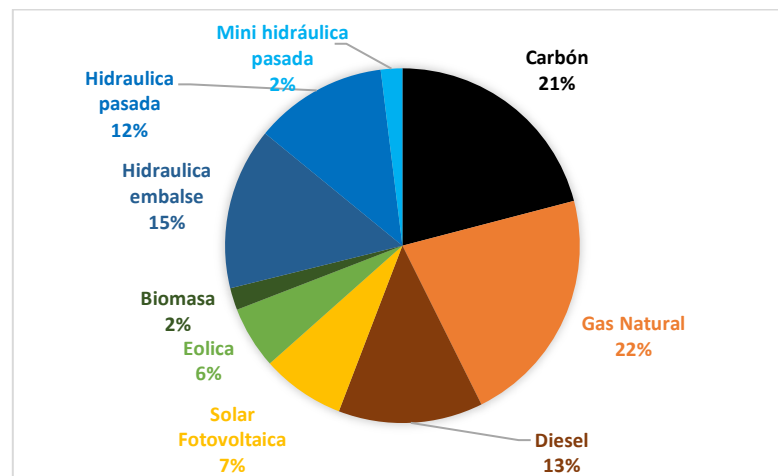


Figura 2.4: Capacidad instalada sistema eléctrico chileno. Fuente: [4]

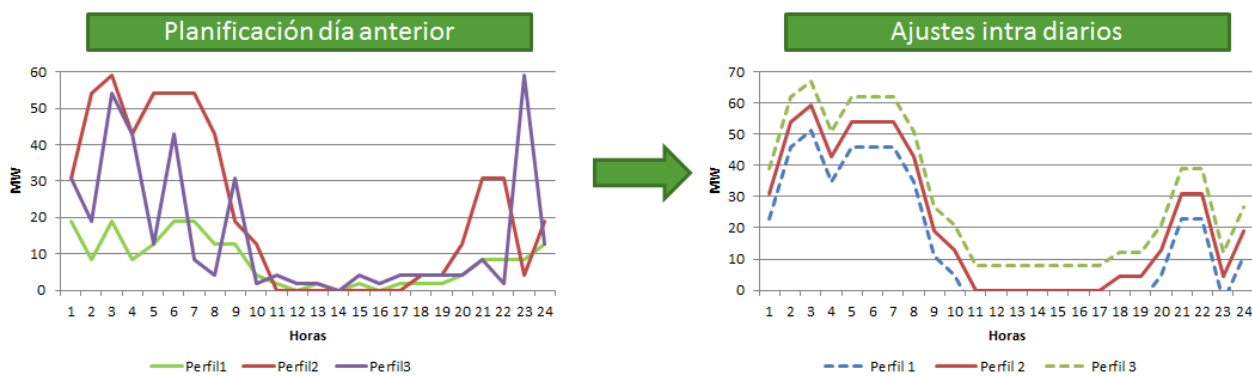
### 2.3 Impacto de las Energías Renovables de Fuente Variable en la seguridad del sistema

A pesar de los beneficios ambientales que traen la instalación de las tecnologías renovables solar fotovoltaica y eólica, la experiencia indica que debido a la gran variabilidad y aleatoriedad de sus fuentes de energía pueden alterar el funcionamiento de los sistemas eléctricos, que en su mayoría fueron diseñados cuando las tecnologías dominantes eran las llamadas convencionales, como las centrales térmicas e hidroeléctricas. En ese entonces, solo era necesario utilizar centrales de base, como las de carbón, para suministrar la mayor cantidad de la demanda y centrales de punta para aquellos momentos del día en que la demanda aumentara notoriamente, como es en las horas de la tarde.

Sin embargo, debido al comportamiento de los recursos solares y eólicos que presentan perfiles característicos no gestionables, y debido al costo variable casi nulo de estas tecnologías, se ha desplazado la generación de base incorporando mayores restricciones para la resolución de la coordinación hidro-térmica, provocando además problemas en la operación del sistema principalmente de corto plazo.

### 2.3.1 Efectos generales: Problemas de Corto plazo

El principal problema observado se hace presente en el muy corto plazo, es decir entre que se efectúa el pre-despacho el día anterior y el tiempo real, y es ocasionado con los errores en la predicción de la producción renovable y su evolución durante dicho periodo de tiempo. Debido a la gran variabilidad del recurso, al momento de realizar el pre-despacho el operador posee una cierta cantidad de opciones en cuanto al comportamiento del recurso en el día siguiente dado por algún modelo de pronóstico que posea, como se puede ver a la izquierda de la Figura 2.5. Posteriormente, cuando se llega a la operación en tiempo real, el operador puede observar una cierta variabilidad entre el momento y la hora siguiente de operación, generando desvíos significativos en la operación debido a errores de pronóstico, como se puede ver a la derecha de la Figura 2.5. La frecuencia con la que ocurren estos desvíos puede ocasionar un aumento en la volatilidad de los precios de los mercados que cubren el corto plazo, tales como el mercado intradiario y el de servicios complementarios, en aquellos países que posean estas estructuras.



**Figura 2.5: Impacto de las energías renovables: Problemas de corto plazo. Fuente: Elaboración propia.**

Estos efectos llevan a diferentes condiciones de operación que requieren las capacidades de recursos flexibles para asegurar una operación confiable del sistema. Un ejemplo de esto puede observarse en las denominadas “curvas pato” descritas por el CAISO (operador del sistema de California, EEUU), donde se ha observado que en ciertas épocas del año entre las horas del mediodía y la tarde se produce una gran caída de la curva de carga vista por el operador (lo que se asemeja al cuerpo de un pato), debido a que en esas horas se produce la mayor generación solar del día, que pasado estas horas se produce una rampa hacia arriba muy pronunciada produciendo que se observe un abrupto crecimiento de la curva de carga (que asemeja el cuello del pato).

A medida que se produzca un aumento de la capacidad instalada de la tecnología solar fotovoltaica, como refleja un estudio de flexibilidad del CAISO mostrando los años entre el 2012 y el 2020 [5], el sistema se volverá más exigente en cuanto a los requerimientos de rampa principalmente de

subida, como se puede observar en la Figura 2.6, llegando a 13 GW en 3 horas en este caso, y además se produce una sobre generación en el momento de las horas de sol, que puede ocasionar una disminución en la respuesta de frecuencia del sistema (que hasta el momento se ha estado solucionando con vertimiento del recurso solar).

Se ha identificado que para que el operador pueda mantener la confiabilidad del sistema, son requeridos recursos flexibles de acuerdo con sus capacidades de operación, cuyas características incluyen la habilidad de:

- Mantener rampas hacia arriba o hacia abajo
- Responder durante un periodo determinado de tiempo
- Cambiar la dirección de las rampas rápidamente
- Almacenar energía o modificar su uso
- Reaccionar rápido con tal de alcanzar los niveles de operación requeridos
- Partir desde cero o bajo output a penas se entregue la indicación
- Partir y parar múltiples veces al día
- Predecir de manera acertada la capacidad de operación

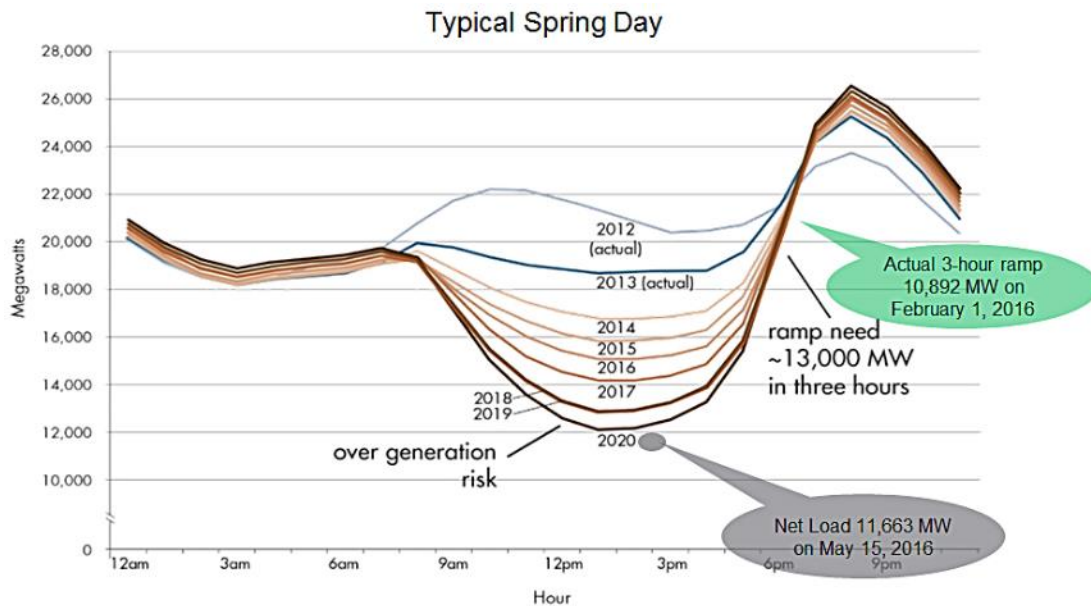


Figura 2.6: Curva del pato del estudio de flexibilidad del CAISO. Fuente: “What the duck curve tell us about managing a green grid” en [5]

### 2.3.2 Impacto ERFV en Chile: Estudio de Flexibilidad [6]

Bajo el contexto anterior, el CDEC-SING realizó un estudio de flexibilidad donde se modela el Sistema Eléctrico Nacional considerando la contribución de tecnologías de hidro-embalse, hidro-bombeo y sistemas de baterías para simulaciones de pre-despacho anual con resolución horaria y simulaciones eléctricas dinámicas de modo de evaluar la flexibilidad del sistema, es decir, cómo es el uso del sistema de transmisión, la cantidad de partidas/paradas y rampas del parque generador

convencional y el diagnóstico del desempeño del Sistema Eléctrico Nacional para control primario de frecuencia ante contingencias. Para esto, se consideraron escenarios hidrológicos (húmedo, medio y seco) y dos casos de incorporación de las energías renovables: cumpliendo la cuota del 13,5% y con un 30% extra, es decir una cuota del 17,6%.

Como principales resultados de este estudio, se destacarán en las secciones siguientes las partidas y paradas de los parques generadores, el ramping que estas realizan y los desafíos encontrados para la operación del sistema.

### 2.3.2.1 Cantidad de partidas/paradas de los parques generadores

En general, en respuesta a los cambios de demanda neta del sistema, se observa una mayor cantidad de cycling en las centrales térmicas ubicadas en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional, y un aumento de cycling en general cuando se considera un escenario con mayor ERNC, debido a que al aumentar la generación de Energías Renovables, son desplazadas las otras tecnologías con mayor costo variable. Además, se observa que las unidades de la zona norte disminuyen la cantidad de partidas para hidrologías más secas, debido a que cuando hay mayor escasez de recurso hídrico estas pasan a tomar un rol de energía base por lo que son otras las centrales que pasan a aportar la flexibilidad que el carbón aporta para hidrologías más húmedas.

Por otro lado, se tiene que las unidades hidráulicas de embalse, para hidrologías húmedas, reducen su seguimiento de la variabilidad de la demanda (disminuyendo el número de partidas máximas y el promedio anual) porque resulta más eficiente para el sistema eléctrico priorizar una mayor producción de energía que una entrega de flexibilidad. Sin embargo, el promedio de la cantidad de partidas anuales no muestra mayor diferencia entre el escenario de ERNC y el de ERNC+30%, como se ve en la Figura 2.7, por lo que se identifica que este efecto está dado netamente por la hidrología.

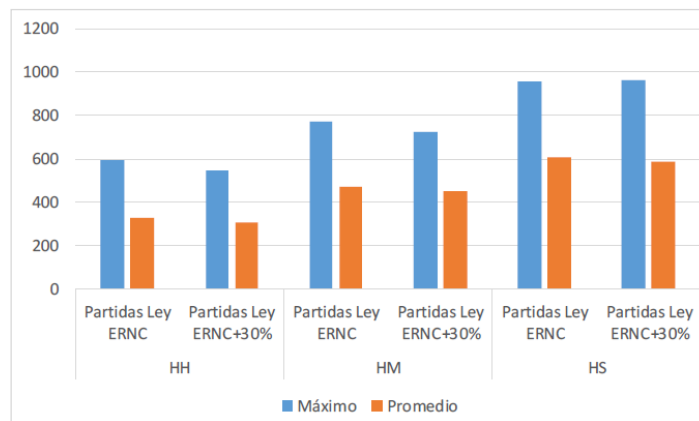
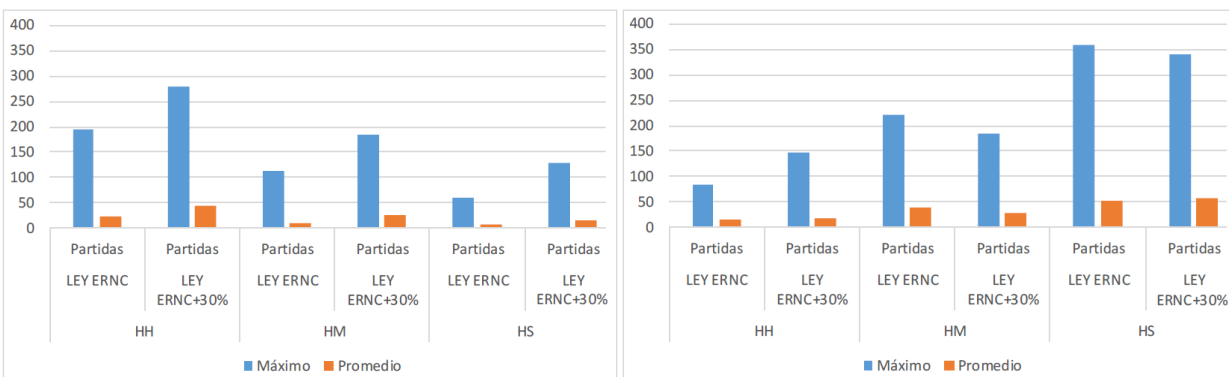


Figura 2.7: Cantidad de partidas anuales máximas y promedio de las unidades de hidro-embalse

En cambio, las centrales a carbón disminuyen la cantidad de partidas en la medida en que existe una menor disponibilidad de recursos hídricos debido a que tienen que operar más como centrales base, que corresponde al caso contrario con las centrales GNL que son utilizadas como prioridad para entregar la flexibilidad requerida por el sistema, como se muestra en la Figura 2.8. Además se



observa que las centrales a carbón requieren realizar mayores partidas en los casos con mayor integración ERNC.

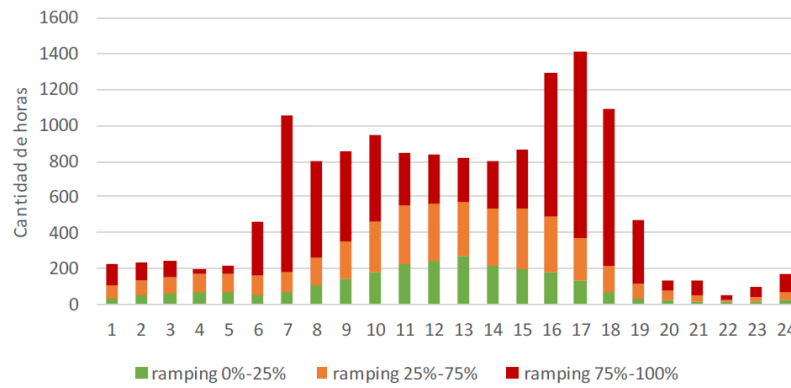


**Figura 2.8: Cantidad de partidas anuales máxima y promedio de las unidades de Carbón (izquierda) y GNL (derecha) del Sistema Eléctrico Nacional**

### 2.3.2.2 Ramping

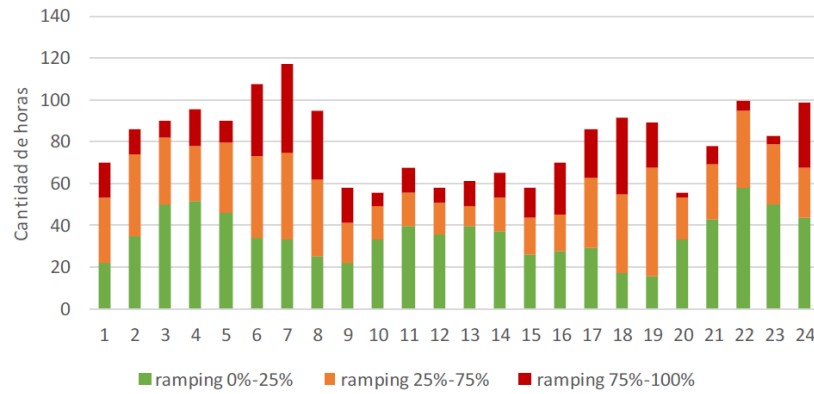
Para esta sección deben entenderse los conceptos de ramping y de rango de regulación. El primero se entiende como una variación de la generación positiva o negativa entre dos puntos de operación consecutivos, que en este caso serían horas consecutivas. El segundo, corresponde al rango de potencia obtenido entre la potencia máxima y el mínimo técnico de la unidad generadora. Cada vez que se realiza ramping se barre un rango de regulación indicado en porcentajes, donde para este estudio el ramping más exigente fue considerado cuando el barrido abarca el 75% del rango de regulación.

Con respecto a las unidades generadoras a carbón, se observó que la mitad del tiempo en que operan realizan el ramping más exigente (75% de su rango de regulación), además de que el requerimiento de rampa aumenta para los escenarios con mayor integración de ERFV y para cuando las hidrologías son más secas. En la Figura 2.9 se muestran las horas totales del año en las que las unidades a carbón realizaron ramping para un escenario de hidrología seca y con 30% extra de ERNC, donde se puede observar que las horas en las que se tiene un aumento de ramping corresponden a las horas en que hay luz, alcanzando un máximo en la hora 16.

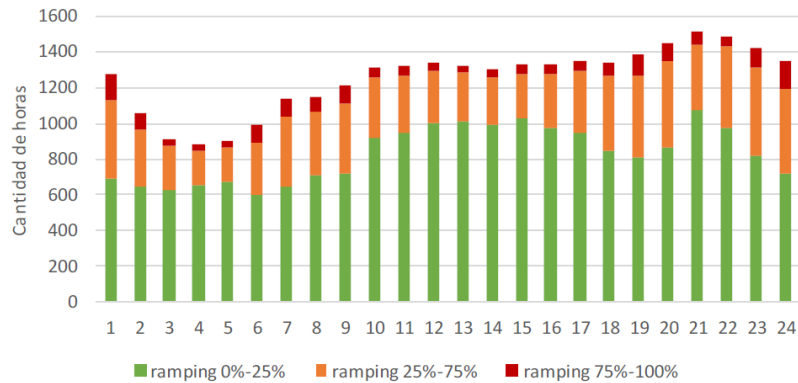


**Figura 2.9: Cantidad de horas de ramping para las unidades a carbón para las horas del año**

Con respecto a las unidades generadoras que utilizan como insumo principal gas natural proveniente de GNL, aproximadamente un 40% del tiempo realizan ramping de entre el 25-75% del rango de regulación, lo que indica que la operación no es tan exigente como con las de carbón. Un comportamiento similar presenta las unidades hidráulicas que realizan un barrido de solo un 25% de su rango de regulación la mayor parte del tiempo de operación. Sin embargo, ambas tecnologías realizan ramping de manera casi constante durante las horas del día, como se puede observar en la Figura 2.10 para el caso del GNL, situación que se acentúa en hidrologías seca, como se puede ver en la Figura 2.11 para el caso de centrales hidráulicas.



**Figura 2.10: Cantidad de horas de ramping para las unidades a GNL para las horas del año**



**Figura 2.11: Cantidad de horas de ramping para las unidades hidráulicas de embalse para las horas del año**

### 2.3.2.3 Desafíos de operación del Sistema Eléctrico Nacional

De acuerdo al estudio, la forma más evidente de identificar los desafíos para el Sistema Eléctrico Nacional enfrentando los escenarios de integración de Energías Renovables es revisando los comportamientos que tendría la demanda del sistema debido a las variaciones que experimentan los recursos solares y eólicos durante el año, ya que esto influye en los requerimientos de rampas, rangos de regulación sistémicos requeridos y demanda neta mínima y máxima. Esto puede apreciarse en la “curva del pato” de la Figura 2.12, que fue generada con los resultados del estudio.

Con respecto a los desafíos de operación, se identifica pertinente definir metodologías para la optimización del despacho de energía, tales como aquellas que permitan utilizar centrales hidráulicas de embalse para aportar con flexibilidad para el sistema eléctrico, incluir restricciones ambientales del parque generador térmico o incluir restricciones de seguridad tales como reservas para los controles de frecuencia.

En cuanto a los desafíos del despacho en tiempo real, se prevé un escenario complejo dada la variabilidad del sistema *on-line*, por lo que será requerido un análisis y adaptación horaria del Sistema Eléctrico Nacional de modo de satisfacer la demanda siguiendo altos estándares de seguridad y eficiencia. Por ejemplo, se deberá coordinar el encendido/apagado simultáneamente de bloques de unidades generadoras, realizar el seguimiento de las variaciones de la demanda neta

a través de unidades generadoras, sumado a eventuales políticas de operación locales que tengan por objetivo garantizar condiciones de estabilidad estática y dinámica en algunas zonas específicas del Sistema Eléctrico Nacional, entre otros aspectos.

Desde el punto de vista económico, debido a que se esperan fuertes tendencias horarias de los costos marginales, tales como precios altos en las noches y una baja de precios durante el día, se deberán entregar señales de precios apropiadas de modo de estimular la gestión de la demanda de grandes consumos, y a futuro de los consumidores regulados.

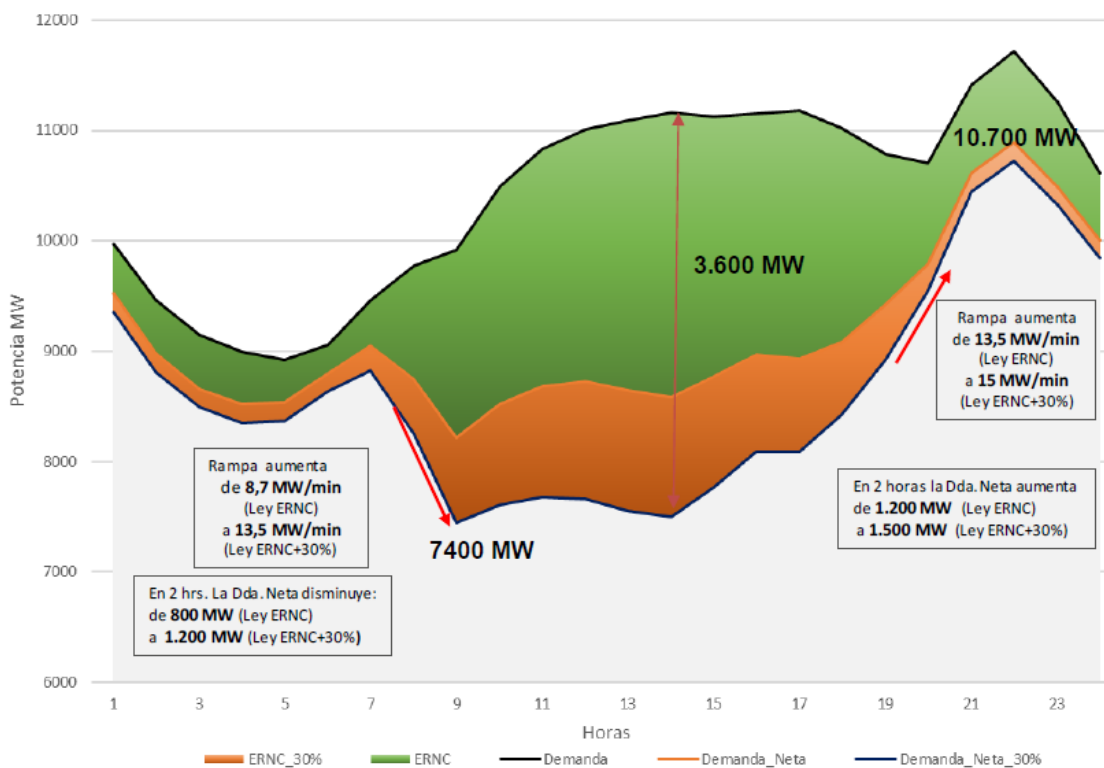


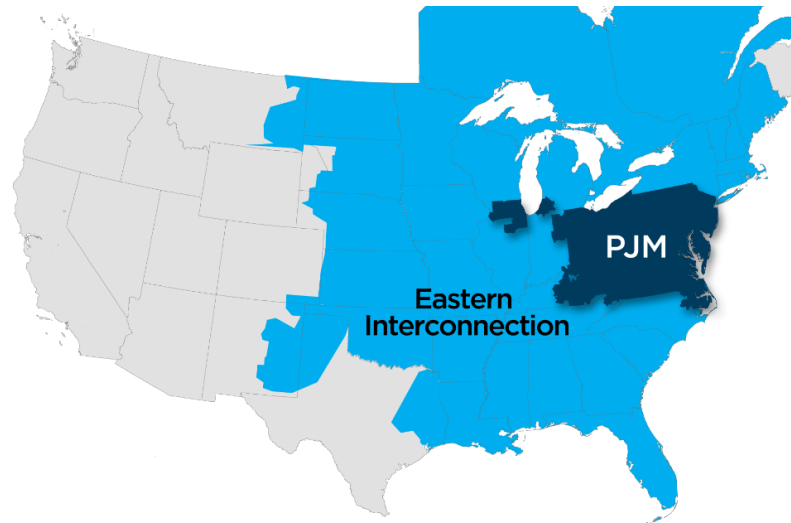
Figura 2.12: Caracterización de la demanda para un día de verano. Fuente: Estudio Flexibilidad CDEC SING 2016 [6]

## 2.4 Revisión Internacional

El cómo se aborde el enfrentamiento de mantener el sistema seguro y confiable frente a la incorporación de las Energías Renovables de Fuente Variable, depende principalmente de la configuración del sistema eléctrico, de la distribución de la matriz energética por tecnología y del tipo de mercado adoptado en cada país. Es por esto que a continuación se definirán los tipos de mercados de ciertos países de interés, qué Servicios Complementarios consideran necesarios poseer y cómo estos son remunerados.

## 2.4.1 Estados Unidos, PJM

Dentro de los sistemas eléctricos de Estados Unidos se encuentra el *PJM Interconnection*, que corresponde a una Regional Transmission Organization (RTO) que coordina las transacciones al por mayor de Energía en los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia. La ubicación geográfica puede apreciarse en la Figura 2.13.



**Figura 2.13:** Ubicación del sistema PJM, EEUU. Fuente: [www.pjm.com](http://www.pjm.com)

Para ilustrar la participación de las generadoras por tecnología, se muestra un ejemplo de un día de operación en la Figura 2.14.

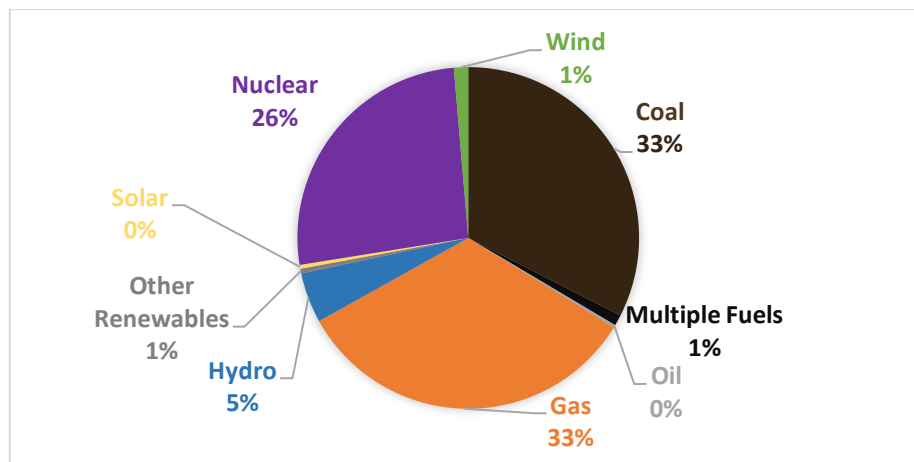


Figura 2.14: Ejemplo de operación PJM, 3 de Agosto 2017 3:00 pm

Los mercados que opera PJM corresponden a los de Energía, Capacidad, Derechos financieros de transmisión y de Servicios Complementarios [7]. A continuación se detallará el funcionamiento de los más relevantes.

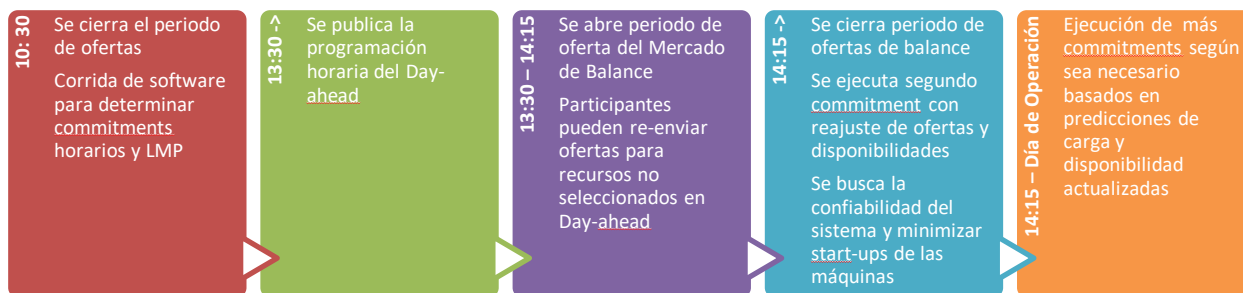
#### 2.4.1.1 Mercado de Energía

En el Mercado de Energía, PJM realiza el balance entre las necesidades de los compradores y vendedores monitoreando las actividades del mercado. Existen dos tipos de mercado: el Day-Ahead Market y el Real Time Balancing Market. El primero corresponde a un mercado a plazo, donde los precios horarios se calculan para el siguiente día de operación basados en ofertas de generación, demanda y transacciones bilaterales programadas. El segundo, corresponde a un Mercado Spot donde las cantidades horarias de energía corresponden a desvíos de las cantidades programadas el día anterior, y los precios marginales se calculan a intervalos de cinco minutos basados en las condiciones de operación del momento. Además, como parte del proceso del día anterior, existe el Day-Ahead Scheduling Reserve Market, donde se obtienen reservas suplementarias para 30 minutos, que podrían ser necesitadas para contrarrestar condiciones del sistema no anticipadas durante el día de la operación.

PJM realiza un proceso de programación diaria, donde despeja el Day-Ahead Market y el Day-Ahead Scheduling Reserve Market usando una minimización de costos del comitment y el despacho sujeto a restricciones de seguridad que simultáneamente optimiza la energía y las reservas. Así, determina un plan para cumplir de manera confiable los requerimientos de energía horaria y de reserva minimizando el costo de proveer una reserva de operación adicional sobre lo que fue programado en el Day-Ahead Market si es que fuese requerido.

Para participar en el mercado, los miembros de PJM entregan sus ofertas según su costo real o un precio de oferta designado por el acuerdo de operación de interconexiones en el sistema PJM. Cada mercado tiene su propio *Locational Marginal Price* (LMP), que corresponde al precio marginal de la energía en el sector donde esta se entrega o recibe e incluye una componente del precio de la energía, precios por congestiones y pérdidas. El LMP de cada mercado es vinculante, es decir, que la cantidad de energía ofertada en cada mercado es transada a ese precio.

Una línea de tiempo que explica los procesos mediante los cuales se obtienen los despachos diarios del sistema se muestra en la Figura 2.15.



**Figura 2.15: Línea de tiempo de la operación del Mercado de Energía. Fuente: Elaboración propia**

Luego de que se cierra el periodo de ofertas, PJM calcula la programación para cada hora del día siguiente de operación, realizando una co-optimización de la energía y las reservas del mercado incorporando requerimientos de confiabilidad y las obligaciones de reserva. La programación horaria resultante y los precios LMP del Day-ahead Market representan obligaciones financieras vinculantes para los participantes del mercado.

Los generadores y recursos de demanda que estén disponibles pero no fueron seleccionados en la programación del día antes pueden cambiar sus ofertas para participar en el Real-Time Energy Market durante el período de reajuste de ofertas. En este mercado, si la demanda es mayor a la programada a los *Load Serving Entities*, que corresponden a entidades a cargo de un grupo de consumidores, les corresponde pagar por cada MW de desvío en LMP de Real-Time. En cambio, si la generación es menor que la generación programada, son los generadores los que tienen que pagar el desvío.

#### 2.4.1.2 Mercados de Servicios Complementarios

El propósito del Mercado de SSCC es apoyar la operación confiable del sistema de transmisión, que es el encargado de transportar la energía desde los generadores a los consumidores. Para esto, son operados tres mercados distintos: El Mercado de Regulación, el Mercado de Reserva Sincrónica y el Mercado de Reserva No Sincrónica. En el primero, se corrigen los cambios de corto plazo que pueden afectar la estabilidad del SEP, ayudando a igualar la generación con la carga al ajustar el output de generación para mantener la frecuencia deseada. El segundo se encarga de entregar energía cuando a la red le surge una necesidad repentina de esta, mediante máquinas que pueden aumentar su salida rápidamente. El tercero tiene la misma función que el segundo, pero el servicio es entregado por unidades de generación que pueden conectarse de manera rápida para suplir la energía necesaria.

##### a) Mercado de Regulación

Las ofertas del Mercado de Regulación deben ser entregadas antes de las 14:15 del día antes y son aplicables para el periodo de 24 horas del día siguiente. Sin embargo, los participantes pueden ir actualizando datos de las unidades (si se encuentra entregando regulación, si desea entregar

regulación en la hora siguiente, la capacidad de regulación y los valores máximos y mínimos de regulación que puede aportar) hasta 60 minutos antes del comienzo de la hora de operación. En tiempo real, PJM optimiza las ofertas de regulación junto con la energía y las reservas y obtiene los precios de mercado correspondientes. En la Figura 2.16 se muestra un esquema del modus operandi del mercado de regulación, donde se observa que según las ofertas entregadas por los participantes, que son separadas en ofertas de capacidad y de performance, se realiza la Co-Optimización junto con la energía para simular un perfil de despacho para la hora siguiente, según lo cual obtienen el costo de oportunidad de los participantes del Mercado de Reservas de entregar la reserva que ofrecen al mercado.

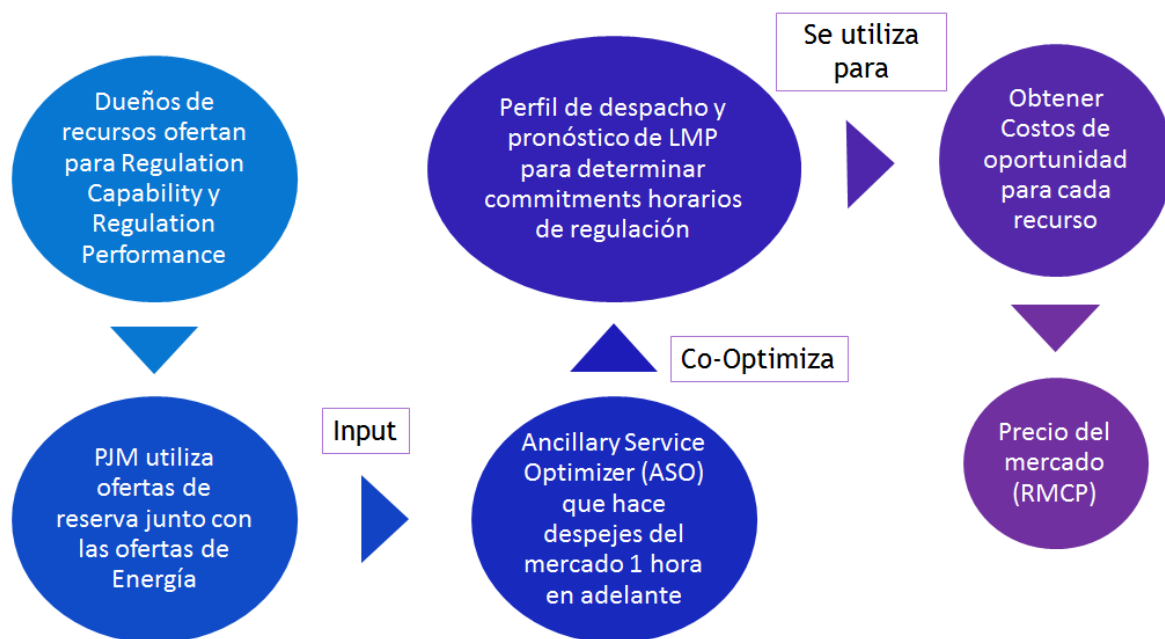


Figura 2.16: Esquema de funcionamiento del mercado de Regulación

Los precios de las ofertas de los participantes están separados según oferta de capacidad de regulación, donde se captura el incremento de costo de combustible y la disminución del consumo específico por operar en horas de baja carga, y oferta de performance de regulación, donde se captura el aumento del costo por aumento del consumo específico debido a operar en estado no estacionario y el aumento del costo variable de operación y mantenimiento (VOM).

Para obtener el precio de despeje del Mercado de Regulación RMCP (*Regulation Market Clearing Price*), como se observa en la Figura 2.17, se le realiza un ajuste de precio a cada una de las ofertas de *capability* y *performance* aprobadas en el mercado según el desempeño histórico que hayan tenido las máquinas siguiendo la señal de control en el AGC y dependiendo si se necesitan mayor cantidad de centrales flexibles (que siguen señales de tipo RegD) o tradicionales (que siguen señales RegA). A estos precios se les agrega el costo de oportunidad obtenido según el perfil de despacho obtenido de la Co-Optimización. Según los precios finales obtenidos las centrales son ordenadas por orden de mérito de menor a mayor, donde la oferta más alta fija el precio RMCP. De este, se obtienen el *Performance Clearing Price* (RMPCP) que corresponde al precio de las



ofertas más altas de performance y el *Capability Clearing Price* (RMCCP) que corresponde a la diferencia entre el RMCP y el RMPCP.

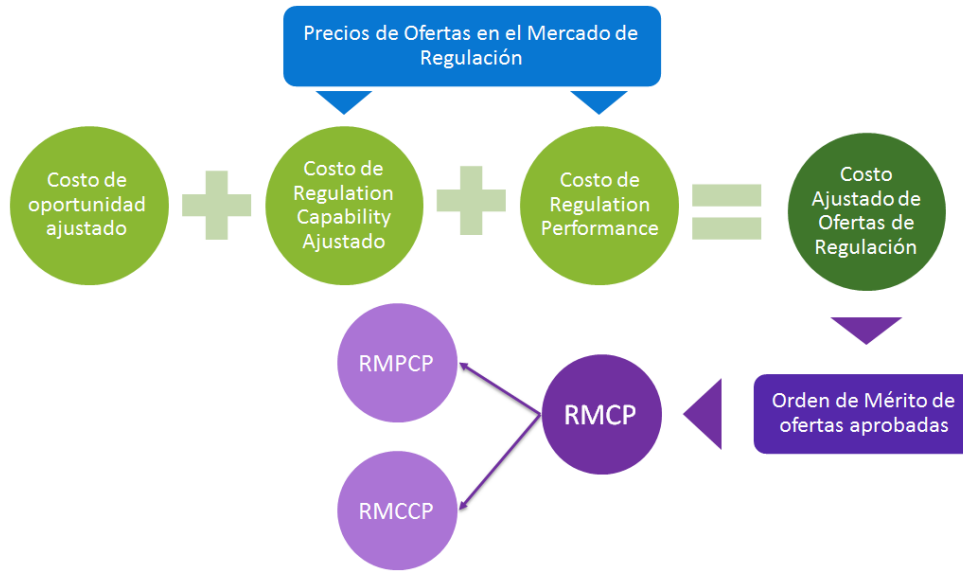


Figura 2.17: Obtención precio de despeje Regulation Market. Elaboración propia.

#### b) Mercado de Reserva Sincrónica y no Sincrónica

Dentro de los participantes que entregan la Reserva sincrónica se distinguen dos tipos, que son denominados como *Tier 1* y *Tier 2*. Los *Tier 2*, corresponden a los recursos cuya oferta fue despejada luego de ofertar en el *Synchronized Reserve Market*, por lo que se encuentran obligados a entregar los MW asignados o se les aplicará una multa en la cantidad deficitaria. Los *Tier 1*, son recursos de generación que se encuentran on-line y que se estima que poseen capacidad de entregar MW adicionales de acuerdo al despacho actual y su respectiva tasa de toma de carga, sin embargo, estos no están obligados a entregar los MW estimados durante un evento de necesidad.

El modus operandi del Mercado de Reserva Sincrónica y no sincrónica es muy similar al Mercado de Reservas, con la diferencia que las ofertas de los dueños de recursos sólo incluyen parte de las reservas necesarias para la hora de operación, ya que el resto es entregado por los denominados *Tier 1*.

#### 2.4.1.3 Resumen

Tabla 2.1: Resumen Sistema PJM

Características Principales	
<b>Despacho</b>	Co- optimización de Energía y Reservas
<b>Mercado de Energía</b>	Day-Ahead y Real-Time Market

<b>Precio del Mercado</b>	LMP obtenido de optimización		
<b>Demanda Max</b>	~158 GW		
<b>Capacidad Instalada</b>	~177 GW		
<b>Servicios Complementarios</b>			
<b>Servicio</b>	<b>Obtención</b>	<b>Pagos</b>	<b>Recuperación de pagos</b>
<b>Frecuencia</b>	Mercados más una co-optimización junto con la energía	Precios de las ofertas ajustados según la co- optimización	Según desbalances de Real time Market

## 2.4.2 Italia

El operador del sistema de transmisión (TSO por sus siglas en inglés) italiano es Terna, quien se encarga de administrar los flujos de energía en el sistema nacional mostrado en la Figura 2.18, de manera tal de asegurar que exista un constante balance entre la demanda y los proveedores de energía [8].

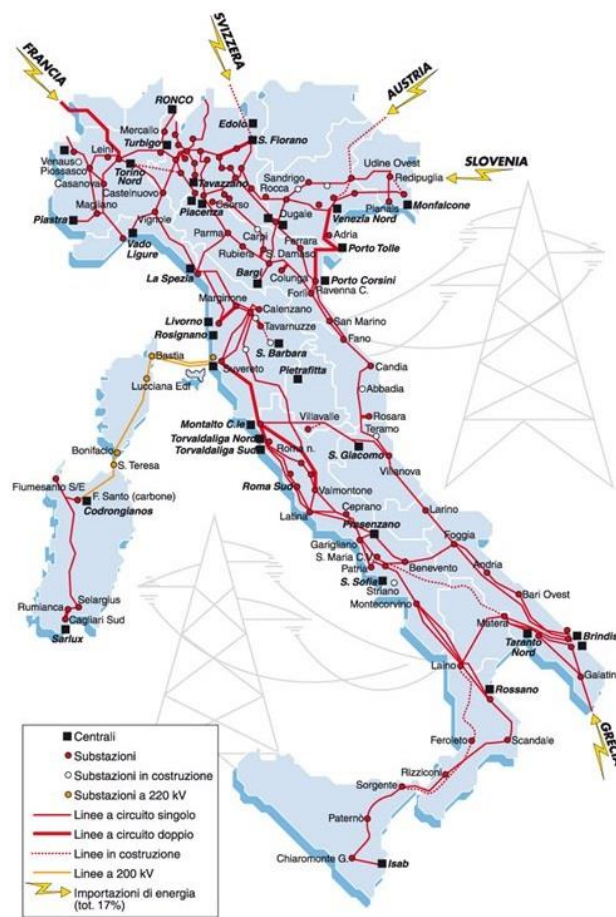


Figura 2.18: Mapa del Sistema Eléctrico Italiano. Fuente: [9]

El sistema eléctrico italiano, se encuentra dividido en seis áreas distintas que no poseen congestiones de transmisión: Norte, Centro Norte, Centro Sur, Sur, Silica y Sardinia. Sin embargo, la capacidad de transmisión entre zonas se encuentra limitada, por lo que cuando este límite es excedido los Costos Marginales del sistema son distintos entre áreas.

En la Figura 2.19 se puede observar la generación mensual neta del sistema italiano, para Enero del 2016.

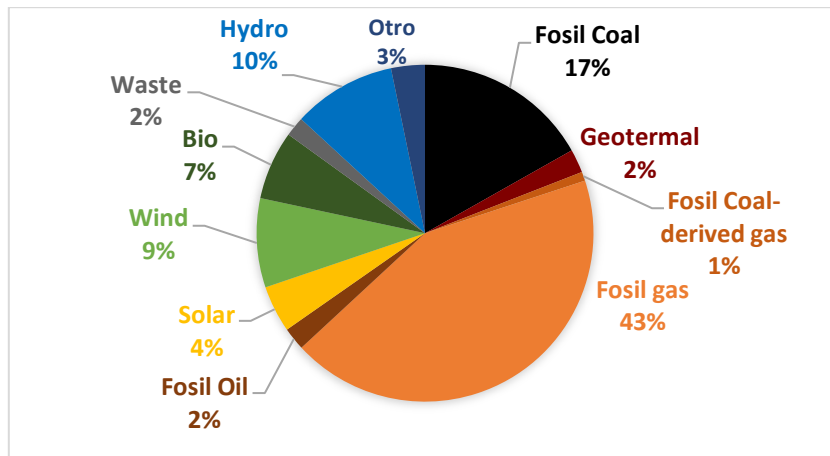


Figura 2.19: Generación neta Enero 2016. Fuente: ENTSO-E [10]

Los mercados eléctricos italianos son administrados por el operador de mercado GME, que se encarga del *Forward Physical Market* (MTE), el *Spot Market* (MPE), el *Day-ahead Auction Market* (MGP), del *Intraday Auction Market* (MI), y una plataforma para los SSCC (MSD) [11]. Un diagrama de su estructura se muestra en la Figura 2.20 y las estructuras principales serán descritas en las secciones siguientes.

Además de los mercados mencionados anteriormente, el Operador de Red italiano reconoce la existencia de plantas llamadas "esenciales" a las que se les exige siempre estar disponibles y ser despachadas, por lo que se les atribuye un pago extra por capacidad siempre que se demuestre que necesitan compensar cierta parte de sus costos extras por mantener estas exigencias. Estas centrales son requeridas tanto técnica como económicamente para mantener niveles de seguridad adecuados y disminuir las congestiones por las líneas.

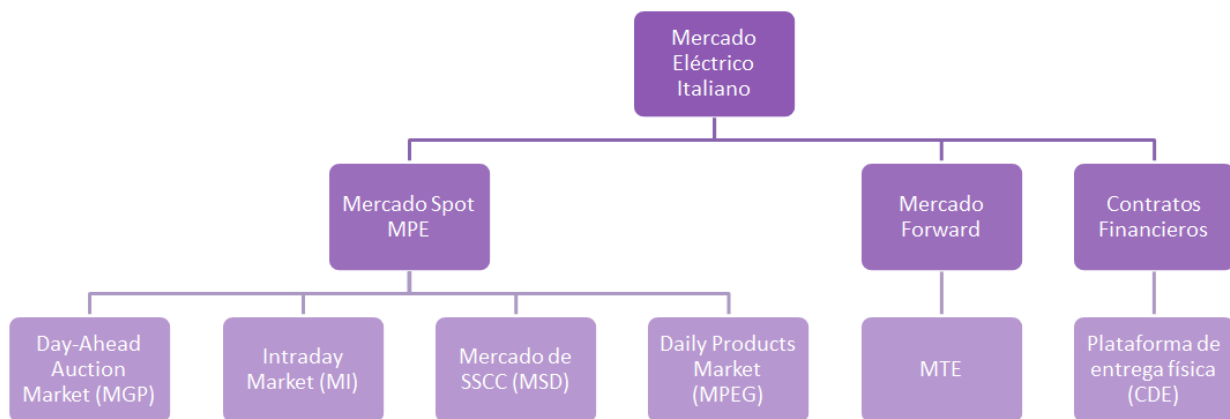


Figura 2.20: Estructura mercado eléctrico Italiano. Fuente: Elaboración propia basado en [11]

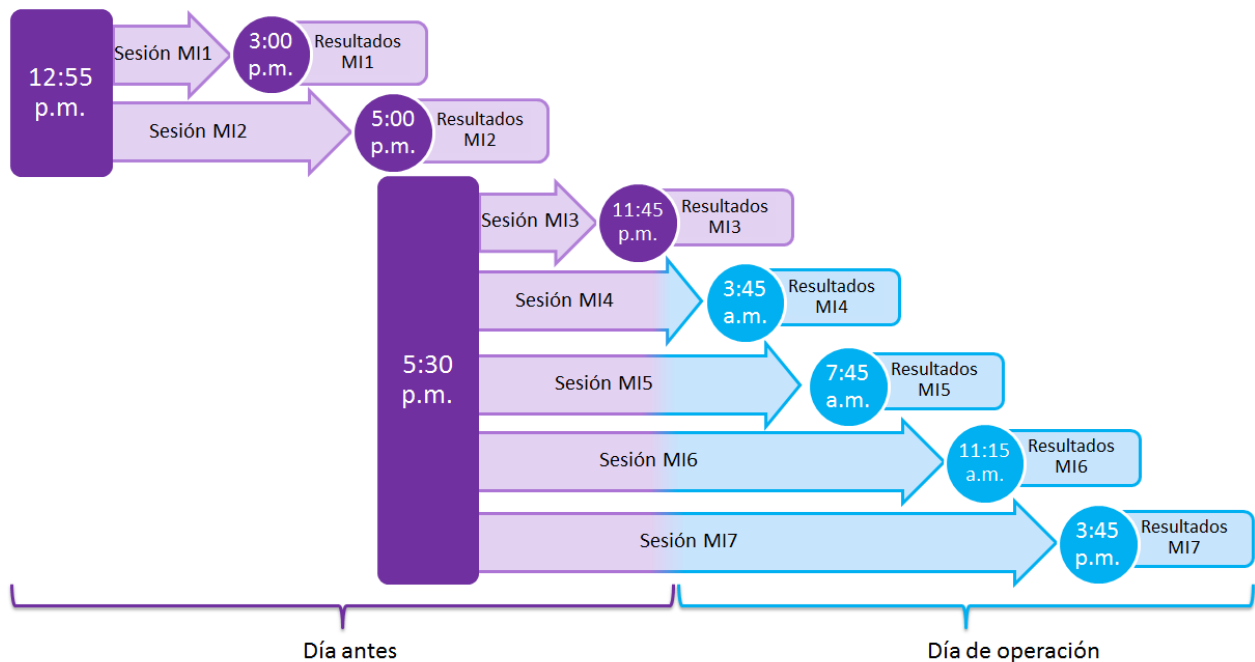
#### 2.4.2.1 Mercado Spot

El mercado Spot cubre transacciones al corto plazo, donde se encuentran el mercado del día siguiente (MGP), el mercado intra-diario (MI), el *Daily Products Market* (MPEG) y el de SSCC (MSD); donde los primeros dos tienen una estructura tipo bolsa, es decir, el precio del mercado lo

despeja el operador intersecando las ofertas de los participantes ordenadas por orden de mérito de forma creciente para los generadores y de forma decreciente para los consumidores y teniendo en cuenta las capacidades del sistema de transmisión. Debido a que en este sistema la mayor potencia instalada corresponde a centrales de Gas Natural, el precio del mercado tiende estar dado por el precio del costo variable de dichas centrales.

En el MGP, se transan bloques de energía para el día siguiente, donde los participantes ofertan especificando la cantidad, el precio máximo y el precio mínimo al que desearían que el monto fuese transado. El mercado abre nueve días antes del día de operación, a las 8 a.m. y cierra a las 12 p.m. del día anterior a la operación. Las ofertas de demanda aceptadas que pertenecen a zonas geográficas italianas, es decir que no son extranjeras, son avaluadas al Precio Único Nacional (*Prezzo Unico Nazionale*, PUN), que corresponde al promedio de los precios de las zonas geográficas ponderado por las cantidades compradas en dichas zonas.

En el MI, se permite que los participantes modifiquen la programación establecida en el MGP, ya sea ofertando una mayor cantidad de energía o aumentando la cantidad demandada. Este proceso se lleva a cabo en siete sesiones consecutivas, cuya primera sesión comienza a las 12:55 p.m. del día anterior, la última sesión termina a las 3:45 p.m. del mismo día y los resultados son entregados hasta media hora después del cierre de cada sesión. Los detalles de los tiempos de inicio y término de cada sesión se muestran en la Figura 2.21. A diferencia del mercado MGP, las ofertas de demanda aceptadas son valoradas al precio zonal.



**Figura 2.21: Línea de tiempo del Mercado Intradiario italiano. Elaboración propia**

El *Daily Products Market* (MPEG), actúa 2 días antes del día de operación y funciona como el lugar donde se transan los productos diarios que tienen la obligación de la entrega de energía, que son divididos en dos tipos: Los de precio diferencial unitario, cuyo precio es la diferencia entre el precio al que están dispuestos a transar el producto y el PUN, y los de precio unitario total, cuyo

precio es una expresión del valor unitario de los intercambios de electricidad según los contratos efectuados. Estos dos productos diarios son transados como dos perfiles distintos: si son de base o de punta.

El mercado de los SSCC entrega los recursos que requiere TERN para monitorear y administrar el sistema frente a congestiones entre zonas, disponer de energía y realizar el balance de tiempo real. Este será explicado en la sección 2.4.2.3 con mayor detalle.

#### 2.4.2.2 Mercado Forward

El mercado Forward cubre las transacciones realizadas a largo plazo, es decir los contratos de electricidad y las obligaciones de inyecciones y retiros de energía. Los contratos transables en este mercado son de tipo central base o central punta durante periodos mensuales, trimestrales o anuales. Los participantes pueden solicitar la cantidad de contratos, el tipo, el periodo de entrega y el precio al cual están dispuestos a vender o comprar.

#### 2.4.2.3 Mercado de Servicios Complementarios (MSD) y sus remuneraciones

El mercado se divide en dos fases, el *ex-ante MSD* que consiste en una programación previa que consta de varias sesiones y el *Balancing Market (MB)* donde se realizan balances de tiempo real. En ambos casos, los participantes deben ofertar sus servicios a un precio que cubra sus costos y luego el Operador de Red ordena las ofertas por orden de mérito económico, minimizando los costos y teniendo en cuenta las necesidades para la operación del sistema en ese momento. Las ofertas aceptadas son remuneradas al precio que fue ofrecido, presentando así una estructura *pay-as-bid*. Los costos de los Servicios Complementarios transados son absorbidos por los clientes finales mediante un ítem específico de costos de transmisión en la cuenta de electricidad.

El *ex-ante MSD* contiene seis subetapas de programación (MSD1-MSD6), sin embargo las ofertas se realizan en sólo una. El mercado abre a las 12:55 pm del día antes del día de operación y cierra a las 5:30 pm del mismo día. GME notifica a los participantes del mercado sus resultados individuales de las MSD según la línea de tiempo de la Figura 2.22, de acuerdo a las ofertas aceptadas por TERN que serán destinadas a aliviar congestiones de transmisión y crear márgenes de reserva.



Figura 2.22: Línea de tiempo mercado ex-ante MSD. Fuente: Elaboración propia

El Mercado de Balance (MB) también se lleva a cabo en seis sesiones, durante las cuales TERN va seleccionando las ofertas de acuerdo a las necesidades de control secundario y de balance de

inyecciones y retiros en tiempo real. En la primera sesión se toman en consideración las ofertas validadas de la sesión previa del mercado *ex-ante MSD*. Para el resto de las sesiones, el periodo de ofertas comienza a las 10:30 p.m. del día anterior y cierra hora y media antes de la hora que será negociada en esa sesión.

Como visión más general, a continuación se enumeran los principales Servicios Complementarios identificados por TERN, y cómo estos son remunerados.

1. Control Primario de Frecuencia: Las plantas generadoras que entreguen este servicio pueden recibir una cierta compensación financiera si es que cumplen con los siguientes requerimientos: Auditorias para verificar que se está cumpliendo con la reglamentación, Instalación de un "*quick event recorder*" y dar la posibilidad de recibir simulaciones de desvíos de frecuencias de parte del operador. Sólo se paga la energía suministrada, no se da un pago por tener disponible la energía para dar el servicio.
2. Control Secundario de Frecuencia: Existen dos casos en que se remunera basados en "Pay as Bid" (se paga como se ofrece en base a los costos marginales de la planta): Si se activa la reserva o si se le solicita que cambie el "*updated cumulative program*" para poder ofrecer reserva secundaria.
3. Control Terciario de Frecuencia: Para participar en este mercado se puede dejar establecido al momento de ofertar en el mercado *Day-ahead* que en caso de no aceptar su oferta podría entregar esa energía como reserva terciaria. Las plantas son remuneradas solo si el servicio se lleva a cabo y no hay un pago por estar disponible para suministrarlo, sin embargo, sí existe un pago por disponibilidad para la partida de una planta generadora que tenga una tasa de toma de carga específica según se requiera.
4. Partida en negro: Las centrales que participan en este servicio son en su mayoría pertenecientes al grupo de "centrales esenciales" mencionadas al comienzo de la sección. La remuneración se lleva a cabo en base a una negociación bilateral entre los participantes y el Operador de Red.
5. Suministro de Potencia Reactiva: No existe una remuneración específica para este servicio. Si se activa una central para mantener la tensión en un cierto punto, sólo se le remunerará por la energía entregada.

#### 2.4.2.4 Resumen

Tabla 2.2: Resumen sistema eléctrico Italiano

<b>Características Principales</b>	
<b>Despacho</b>	Mercado
<b>Mercado de Energía</b>	Mercado Spot, Mercado Forward y contratos bilaterales
<b>Precio del Mercado</b>	Obtenido mediante despeje oferta y demanda, tipo bolsa
<b>Demanda Max</b>	~54 GW
<b>Capacidad Instalada</b>	~102 GW

Servicios Complementarios		
Servicio	Obtención	Pagos
Frecuencia	Mercados	<i>Pay-as-bid</i>
Tensión	Contrato largo plazo	Entrega obligatoria, no es remunerado
Recuperación del Servicio	Contrato largo plazo	Negociación bilateral

### 2.4.3 Bélgica [12]

Bélgica mantiene un alto intercambio de energía eléctrica con Francia, Holanda y próximamente Luxemburgo [13]. Entre estos países se mantiene un fuerte acoplamiento, por lo que los precios de sus mercados son muy similares la mayor parte de la operación (exceptuando ciertas horas del día en que las líneas de transmisión de interconexión están saturadas). Bélgica es también un gran exportador de Gas, por lo que los precios del mercado se definen principalmente por este combustible.

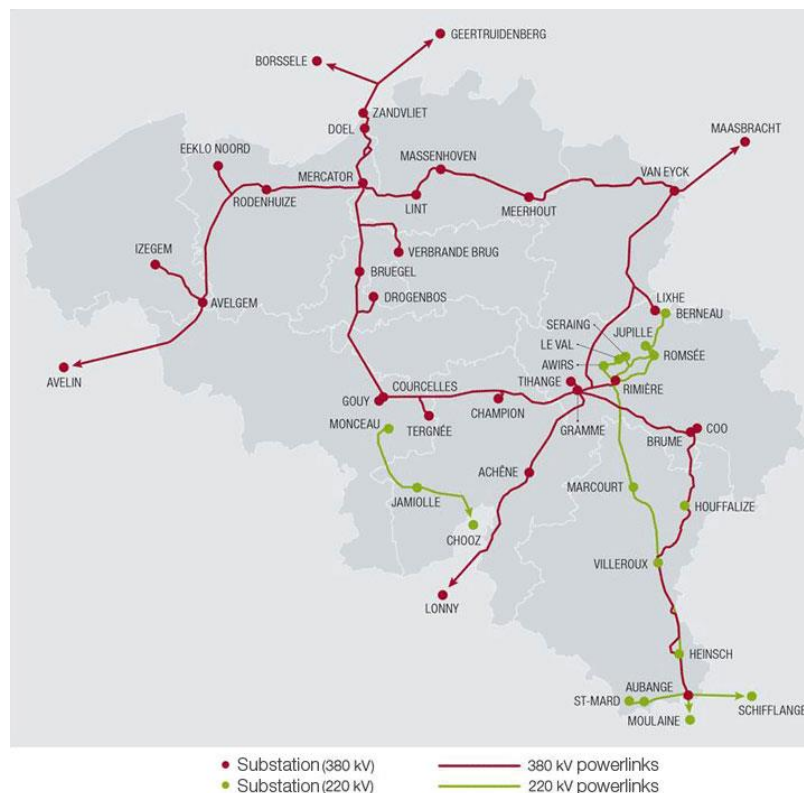


Figura 2.23: Sistema eléctrico Belga

La operación del sistema eléctrico es llevada a cabo principalmente por el Operador de Red belga, ELIA, pero además es apoyado por un organismo llamado ARP (Access Responsible Parties) al



cual pertenecen tanto productores de energía, consumidores grandes como distribuidoras; quienes están a cargo de mantener un balance de carga generación cada cuarto de hora utilizando las plantas generadoras que tengan en su área designada.

Al igual que en Italia, el mercado belga se divide en el mercado Spot, que incluye el "day-ahead market", el mercado intra-diario y el de SSCC; y el mercado "forward" de planificaciones a largo plazo. Tanto en los mercados de "day-ahead" como en el intradiario participan los ARP, quienes tienden a optimizar en tiempo real la operación desde un punto de vista de costos, lo cual puede generar mayor volatilidad en el mercado intradiario.

El operador de Red tiene considerado un cierto monto de "reserva estratégica" que puede ser utilizada en caso de que al final del periodo del day-ahead market no se cumplan balances en la red o si se anticipan mayores problemas técnicos. A las unidades que participen entregando este servicio se les da un pago por capacidad durante un año de contrato y en caso de ser activada la reserva se les da un pago por activación. Los requerimientos para la participación son que las unidades sean capaces de partir en menos de tres horas.

#### 2.4.3.1 Servicios Complementarios en Bélgica y sus remuneraciones

A continuación se detallan los principales SSCC del sistema eléctrico belga y cómo estos son remunerados.

1. Control Primario de Frecuencia: Entregar este servicio no es formalmente obligatorio para las unidades y su forma de remuneración es por capacidad siguiendo el esquema de "*pay-as-bid*".
2. Control Secundario de Frecuencia: Cuando es detectado un desbalance en las áreas de interconexión internacional se activa una señal de Error de Control de Área (ACE), el Operador de Red envía una señal a los ARP quienes realizan los despachos de la forma más adecuada para aspectos técnicos y económicos. Las remuneraciones están basadas en un mercado *pay-as-bid* semanal, donde se paga por reserva disponible y por la energía suministrada en caso de activación del servicio.
3. Control Terciario de Frecuencia: Se requiere para reconstituir las reservas utilizadas en los controles de frecuencia primarios y secundarios, donde la capacidad necesaria debe suplir la caída del generador más grande del sistema. Las remuneraciones están basadas en un mercado "*bidding/auction*" mensual por la capacidad.
4. Partida en Negro: Para este servicio son requeridas cinco unidades ubicadas en lugares específicos para restablecer el sistema en caso de apagón, las cuales deben ser capaces de producir energía lo antes posible en una red en negro. La remuneración está basada en la capacidad disponible y las centrales participantes se eligen por un proceso "*bidding/auction*" cada cierto período de años.
5. Suministro de Potencia Reactiva: Las unidades participantes son seleccionadas por el Operador de Red según en sus ubicaciones en el sistema debido a que la potencia reactiva no puede ser transmitida en largas distancias. Existen dos tipos de remuneraciones de este servicio: Un precio fijo para cubrir los costos que no son de operación ("*one-time expenses*") y un pago por activación dependiendo de la potencia reactiva generada o absorbida por la unidad.

## 2.4.4 Australia

El operador del sistema eléctrico australiano, AEMO (Australian Electricity Market Operator), es el encargado de operar los dos grandes mercados existentes: El "*National Electricity Market*" (NEM) y el "*Wholesale Electricity Market*" (WEM), los cuales, debido a la gran extensión y distancia de extremo a extremo del país, no se encuentran interconectados, como puede apreciarse en la Figura 2.25.

El NEM opera en la zona Este de Australia, donde se encuentran interconectados cinco de los estados: Queensland, New South Wales, South Australia, Victoria y Tasmania [14]. Este mercado se encuentra conformado principalmente por un Mercado spot, donde el operador hace coincidir la oferta con la demanda en tiempo real a través de un despacho coordinado centralizado, y un mercado financiero, donde los generadores a modo de minimizar el riesgo de participar en el spot establecen contratos con otros participantes del mercado. Los consumidores no participan en el NEM, sino que compran la energía a un retailer a precio comercial.

La capacidad instalada por tecnología en el NEM se muestra en la Figura 2.24.

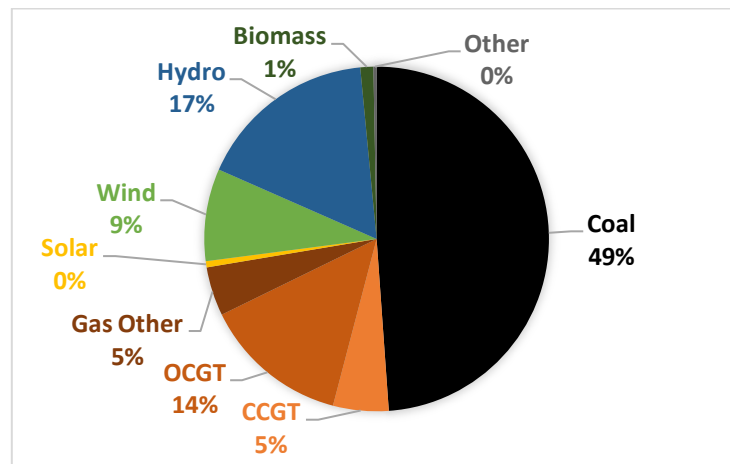


Figura 2.24: Capacidad instalada NEM

Para participar en el Mercado Spot, las unidades de generación envían ofertas con cierta cantidad de energía a un precio dado, el cual pueden cambiar en cualquier momento. Posteriormente, el operador AEMO decide cuáles generadores despachar dependiendo de los precios de las ofertas enviadas, donde se busca realizar un despacho costo eficiente.

En casos de que el sistema se encuentre en un estado crítico, por ejemplo cuando la demanda sobrepasa la generación, el operador AEMO puede realizar desconexiones de carga, que por lo general son consumos industriales.

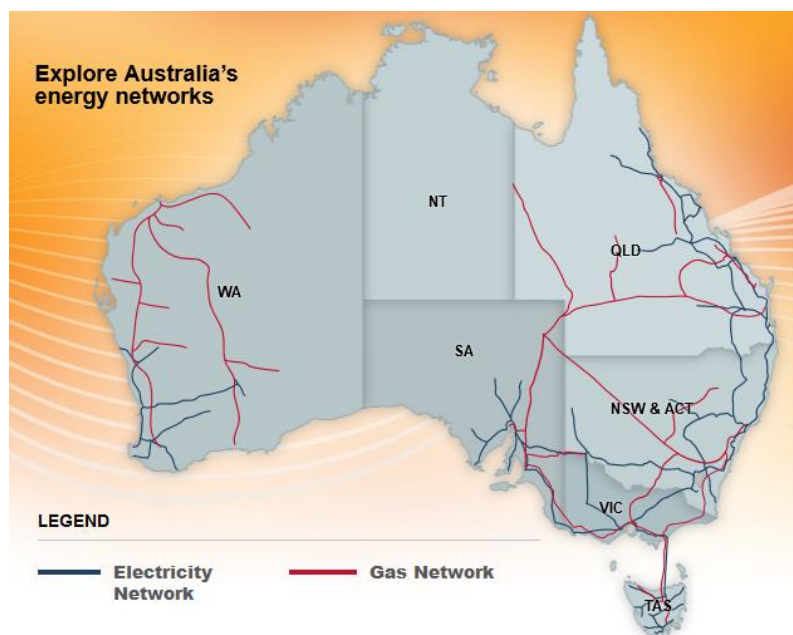


Figura 2.25: Sistema Eléctrico y de gas de Australia. Fuente: AEMO.com.au

El WEM opera en el "*South West Interconnected System*", que corresponde al estado de Western Australia. Su mecanismo de funcionamiento es similar al del NEM, por lo que no se entregarán más detalles.

#### 2.4.4.1 Servicios Complementarios en Australia y sus remuneraciones [15]

El operador AEMO es responsable bajo la normativa “National Electricity Rules” de asegurar que el sistema eléctrico sea operado de forma segura y confiable, por lo que utiliza los SSCC de manera de controlar variables propias del sistema, como lo son la tensión y la frecuencia. Los Servicios Complementarios existentes en el mercado NEM pueden agruparse en las siguientes categorías:

- a) SSCC de Control de Frecuencia (FCAS)
- b) SSCC de Soporte de Red y Control (NSCAS)
- c) SSCC de Restauración del Sistema (SRAS)

Donde el primero es obtenido a partir de un conjunto de mercados organizados y los dos últimos son obtenidos a través de contratos de largo plazo.

##### 1. SSCC de Control de Frecuencia (FCAS)

Para obtener los servicios de Control de Frecuencia (FCAS), AEMO opera ocho mercados dentro de los cuales se obtienen productos específicos, siguiendo dos categorías principales: Servicios de Regulación y de Contingencias.

Los Servicios de Regulación se utilizan continuamente, de modo de corregir el balance generación-demanda en respuesta a variaciones pequeñas de carga o generación y son controlados

centralizadamente por el Centro de Control de AEMO. Este servicio es entregado principalmente por generadores con Automatic Generation Control (AGC), lo que permite al operador monitorear de forma continua la frecuencia del sistema y enviar señales de control adecuadas a los participantes de modo de mantener la frecuencia dentro del rango. Los mercados existentes que entregan este servicio corresponden a:

1. Regulation Raise: Cuya principal función es corregir pequeñas disminuciones de la frecuencia.
2. Regulation Lower: Su principal función es corregir pequeños aumentos de frecuencia.

Los Servicios de Contingencia se encargan de la corrección del balance de demanda-generación en respuesta a algún evento de contingencia, tales como la pérdida de una unidad generadora, carga industrial o un elemento de transmisión de gran tamaño. Luego de ocurridos estos eventos se envía una señal que activa estos servicios, los cuales son controlados de forma local. A pesar que estos servicios se encuentran siempre disponibles, se ocupan de manera ocasional. Los mercados existentes diseñados para entregar este servicio corresponden a:

3. Fast Raise (6 Segundos): Respuesta a una gran disminución de la frecuencia luego de una contingencia.
4. Fast Lower (6 segundos): Respuesta a un gran aumento de la frecuencia luego de una contingencia.
5. Slow Raise (60 segundos): Respuesta para estabilizar la frecuencia luego de una gran disminución de ésta.
6. Slow Lower (60 segundos): Respuesta para estabilizar la frecuencia luego de un gran aumento de ésta.
7. Delayed Raise (5 minutos): Respuesta para recuperar la frecuencia que se encuentre dentro de la banda de operación luego de una gran caída de esta.
8. Delayed Lower (5 minutos): Respuesta para recuperar la frecuencia que se encuentre dentro de la banda de operación luego de un gran aumento de esta.

Para poder participar en cualquiera de los mercados de FCAS descritos anteriormente, las unidades deben registrarse con AEMO, lo que les permite enviar una oferta para cada servicio. Una oferta para un *raise service* representa la cantidad de MW que el participante puede agregar al sistema en un intervalo de tiempo dado para aumentar la frecuencia. Una oferta para un *lower service* representa la cantidad de MW que un participante puede extraer del sistema en un intervalo de tiempo para disminuir la frecuencia.

Durante cada intervalo de despacho del mercado, el National Electricity Market Dispatch Engine (NEMDE) debe habilitar una cantidad suficiente de cada uno de los ocho productos, a partir de las ofertas recibidas, para alcanzar el requerimiento de MW. Estos requerimientos de MW son obtenidos en conjunto con la cantidad de energía programada del despacho, por lo que se utiliza un proceso de co-optimización inherente del algoritmo de despacho a modo de minimizar el costo total del mercado, considerando la energía y las reservas. Las ofertas serán habilitadas en orden de mérito del costo, donde la oferta con mayor costo que sea activada fijará el precio marginal para cada categoría de FCAS.

Así, el NEMDE determinará un precio de despeje para cada uno de los mercados, lo que será utilizado para determinar los pagos para cada uno de los proveedores de FCAS, que serán proporcionales a la cantidad de MW autorizada para cada uno y al precio de despeje. Los pagos por los servicios FCAS se recuperan de los participantes del mercado, donde los *raise services* se recuperan de los generadores, los *lower services* se recuperan de los clientes y los *regulation services* son recuperados por quien los ocasiona.

## 2. SSCC de Soporte de Red y Control (NSCAS)

Los servicios de soporte de red y control pueden subdividirse en tres categorías:

- i. Voltage Control Ancillary Service (VCAS): Los equipos que entregan este servicio absorben o entregan potencia reactiva a la red de manera de controlar la tensión de forma local. Por lo general los participantes actúan como condensadores síncronos, quienes recibirán un pago por activación más costos por realizar pruebas anuales, o Plantas que posean capacitores o reactores, quienes recibirán un pago por disponibilidad.
- ii. Network Loading Control Ancillary Service: Estos servicios son utilizados por AEMO para mantener los flujos entre las interconexiones dentro de los límites de corto plazo. Para lograr esto, por ejemplo, en dos zonas interconectadas, se aumenta la generación en una región o se disminuye la demanda en la otra utilizando AGC o desprendimiento de carga.
- iii. Transient and Oscillatory Stability Ancillary Service (TOSAS): Estos servicios son utilizados por AEMO para controlar los fuertes transientes que pueden aparecer producto de un cortocircuito o el malfuncionamiento de un equipo, y que pueden dañar equipos a través de toda la red. Para lograr una regulación rápida de la tensión de la red, se aumenta la inercia de las masas rotatorias conectadas al sistema o se aumenta o disminuye de manera abrupta la carga conectada al sistema. Algunos de los equipos que pueden proveer el servicio son los Power Systema Stabilisers (PSS), condensadores síncronos, SVC, generadores, etc.

Los pagos por estos servicios son recuperados de manera completa por los clientes del mercado.

## 3. SSCC de Restauración del Sistema (SRAS)

Los servicios de restauración del sistema son requeridos para reiniciar el sistema eléctrico luego de un black-out completo o parcial, y pueden proveerse principalmente mediante generadores que no requieran energía externa para partir.

Los pagos para los que entregan los servicios incluyen la disponibilidad, los costos por pruebas que deban realizarse y por el uso del servicio. Estos son recuperados 50/50 tanto de los consumidores como de los generadores.

## 2.4.4.2 Resumen de Australia

**Tabla 2.3: Resumen del mercado australiano**

<b>Características Principales</b>			
<b>Despacho</b>	Co- optimización de Energía y Reservas		
<b>Mercado de Energía</b>	Mercado Spot y contratos bilaterales		
<b>Precio del Mercado</b>	Obtenido mediante despeje oferta y demanda		
<b>Demanda Max</b>	~27 GW (NEM)		
<b>Capacidad Instalada</b>	~47 GW		
<b>Servicios Complementarios</b>			
<b>Servicio</b>	<b>Obtención</b>	<b>Pagos</b>	<b>Recuperación de pagos</b>
<b>Frecuencia</b>	Mercados	Pay-as-cleared	Raise services de los generadores Lower services de los clientes Regulation de quien ocasiona desbalances
<b>Tensión</b>	Contrato largo plazo	Pagos por activación, costos de pruebas anuales y disponibilidad	Clientes
<b>Recuperación del Servicio</b>	Contrato largo plazo	Pago por disponibilidad, pruebas anuales y utilización	Repartición 50 /50 entre los participantes

## 2.5 Contexto Chileno: Situación Actual

### 2.5.1 Mercado Eléctrico Chileno

El mercado eléctrico chileno está dividido principalmente en dos partes: Un mercado físico de tipo *pool* (mercado Spot) que está coordinado por el Operador de Red, que desde 2017 es llamado "Coordinador Eléctrico Nacional" (CEN), y un mercado financiero donde los generadores realizan contratos de tipo bilaterales financieros con sus clientes, que pueden ser tanto grandes consumidores (clientes libres) como otros generadores. En el mercado eléctrico, los Servicios Complementarios no son transados en un mercado aparte como en otros países del mundo, por lo que las compañías de generación no ven la entrega de estos servicios como una manera de adquirir ingresos extras.

La participación en el mercado spot es obligatoria para todas las centrales que se encuentren instaladas en el Sistema Eléctrico Nacional y el despacho de estas es llevada a cabo por orden de mérito, de acuerdo a los costos variables declarados por las unidades, de modo de satisfacer la demanda. Para la operación se realiza una programación semanal (de mediano plazo) y una diaria (corto plazo) donde el Coordinador resuelve un problema de optimización que define la operación de las centrales del sistema sujeto a restricciones de disponibilidad de las centrales y de combustibles, hidrologías, flujos por las líneas de transmisión, entre otros. El costo marginal se establece como el mayor de los costos variables de las centrales despachadas.

Además, existe un pago por Potencia de Suficiencia que corresponde a un pago por capacidad que es proporcional al aporte de las centrales a la suficiencia del sistema eléctrico.

### 2.5.2 Servicios Complementarios en Chile: Situación Actual

En Chile, se definen los Servicios Complementarios (SSCC), de acuerdo al Decreto Supremo 130, como "los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137 de la Ley General de Servicios Eléctricos" [16].

Además, de acuerdo a este decreto, cada CDEC elaborará un informe de Definición y Programación de los SSCC, de forma anual, de modo de ir actualizando las definiciones de acuerdo a lo que sea de necesidad para el sistema. Sin embargo, es posible identificar ciertas categorías generales descritas a continuación que deben estar contenidas en el informe elaborado por el Coordinador [17].

#### 2.5.2.1 Control Primario y Secundario de Frecuencia

Este servicio corresponde al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda en torno a la frecuencia de referencia, de modo que frente a perturbaciones o desequilibrios entre oferta y demanda en el sistema interconectado, se cumplan los estándares de seguridad y calidad de suministro.

Dentro de este servicio se distinguen dos acciones para controlar la frecuencia:

#### 2.5.2.1.1 Control Primario

Esta acción es llevada a cabo por los controladores de Carga y Velocidad de las unidades de generación sincrónicas, por los controladores de Frecuencia y Potencia de las unidades eólicas y fotovoltaicas y por los Equipos de Compensación de Energía Activa. Este control debe llevarse a cabo durante los primeros segundos de ocurrida una perturbación.

#### 2.5.2.1.2 Control Secundario

Esta acción pretende corregir la desviación de la frecuencia de su valor nominal resultante de la acción del Control Primario de Frecuencia. Puede llevarse a cabo de manera manual o automática por los controladores de Carga y Velocidad de las unidades generadoras y los controladores de Frecuencia y Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa. El control puede realizarse en el orden de varios segundos a minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos. De este modo, se permite restablecer la generación a valores en torno a la potencia de referencia para la frecuencia nominal de las unidades participantes del Control Primario de Frecuencia.

#### 2.5.2.2 Control de Tensión

Servicio que pretende mantener la tensión de operación en las barras del sistema interconectado dentro de una banda predeterminedada. Estas acciones son llevadas a cabo por equipos que inyectan o absorben reactivos (como generadores, reactores, condensadores, etc.), o transformadores de tap bajo carga, y se distinguen de dos tipos:

1. **Control Local Automático:** Se lleva a cabo en una barra determinada por un regulador automático de tensión (AVR) de una unidad generadora o por compensadores estáticos de tensión, que previamente deben poseer reservas de potencia reactiva.
2. **Control Centralizado Manual o Automático:** Pretende coordinar las acciones de los reguladores locales de tensión de tal forma que las inyecciones de potencia reactiva en una cierta zona sean administradas y además que las reservas de potencia reactiva utilizadas para el control local sean restablecidas.

#### 2.5.2.3 Operación de unidades generadoras con costo variable superior al costo marginal del sistema

Para este servicio entran en operación centrales que por orden de mérito no serían despachadas debido a que su costo variable es más caro que el de las centrales marginales, sin embargo son necesarias para cumplir los requerimientos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, para llevar a cabo de manera efectiva el control de frecuencia y el Plan de Recuperación de Servicios dado que por lo general estas centrales tienen mayores tasas de toma de carga.



#### 2.5.2.4 Instalación y Operación de componentes o equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio

El plan de recuperación de servicio corresponde al conjunto de acciones para poder restablecer el suministro eléctrico de manera segura, confiable, organizada y en el menor tiempo posible, una vez ocurrido un apagón total o parcial.

#### 2.5.2.5 Servicios de desprendimiento de carga automático o manual

Los servicios de desprendimiento de carga automática corresponden a recursos generales de control de contingencias, que se utilizan de modo de aplicar el Criterio N-1 en la programación de la operación que realiza la Dirección de Operaciones. Principalmente pueden distinguirse de dos tipos: EDAC (Esquema de desconexión Automática de Carga) y ERAG (Esquema de reducción automática de generación), los cuales se activan frente a señales específicas de contingencias simples, de modo que la falla no se propague hacia el resto de las instalaciones del Sistema Interconectado.

#### 2.5.2.6 Remuneraciones de los Servicios Complementarios

De acuerdo al DS N° 130, las remuneraciones de los Servicios Complementarios son establecidos por cada CDEC, realizando cada dos años un estudio de costos donde se identifique si es necesario estandarizar y determinar el costo de inversión, operación y mantenimiento de otros equipos distintos a los establecidos en el estudio de costos vigente a la fecha.

Cabe destacar que las remuneraciones entregadas a los equipos que entreguen los servicios requeridos son aportadas por las empresas de inyección de energía que estuviesen operando momentos antes de ser requerido cada servicio, a prorrata de su participación en el sistema eléctrico.

A continuación se detallará los costos considerados al momento de calcular las remuneraciones correspondientes para los distintos Servicios Complementarios que son requeridos en Chile.

1. Control Primario y Secundario de Frecuencia: Se deben incluir costos de inversión por instalación y/o habilitación, costos anuales adicionales por mantenimiento y costo de combustible adicional en que incurre una unidad (sobre los costos declarados por cada empresa).
2. Control de Tensión: Se deben considerar los costos de inversión y costos adicionales por mantenimiento de las instalaciones o equipos participantes.
3. Operación de unidades con costos variable superior al costo marginal del sistema: La remuneración recibida corresponde a la diferencia entre el costo marginal y el costo variable de la unidad multiplicada por la cantidad de energía entregada durante ese período.
4. Instalación de equipos asociados a los Planes de Recuperación de Servicio: Se incluye el costo de inversión por instalación y/o habilitación y los costos anuales adicionales por el mantenimiento de los equipos.

5. Operación de instalaciones y equipos asociados a los Planes de Recuperación de Servicio: Se incluyen los costos de operación de las centrales que participen entregando este servicio.
6. Desconexión de Carga Automático y manual: Los participantes reciben una remuneración sólo si se supera el número de desconexiones y/o tiempo acumulado definido por la NTSyCS. La remuneración corresponde al costo de falla de corta duración definido en la NTSyCS por cada kilowatt desconectado que estuviesen consumiendo al momento de la desconexión.

### 2.5.3 Determinación y obtención de reservas

En Chile, las reservas para el sistema eléctrico se obtienen según el estudio anual “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” [18] emitido por la Dirección de Operación del Coordinador (DO)<sup>1</sup>, que busca definir los requerimientos de reservas para los CPF y CSF y que estos sean asignados de manera correcta tal que se cumplan los estándares de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

La metodología de obtención de estas reservas será explicada en las secciones siguientes.

#### 2.5.3.1 Reserva para Control Secundario de Frecuencia

La reserva de potencia secundaria corresponde a la capacidad de respuesta, en cuanto a entrega de potencia, de ciertos recursos de generación utilizada para cubrir las necesidades del sistema que no hayan sido satisfechas con el Control Primario de Frecuencia, luego de una perturbación, de modo que se pueda seguir la tendencia de disminución o aumento de la frecuencia según corresponda y finalmente llevar el error de frecuencia a cero. Esta reserva se encuentra disponible en unidades de generación que posean reguladores de velocidad con acción manual o automática.

El monto de reserva de potencia secundaria debe ser determinada por la DO en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda, que corresponde a la diferencia entre el incremento de la programación de la generación (pre-despacho) y el incremento del despacho de generación real entre horas sucesivas, por lo que presenta distintos valores para cada hora de operación. Luego de obtenido el error estadístico se considera un intervalo de confianza del 95% para determinar el rango esperado que abarcará este error.

Debido a que de manera histórica se han obtenido mayores errores en la previsión en aquellas horas en que la demanda no es plana, se determinan dos montos de reserva: Uno para las horas entre las 1 y las 18, de  $\pm 109$  MW y otro para las horas entre las 18 y las 1 horas, de  $\pm 203$  MW.

#### 2.5.3.2 Reserva Control Primario de Frecuencia

La reserva primaria corresponde a la cantidad de potencia de reserva en giro que es utilizada para compensar los desbalances instantáneos producidos por la variación natural de los consumos o por

---

<sup>1</sup> En este caso la metodología descrita es la del CDEC SIC.

la desconexión intempestiva de generación o consumos de gran tamaño, por lo que son definidas como dos tipos de reserva por separado para el primer y el segundo caso.

Para la determinación de la reserva para el CPF ante variaciones instantáneas de los consumos se extrae la componente de fluctuaciones aleatorias de la demanda normalizada a partir de la diferencia entre los registros de generación total del sistema y lo identificado como tendencia de la demanda para un intervalo de tiempo (calculado como el promedio dentro de la ventana de tiempo). Luego, se considera un valor estadístico tal que esté incluido en el intervalo de confianza del 95% de los eventos.

Para la determinación de la reserva para el CPF ante la pérdida de generación se debe resolver un problema técnico-económico, debido a que se busca cumplir con los requerimientos de calidad y seguridad de servicio a la vez que se minimiza el costo de operación más el costo por energía no suministrada para un horizonte de 12 meses. Para esto, se debe determinar:

- La previsión de la demanda total a través de una curva de duración con cinco bloques y con etapas semanales en un horizonte de 12 meses para el año hidrológico anterior, para utilizarlos en la programación de la generación en el Modelo PLP.
- El costo de operación anual esperado y el monto de carga desprendida por el EDAC en función de la reserva de potencia destinada para el CPF asociado a la pérdida de generación.
- La tasa de falla equivalente anual de las unidades de generación (fallas/horas).
- El tiempo de recuperación del servicio en función del monto de carga desprendido por el EDAC y de la reserva pronta disponible.
- La energía no suministrada y su costo en función de la reserva destinada al CPF.
- Identificación de la reserva de potencia óptima para la cual el costo total de operación más el costo de la energía no suministrada en función de la reserva destinada al CPF es mínimo
- Realizar un análisis del comportamiento dinámico del sistema para una de las contingencias más críticas, en términos del monto de la pérdida de generación, en escenarios de demanda máxima y mínima con reserva de potencia óptima para el CPF.

### 2.5.3.3 Asignación de reservas

Luego de determinar los montos de reservas requeridos se selecciona una lista de unidades generadoras tomando en cuenta la experiencia de operación real del SIC, la participación de las unidades en los planes de recuperación de servicio vigentes y la información técnica entregada al coordinador de las empresas propietarias de las unidades. El monto de las reservas de CPF ante variaciones instantáneas de los consumos es asignado a la unidad generadora piloto que opera con un estatismo muy cercano a cero, por lo que le es posible corregir el error de frecuencia. Las centrales que pueden operar como unidad generadora piloto son: El Toro, Ralco, Pehuenche, Colbún (si la cota es mayor a 418 m.s.n.m.) y Antuco, Rapel y Canutillar para ciertas condiciones particulares de operación.

Para el resto de las reservas, la repartición asignada en forma económica por la aplicación del modelo PLP, y debido a que el modelo PLP no fue concebido para incluir restricciones de reserva, se plantea un procedimiento que permita incorporarlas sin configurar su código de programación, donde se modela el requerimiento de reserva como una barra auxiliar del sistema hacia donde llegan las generaciones de las unidades que fueron designadas para entregar esa reserva.

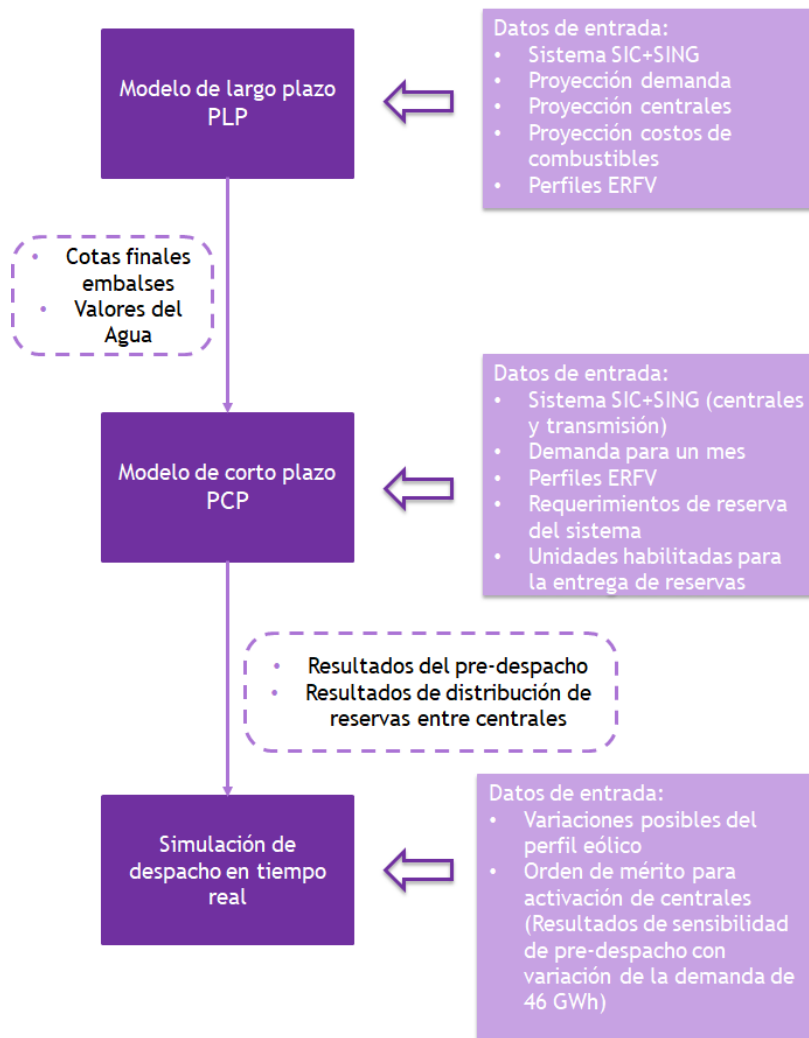
# Capítulo 3

## Metodología y Casos de Estudio

### 3.1 Propuesta General

El objetivo general del caso de estudio es ilustrar cómo serían aplicadas las propuestas en el sistema eléctrico chileno. Para lograr el objetivo se crean casos que representen una programación del día antes y que posteriormente en el despacho en tiempo real se produzcan variaciones de energía eólica que gatillan la utilización de las reservas almacenadas del sistema como resultado de la programación. De esta forma, es necesario simular la realización de un pre-despacho, para lo cual son utilizados los modelos PLP y PCP, y la activación de las reservas en tiempo real, para lo cual se emula un modelo de tiempo real de elaboración propia.

La metodología para elaborar estas simulaciones se muestra en Figura 3.1, donde primero se realiza una simulación en el modelo PLP para obtener los valores del agua y las cotas finales del periodo de evaluación, luego se realiza una simulación en el modelo PCP para obtener los pre-despachos y los montos de reserva para el día siguiente de operación y finalmente se emula la activación de reservas en el tiempo real debido a las variaciones eólicas no pronosticadas en la programación del día anterior.



**Figura 3.1: Metodología de casos de estudio**

## 3.2 Modelos

### 3.2.1 Modelos de pre-despacho: PLP y PCP

El trabajo realizado se llevó a cabo utilizando los modelos PLP para la modelación de largo plazo y PCP para la modelación de corto plazo, que corresponden a los modelos que utiliza el Coordinador para la planificación y operación del Sistema Interconectado Central<sup>2</sup>.

El modelo PLP es un programa computacional que determina la operación óptima de un sistema hidrotérmico utilizando programación dinámica dual estocástica (SDDP de sus siglas en inglés)

<sup>2</sup> Con la entrada en vigencia de la Interconexión SIC-SING, el modelo PCP ha sido reemplazado por el modelo PLEXOS.

para manejar la incertidumbre hidrológica, donde todos los datos de entrada son determinísticos exceptuando los caudales. Los escenarios hidrológicos utilizados están basados en la historia, partiendo con caudales recopilados desde 1960 al 2015 y la red es representada mediante un modelo DC que incluye las pérdidas de transmisión, modeladas linealmente por tramos, entre las barras del sistema.

Para representar la incertidumbre hidrológica, primero se sortean un conjunto de simulaciones iniciales para todo el horizonte de planificación y luego cada año es dividido en un periodo donde los caudales son originados por precipitaciones (Abril – Septiembre) y un segundo periodo donde estos provienen de los deshielos (Octubre – Marzo) por lo que los caudales son menos estocásticos que en el primer periodo.

Para obtener el pre-despacho en un sistema hidrotérmico, se resuelve el problema mostrado en la Ecuación (3.1), donde la función objetivo es minimizar la suma de los costos de operación variables de las centrales térmicas y de falla más la función de costo futuro de los embalses.

$$\text{mín} \sum_{t=1}^T \Delta_t \sum_{j=1}^{T_t} \sum_{v \in E} c_{ij}^v(x_{ij}^v) + \phi_{T+1}(x_{T,1}^e, \dots, x_{T,T_e}^e) \quad (3.1)$$

Donde,

$E$ : Todos los elementos que componen el sistema, centrales, barras y líneas.

$\Delta t$ : Duración de la etapa

$c_{ij}^v(x_{ij}^v)$ : Costo variable asociado a mantener el estado  $x_{ij}^v$  durante la etapa.

$\phi_{T+1}(x_{T,1}^e, \dots, x_{T,T_e}^e)$ : Función de costos futuros de los embalses

El modelo PCP, al igual que el modelo PLP, resuelve la planificación de la operación de un sistema hidrotérmico pero utilizando los caudales y las cotas determinados por el PLP, por lo que estos corresponden a una entrada determinística. Es por esto que para la resolución del problema se utiliza la programación dinámica dual (DDP). El modelo PCP utilizado incluye una optimización de las reservas, donde el monto total de reserva seleccionado es repartido entre unidades de generación previamente seleccionadas. Las restricciones adicionales que incluyen la optimización de las reservas se muestran en las ecuaciones (3.2) y (3.3).

$$P_{i_t} + R_{i_t} \leq P_{max_i} \quad (3.2)$$

Donde  $P_{i_t}$  es la generación que tendrá la central  $i$  para la hora de operación  $t$ , que es capaz de entregar la reserva  $R_{i_t}$  y que la suma de estas no puede exceder la potencia máxima de dicha central.

$$\sum_{i=1}^N R_{i_t} \geq R_{total_t} \quad (3.3)$$

Donde N es el número total de las centrales habilitadas previamente para la entrega de reservas y  $R_{total}$  es el requerimiento de reservas del sistema que debe cumplirse para cada hora  $t$  de operación.

### 3.2.2 Modelo de despacho en tiempo real

Para emular la activación de reservas en tiempo real se realiza un análisis previo con sensibilidades aplicadas al modelo de pre-despacho obtenido del PCP, que sigue los siguientes pasos:

- Paso 1: Se modela el sistema para una operación normal sin reservas en una semana, obteniéndose el pre-despacho del PCP.
- Paso 2: Se modela el sistema sin reservas en una semana con un aumento de la demanda de 46 GWh total, que es equivalente al monto de variaciones eólicas durante ese periodo. De esta manera se aumenta la demanda según el monto de variación eólica obtenido para cada hora de operación.
- Paso 3: Se resta la generación obtenida del paso 1 con la del paso 2, con lo cual es posible identificar las centrales que responden a la variación de la demanda y por lo tanto aumentan su generación del paso 2 con respecto al paso 1. En particular se rescatan las variaciones que realizaron las centrales que tienen habilitada la entrega de reservas al sistema.
- Paso 4: Para un día en particular se determinan las variaciones porcentuales que realizan cada una de las centrales habilitadas para la entrega de reservas, donde el 100% representa las variaciones de todas estas.
- Paso 5: Se obtiene una “lista de mérito” con las centrales anteriores, donde son ubicadas con mayor prioridad las que presentan mayor movimiento porcentual con respecto al resto.

Una vez obtenida la lista de orden de mérito, se realiza una activación de estas por orden de mérito teniendo en cuenta la variación para cada hora del día elegido y el monto de reserva que las centrales poseen para esa hora.

Para la comparación entre los costos marginales de lo que corresponde a la programación del día anterior y el despacho en tiempo real, se obtienen los costos marginales del modelo de pre-despacho con reservas y se comparan con el mismo modelo de pre-despacho pero con un aumento de la demanda en 46 GWh. Debido a que no se dispone de un modelo de tiempo real que entregue los valores de costos marginales para ese momento, se utiliza lo anterior como una aproximación de los resultados.

### 3.3 Casos de estudio

Para lograr el objetivo del caso de estudio descrito en la Sección 3.1 son elaboradas las situaciones descritas a continuación, cada una para hidrologías seca y húmeda.

- i. Se considera la operación normal del sistema en Enero de 2021, con un cierto perfil de energías renovables y montos de reservas para control primario y secundario tanto para variaciones de demanda, variaciones de generación convencional y variación de generación eólica<sup>3</sup>. De esta manera, este caso representa una programación del día antes donde son determinados los despachos y los montos de reservas que debe mantener el sistema para el caso de que fueran utilizados.
- ii. Se realiza una activación de las reservas de acuerdo a una modificación en el perfil eólico, según se explica en la sección 3.3.1. De esta manera, este caso representa la operación de tiempo real donde según orden de mérito las reservas en los generadores son activadas según requiera el operador.

#### 3.3.1 Datos de entrada para los modelos y supuestos

Las consideraciones y supuestos utilizados para determinar los valores de entrada al modelo se describen a continuación.

- a) Proyección de Demanda: Para realizar una proyección de la demanda se consideró el crecimiento del PIB según el reporte de Abril 2017 del “World Economic Outlook”, donde se da una proyección del GDP desde el año 2017 al 2022. Luego, se considera la elasticidad de la demanda histórica de los últimos 15 años, de 0.9028, para finalmente obtener el crecimiento de la demanda. Los datos de demanda utilizados en el modelo PLP se muestran en la Tabla 3.1., donde se considera el monto total para la interconexión SIC-SING. Para el modelo PCP se utiliza el dato de la demanda para el año 2021 que es repartido horariamente para cada día del mes de Enero simulando un comportamiento normal de la demanda para un día de operación.

**Tabla 3.1: Proyección de la demanda energética**

<b>Año</b>	<b>Demanda [TWh]</b>
2017	68.43
2018	69.86
2019	71.57
2020	73.44
2021	75.52

---

<sup>3</sup> Los cálculos que realiza el Coordinador para obtener los montos de reserva para control de frecuencia primario y secundario consideran variaciones de energía convencional y variaciones de la demanda. Se agregaron las variaciones de energía eólica debido a que, como simplificación, se consideró que estas tienen mayor probabilidad de ocurrencia que variaciones de energía solar fotovoltaica.



- b) Capacidad Instalada: Los datos de las unidades existentes en el sistema eléctrico nacional fueron extraídas de la base de datos del Coordinador. Por otro lado, se consideró también el plan de obras de generación proporcionado por la CNE. La distribución de la matriz energética se puede observar en la Figura 3.2 y el detalle de capacidad instalada por tecnología puede observarse en la Tabla 3.2.

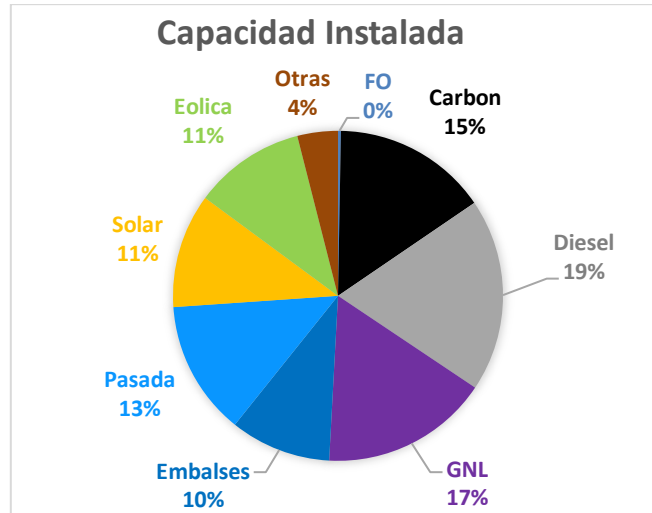


Figura 3.2: Matriz energética Sistema Eléctrico Nacional utilizada

Tabla 3.2: Detalle de capacidad instalada por tecnología

Tecnología	Potencia Instalada MW
FO	95.02
Carbón	5049.43
Diesel	6287.41
GNL	5713.91
Embalses	3286.20
Pasada	4377.28
Solar	3723.90
Eólica	3629.12
Otras	1604.40

**Costos de combustibles:** La proyección de los costos de combustibles fue extraída del “Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031” para la fijación del precio de nudo Abril 2016 realizado por la CNE. Los valores utilizados se observan en la

- c) Tabla 3.3. Los resultados de calcular los costos variables de las centrales térmicas en base estos precios de combustible se muestran en el Anexo A.

**Tabla 3.3: Proyección de precios de combustibles utilizada**

	Gas Natural	Carbón	Diésel	Fuel Oil
<b>Año</b>	<b>[USD/Mbtu]</b>	<b>[USD/Ton]</b>	<b>[USD/m3]</b>	<b>[USD/TON]</b>
<b>2017</b>	6.47	77.90	424.02	272.41
<b>2018</b>	7.69	78.37	512.04	350.38
<b>2019</b>	9.18	79.35	561.19	393.92
<b>2020</b>	9.80	80.42	590.99	420.31
<b>2021</b>	9.67	80.52	613.32	440.09
<b>2022</b>	9.51	81.18	630.52	455.33

- d) Hidrologías: Se utilizaron tres casos hidrológicos que corresponden a una hidrología seca, media y húmeda, para lo cual se utilizaron datos de afluentes utilizados en modelo PLP y pronósticos de deshielos generados por este mismo según probabilidad de excedencia de entre 0 y 30% para el caso húmedo, entre 40 y 60% para uno medio y entre 70 y 100% para un caso seco.
- e) Perfiles Eólicos y Solares: Para obtener los perfiles de las fuentes de energía primaria de las centrales renovables se utilizó generación real del año 2015 para las centrales existentes y para las no existentes se ajustaron los perfiles según la ubicación y la potencia máxima correspondiente.
- f) Perfiles eólicos modificados: Para los perfiles eólicos modificados se consideró la varianza descrita en [19] dada por la Ecuación (3.4).

$$\sigma_w^t = \frac{1}{5} w_F^t + \frac{1}{50} W_I \quad (3.4)$$

Donde,

$w_F^t$ : Predicción de viento para cada zona

$W_I$ : Capacidad instalada total

La varianza fue calculada para la generación total dado el perfil original introducido, con lo cual se obtuvieron las variaciones posibles para la muestra. Con lo anterior fue creado un perfil para la generación total que fue escalado para cada central según su potencia máxima.

- g) Monto de reservas del sistema: Se considera un monto de reserva a nivel del sistema, donde se incluyen las reservas para control primario y secundario de frecuencia. El monto de reserva total es dividido en tres partes: reservas para variaciones propias de la demanda, reservas para variaciones de generación convencional y reservas para variaciones de energía eólica.

Para los primeros dos montos, es decir variaciones de demanda y de generación convencional, se utilizaron los valores calculados del estudio del SIC en [18], los cuales son 391 MW para un tercio de las horas del día y 485 para el resto de las horas del día, lo que ponderado da un total de 453.67 MW.

Para las variaciones dadas por la energía eólica se obtuvieron las variaciones posibles para cada hora del mes de Enero dadas por la Ecuación (3.4), donde luego de calculado el promedio y su desviación estándar se obtiene la cantidad total de reservas como  $\bar{X} + \sigma$ , lo que resulta en un monto de reserva de 366 MW.

De lo anterior se obtiene que el monto total de reservas para el Sistema Eléctrico Nacional es de 819.67 MW.

- h) Unidades que proveen reserva: La lista de unidades del sistema que fueron habilitadas para entregar la reserva del sistema se muestran en la Tabla 3.4. Cabe destacar que la selección de estas no fue resultado de alguna optimización.

**Tabla 3.4: Unidades con capacidad de reserva**

<b>Unidad</b>	<b>Tecnología</b>
Pehuenche	Embalse
Colbún	Embalse
Machicura	Embalse
Antuco	Serie
Rapel	Embalse
Ralco	Embalse
Pangue	Embalse
CTM3	GNL
U16	GNL
Kelar	GNL

# Capítulo 4

## Desafíos en Chile e identificación de lineamientos fundamentales para las propuestas

En este capítulo se describen los desafíos identificados en el mercado chileno en conjunto con una recopilación de los elementos comunes identificados en los mercados de Europa, Estados Unidos (PJM) y Australia<sup>4</sup>, luego se determinan mecanismos a considerar en nuestro mercado considerando el marco regulatorio y modus operandi actual que lleva a cabo el Coordinador en el despacho en tiempo real, en comparación con las prácticas en los otros países.

### 4.1 Desafíos identificados

Tal como se mencionó en la Sección 2.5.2, en la actualidad las necesidades de Servicios Complementarios son determinadas por el Coordinador, quién además define qué centrales deben entregar cada servicio a cambio de una remuneración que cubre los costos de operación, mantenimiento e inversión según el tipo de servicio entregado. Los principales problemas de este mecanismo, es que las centrales no ven los incentivos necesarios para participar entregando estos servicios ya que en algunos casos estas remuneraciones no cubren todos los costos reales.

Por otro lado, en la Sección 2.5.3.3 se observó que el método de obtención y asignación de las reservas es realizado de forma independiente al despacho de energía, es decir, la energía y las reservas no son optimizadas de manera conjunta. Lo anterior se debe a que el modelo PLP no fue diseñado para considerar reservas en el despacho, por lo que el Coordinador aplica una metodología aparte para su obtención sin modificar el código del programa lo que ocasiona que la optimización del problema no refleje la operación a mínimo costo para el sistema debido al hecho de disponer reservas no optimizadas de manera conjunta con la energía, y además para el caso de las centrales hidráulicas de embalse, quienes son las más utilizadas en la entrega de reservas debido a su capacidad de almacenamiento y flexibilidad, no tienen interiorizado el valor real del agua lo que se traduce en ineficiencias de utilización del recurso hídrico y mayores costos totales para la operación del sistema.

---

<sup>4</sup> Revisión Internacional elaborada en la Sección 2.4

En consideración a lo anterior, no existe una clara diferenciación entre los productos que finalmente entregan las unidades de generación, que por un lado, en la elaboración de la programación diaria (pre-despacho) se determinan las unidades que participarán en la operación del día siguiente junto con los montos de energía esperados. Durante la operación real, los agentes deben seguir las instrucciones emitidas desde el Despacho del Coordinador, el cual busca corregir los desvíos que se producen con respecto de la programación diaria, donde no hay identificación de si estas diferencias son ocasionadas por errores de pronóstico, por fallas o por variación de la generación renovable o por alguna otra razón.

En cuanto a los pagos por la prestación de SSSC, estos se realizan a prorrata de los retiros, lo que se traduce en un traspaso al cliente final mediante los contratos de suministro por parte de los generadores. Es así como no hay ningún tipo de incentivo a que los agentes del mercado no ocasionen desvíos respecto de la programación del día anterior, y por lo tanto, que los SSSC sean recursos utilizados de manera eficiente.

## 4.2 Elementos comunes de los mercados internacionales

En cuanto a la estructura de los sistemas eléctricos de los países revisados, la primera entidad común identificada es el Operador del Sistema, ya sea un Independent System Operator (ISO) como en EEUU o un Transmission System Operator (TSO) como en Europa, quien es el que está a cargo de la coordinación entre los agentes del sector cuando es operador de mercado, o de la operación técnica y de la seguridad dentro de su área a cargo, cuando es operador de red. Luego, se identifica el tipo de despacho que este operador lleva a cabo, ya sea centralizado, como en EEUU y Australia o si es el resultado de las ofertas en un mercado establecido, como en Europa.

Además de estos elementos, se identifican procesos o mercados establecidos, como se observa en el diagrama de la Figura 4.1, donde cada uno da lugar a un producto distintivo y donde existe una asignación clara de responsabilidades para cada actor del mercado.



**Figura 4.1: Estructura común identificada entre los mercados internacionales. Fuente: Elaboración propia**

Dentro de estos procesos, siguiendo una línea de tiempo, en primer término se realiza el Unit Commitment donde se determinan las unidades generadoras que van a participar en el día de la operación, junto con las cantidades de energía que debieran entregar al sistema y el precio al cual se transarán. Por lo general, este proceso se realiza el día anterior al día de la operación luego del

cierre del Mercado del día antes (*Day-Ahead*), que es donde los generadores han ofertado las cantidades y los precios a los cuales están dispuestos a entregar la energía hora a hora y la demanda ha ofertado la cantidad de energía horaria que estima necesitar al día siguiente. Este proceso de pre-despacho puede llevarse a cabo cuantas veces se estime conveniente por el operador o según ya se haya establecido en la norma técnica, como es el caso del mercado en Italia donde son realizadas tres modificaciones al primer resultado del *Mercado Day-Ahead* antes del mismo día de operación<sup>5</sup>. Por otro lado, como resultado de este proceso se obtiene un producto identificable y separable de los diversos mercados existentes ya que los participantes del mercado compran y venden la energía al precio de despeje del *Mercado Day-ahead*, donde en el caso particular del sistema PJM, estos resultados son vinculantes y por lo tanto penalizados en caso de que no sean cumplidos.

Siguiendo la línea de tiempo, se encuentra posteriormente el Despacho Económico que se ejecuta respaldado por la planificación del día anterior donde fueron definidas las unidades generadoras que participan. Sin embargo, el monto de energía requerido puede sufrir cambios según la variabilidad de la demanda que se encuentra dentro de un rango esperado, por lo que el operador debe adoptar medidas para manejar estos desbalances. Es así como se da paso a un Mercado Diario o Intra-diario donde se busca obtener la energía que se necesite para suplir la demanda o disminuir la generación de algunas centrales que ya se encuentren participando en el despacho.

Debido a que los resultados de este mercado son utilizados en el corto plazo, es decir cada un cierto periodo de horas o minutos inclusive, podría repetirse en varias sesiones según sea la necesidad del sistema, ya que a medida que el despacho se acerca al tiempo real hay menor incertidumbre en cuanto a las disponibilidades de las unidades o pronósticos de las energías primarias de las tecnologías de fuente variable. El despacho que da como resultado del mercado diario es también vinculante, por lo que en la mayoría de los países se aplican penalizaciones a los participantes del mercado que no cumplan con la cantidad acordada a través de las ofertas despejadas, a modo de mejorar el rendimiento de los participantes hora a hora.

Estas penalizaciones pueden ser aplicadas tanto a la demanda como a los generadores donde pueden socializarse los costos asociados a los desvíos o se puede responsabilizar a aquellos que ocasionaron el desbalance asignándoles costos extra. Sin embargo en algunos países, principalmente europeos, donde hay incentivos en forma de subsidios hacia la instalación de energías renovables, estas tecnologías son excluidas de las penalizaciones o son excluidas hasta un cierto rango de tamaño de capacidad instalada. Un cuadro resumen, haciendo estas distinciones puede apreciarse en la Tabla 4.1.

---

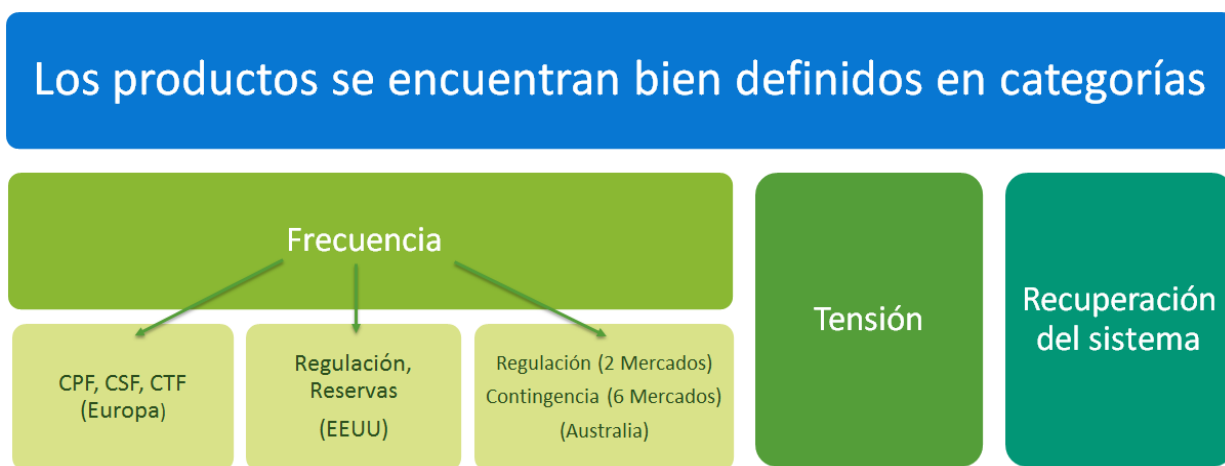
<sup>5</sup> En Italia estas modificaciones, a pesar de que son realizadas el día anterior del día de operación son consideradas parte del Mercado Intradía, donde es posible cambiar las ofertas realizadas en el Mercado Day-Ahead.

**Tabla 4.1: Cuadro comparativo entre métodos internacionales para manejar errores de pronóstico**

Métodos internacionales para manejar errores de pronóstico		
Europa	Italia	PJM
<p>Manejo de desbalances en Mercado Intra-diario.</p> <p>Penalizaciones tanto para generadores convencionales como ERFV (no todos los países).</p>	<p>Penalización según banda de tolerancia, se aplica a generadores mayores que cierta capacidad.</p>	<p>Manejo de desbalances en Mercado de Tiempo Real.</p> <p>Se realizan compensaciones o Penalizaciones por los desvíos entre generadores y consumidores.</p>

En la parte final de la línea de tiempo se encuentra el Mercado de SSCC, donde los productos están mayormente relacionados con el control de frecuencia y por lo tanto con las reservas que serán utilizadas. En este mercado el operador maneja los desbalances que no se hayan podido predecir con anterioridad al momento de realizar el Mercado Intra-Diario, utilizando los montos de reserva que los generadores hayan ofertado según los requerimientos de reserva del sistema definidos previamente.

Con respecto a los Servicios Complementarios en general, de la revisión internacional se observa que si bien en cada país los requerimientos técnicos y los productos específicos pueden diferir, existen ciertas categorías generales que son utilizadas internacionalmente, las cuales se muestran en la Figura 4.2. Estas categorías corresponden al control de frecuencia, control de tensión y recuperación del sistema.



**Figura 4.2: Categorías de los SSCC identificadas**

A pesar de que los productos del control de tensión y del plan de recuperación de servicio son muy similares entre países, la definición de los productos del control de frecuencia varía dependiendo

de la topología del sistema eléctrico, la capacidad instalada tanto de centrales convencionales como renovables, entre otros. Estas diferencias entre productos están principalmente relacionadas con el tiempo durante el cual se exige que los generadores deben permanecer entregando el servicio, como en el caso de los controles primario, secundario, terciario; y está también relacionado con si se requiere que aumente la entrega de energía o que disminuya, como lo son los recursos de energía de subida o de bajada.

Es así como en Europa, el ENTSO-E establece la Reserva de Contención de la Frecuencia, la Reserva de Restauración y la Reserva de Reemplazo (que son análogos al control de frecuencia primario, secundario y terciario respectivamente), en Estados Unidos se habla de Regulación y Reservas hacia arriba o hacia abajo o en otras regiones se define de manera aún más específica estableciendo mayor cantidad de tiempos de duración para cada servicio, como es en el caso de Australia.

El método de adquisición de las reservas para el control de frecuencia puede variar entre un país y otro. Se observó que en Europa se aplica una adquisición secuencial de la energía y las reservas debido a la estructura de mercado de tipo bolsa, en la cual primero se obtiene la energía a despachar y posteriormente las reservas que serán utilizadas. En cambio en PJM se obtienen de manera conjunta la energía y las reservas ya que se realiza una co-optimización de estas luego del cierre de los respectivos mercados.

En Europa, EEUU y Australia no existe una barrera de entrada hacia las tecnologías que participen en la entrega de los SSCC, sino que aquellas unidades que deseen participar deben inscribirse previamente en el Mercado de SSCC y ser aprobadas según sus características técnicas, que es lo que define si un recurso puede entregar o no dichos servicios.

Los pagos de los servicios complementarios dependen del precio de despeje del mercado en el cual fueron transados, que de acuerdo a la revisión internacional realizada puede ser de tipo *pay-as-bid*, donde el precio es el mismo al que cada participante ofertó el servicio, o como precio marginal de despeje del mercado. En cuanto a las remuneraciones de estos SSCC, estas difieren entre un país y otro como se puede apreciar en la comparación de la Tabla 4.2. Es común que los pagos incluyan al menos el costo de operación que contienen los gastos por combustible extra utilizado.

**Tabla 4.2: Comparación entre las remuneraciones de los SSCC de PJM, Europa y Australia.**

PJM	Europa	Australia
Para la reserva de regulación se considera un pago por rendimiento ( <i>pay for performance</i> ), donde es considerada la precisión de la respuesta del generador frente a la señal de regulación y el retardo de la respuesta.	En general, los pagos en las subastas incluyen costos de oportunidad, de operación, mantenimiento y reducción de la vida útil.	Los pagos de los mercados incluyen disponibilidad y activación del servicio.



## 4.3 Situación objetivo

### 4.3.1 Descripción de la situación objetivo

Dados los elementos comunes identificados en la sección anterior puede armarse una estructura de mercado que represente la situación ideal a la que se quisiera llegar si es que fuese posible reestructurar el mercado chileno. Cabe aclarar que se habla de *mercado* como una estructura de funcionamiento y no como un lugar donde se encuentran la oferta y la demanda para establecer un precio de mercado.

En primer lugar, en el sector eléctrico internacional se definen productos específicos para cada mercado, donde se tienen totalmente separadas e identificadas la energía del Mercado de Energía con la energía utilizada cuando son activadas las reservas para realizar los controles de frecuencia, lo que se refleja en la utilización de precios distintos entre mercados. Esto da el paso a que se creen distintos mercados para transar estos productos, cada uno con especificaciones técnicas y reglas claras hacia sus participantes, donde se busca compromiso por parte de estos de efectivamente entregar los productos acordados ya que si no son cumplidos, situación que podría producir desbalances entre carga y generación, se podrían aplicar penalizaciones monetarias para cubrir el costo de tener que activar esquemas de desconexión de carga o suplir la energía faltante con otra fuente de energía con un costo de operación posiblemente más caro.

El mercado de energía puede separarse en varias etapas, de modo de realizar un pre-despacho donde se establezcan las unidades que participarán en el despacho del día siguiente, los precios y montos de energía con los cuales se operará el sistema. Posteriormente, debido a que se conoce mejor las disponibilidades de las unidades más cerca del corto plazo, es posible realizar modificaciones al pre-despacho mediante reprogramaciones, que pueden ser parte del mismo *Mercado del día antes* o parte de otro mercado más cercano al tiempo real, como lo es el *Mercado Diario o Intradía*, donde son establecidos despachos distintos que en el día antes y por lo tanto cantidades de energía y precios diferentes que en la programación.

Que exista una estructura de separación entre productos influye en que se haga una mejor optimización de los recursos y que tanto la operación como la obtención de los SSCC sea a mínimo costo. Por el lado de los proveedores de SSCC, se da la posibilidad de que estos recuperen el costo de entregar el servicio ya que en el caso de los mercados o subastas son estos mismos los que ofrecen el precio por la energía que no entregarán al Mercado de Energía, sin embargo, estos precios están de cierta manera limitados cuando se da espacio a la competencia entre proveedores, ya que si se oferta a un precio muy alto existe la posibilidad de no ser seleccionado para entregar el servicio, lo que entrega cierta eficiencia de costos.

En segundo lugar, en los mercados internacionales los participantes en el Mercado de SSCC no son definidos por el operador, sino que aquellos que estimen posible la entrega de algún servicio en particular pueden ofertar en el mercado siendo previamente aprobados por el operador de red de acuerdo a las características técnicas del producto y del equipo o de la unidad de generación

según corresponda. Esta apertura a la participación puede verse como un incentivo a contribuir y competir con los otros proveedores del servicio y de cierta manera ayuda a que exista una diversificación en cuanto a la matriz energética participante en la entrega de SSCC, lo que podría generar una disminución de los costos por permitir que centrales de menores costos entreguen los servicios necesarios. Para que esto sea posible es de gran importancia que los productos necesarios sean identificados y definidos de forma clara en cuanto a las características técnicas, como por ejemplo tiempos de duración de la entrega del servicio, tiempos de respuesta necesarios, entre otros.

En la Figura 4.3 se muestra un resumen de los puntos relevantes que se considera que debieran ser parte de una situación ideal como estructura de mercado.



Figura 4.3: Resumen de características deseables en la situación objetivo. Fuente: Elaboración propia

### 4.3.2 Ejemplificación de la situación objetivo

A modo de ilustrar la situación ideal descrita en la sección anterior, se presenta a continuación un ejemplo aplicado a un sistema de tamaño pequeño.

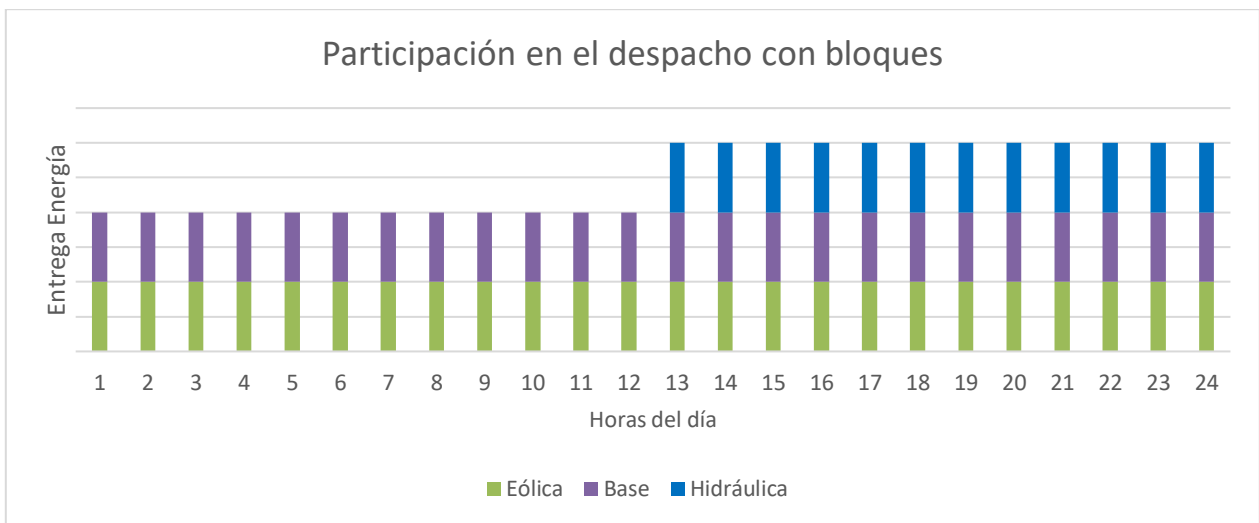
Suponiendo un sistema eléctrico donde existe por separado el Mercado de la Energía, compuesto por el Mercado del día anterior y por el Mercado Intradiario, y el Mercado de los Servicios Complementarios donde los precios son definidos por separado para cada uno, se considera la participación de una central térmica de base, una central hidráulica de embalse, una central térmica de punta y una central de energía eólica, cada una con capacidad máxima de 200 MW. Dada la variabilidad de la demanda y de la energía eólica, se establece con anterioridad que la reserva del sistema debe ser de 60 MW, la cual es cubierta con la central hidráulica y la central de punta que participan en el Mercado de SSCC.

Al realizar el pre-despacho en el Mercado del día antes se obtiene que dada la demanda programada para las primeras horas del día siguiente sólo serán despachadas la central de base a su máxima capacidad y la central eólica según su disponibilidad por pronóstico, observado en la Figura 4.4, estableciendo un precio marginal de 35 \$/MWh. En cambio, para las horas de punta del sistema será necesaria la operación de las dos centrales anteriores más la central hidráulica alcanzando el precio marginal un valor de 50 \$/MWh. El resultado del pre-despacho se puede ver en la Figura 4.5.



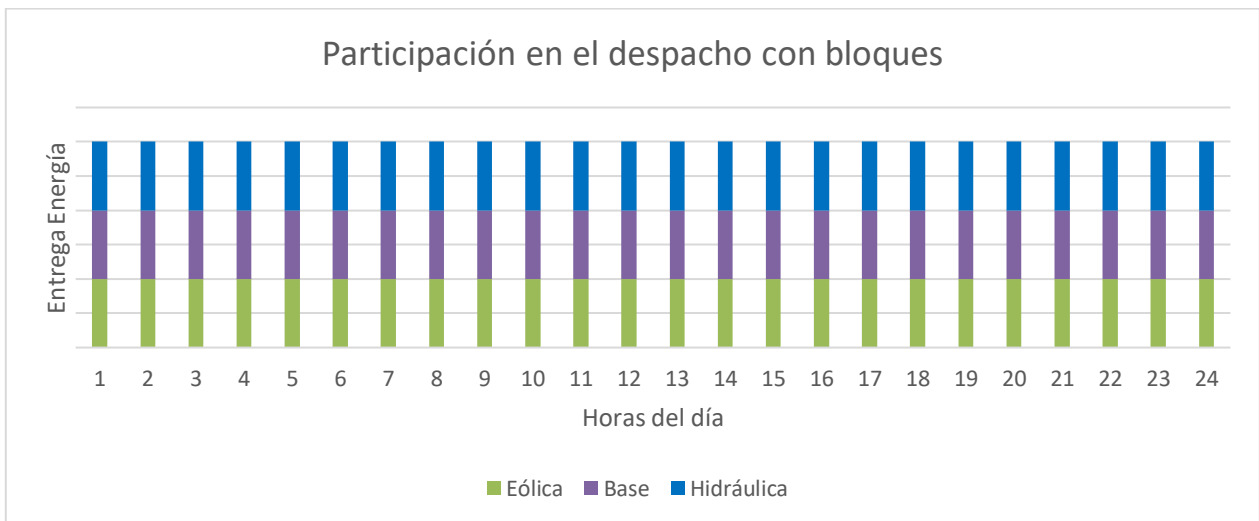
**Figura 4.4: Disponibilidad de la central eólica entregada al Mercado Day Ahead**

Los precios marginales establecidos corresponden a los precios del Mercado del día anterior, a los cuales las centrales recibirán su remuneración por la energía entregada de acuerdo a los montos acordados que son vinculantes. Por ejemplo, como resultado del mercado la central de base recibirá  $200 \text{ MW} \times 35 \text{ \$/MWh} = \$7.000$  por cada una de las primeras horas del día y  $200 \text{ MW} \times 50 \text{ \$/MWh} = \$10.000$  por cada hora de punta.



**Figura 4.5: Ilustración del predespacho. Cada barra representa si se encuentra o no despachada.**

Horas después del cierre del Mercado del día antes, la central de base se percata de que no podrá entregar los 200 MW acordados durante las primeras horas del día debido a una falla en una de sus unidades, por lo que sólo podrá entregar 100 MW. Esta nueva disponibilidad es ingresada en una de las sesiones de reprogramación del Mercado Intradiario, que está compuesto por varias sesiones antes del día de operación y durante el mismo día de operación. Debido a esto durante dicho periodo de tiempo se debe utilizar además la central de hidráulica, por lo que el precio marginal sube a 50 \$/MWh, que corresponde al precio de despeje del Mercado Intradiario, cuyo re-despacho se puede observar en la Figura 4.6. El costo extra que ocasiona la central de base al sistema debe ser pagado por esta mediante un cargo de penalización equivalente al monto de energía extra por el precio del Mercado Intradiario, es decir,  $100\text{MW} \times 50\$/\text{MW} = \$5.000$  por cada hora en que no se encuentra disponible.

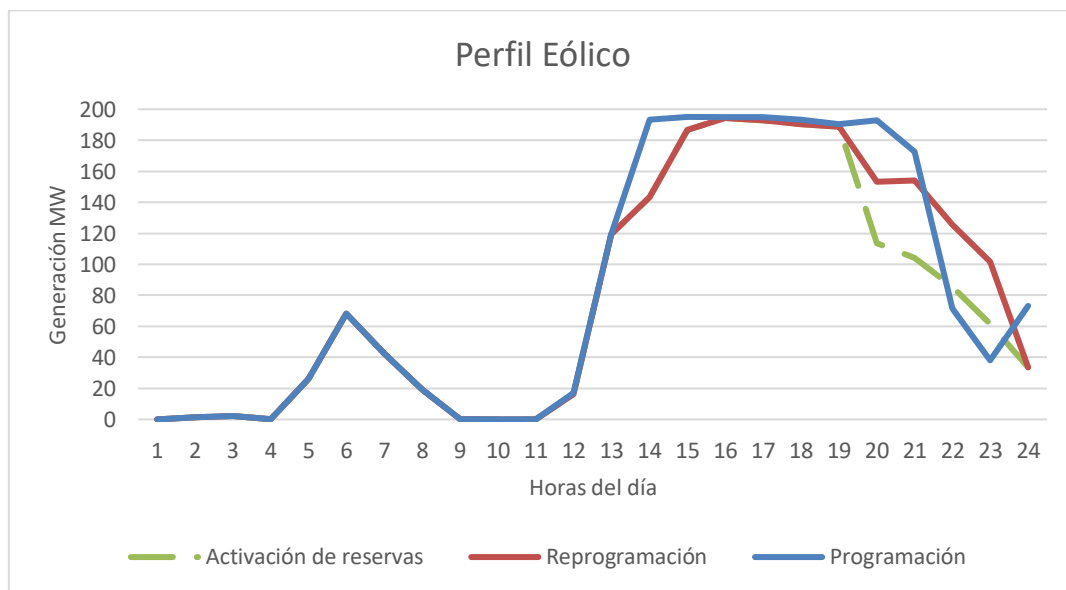


**Figura 4.6: Ilustración del re-despacho. Cada barra representa si se encuentra o no despachada**

Dentro del mismo día de operación, las condiciones climáticas contribuyen a que en la hora 14 la central eólica entregue 50 MW menos de los 193 MW acordados en dicha hora durante el Mercado

del Día antes. Con esto, se realiza una reprogramación en el despacho y en la disponibilidad eólica (ver Figura 4.7, línea roja) en la sesión del Mercado Intradiario de las 10 am, obteniendo un precio de 80 \$/MWh debido a que se debe incorporar la central de punta para mantener a la hidráulica con las reservas del sistema. Así, la central eólica debe pagar la diferencia del precio de las reprogramaciones, por lo que recibirá una penalización de  $80 \text{ \$/MWh} \times 50 \text{ MW} = \$4000$  para la hora 14.

Posteriormente, en la hora 20 se produce un cambio repentino en la condición climática por lo que nuevamente la central eólica no puede suplir los 153 MW estimados en la reprogramación anterior, sino que sólo puede entregar 113 MW, como se observa en la Figura 4.7 en la línea verde. Al ser un cambio de muy corto plazo el operador se ve forzado utilizar las reservas asignadas de la central hidráulica previamente a través del Mercado de Servicios Complementarios, que podría ser aportada al sistema en caso de desbalances de corto plazo. El pago del costo de utilización de las reservas será asignado en forma de penalización a la central eólica que no cumplió con el monto de energía acordado a través de las reprogramaciones del Mercado Intradiario.



**Figura 4.7: Modificación al perfil eólico introducido en el despacho. En azul la programación del día antes. En Rojo la reprogramación introducida en la hora 10 del mismo día del despacho. En Verde la estimación del pronóstico luego del cambio de corto plazo.**

De las situaciones anteriores ilustradas se describe cómo en un sistema con mercados vinculantes son manejados los costos extras por desbalances de energía a causa de errores de pronóstico. Para el primer suceso, si el generador de base hubiese notado con anterioridad la indisponibilidad de una de sus unidades no la habría ofertado al Mercado del Día anterior y por lo tanto no tendría asignada la penalización del Mercado Diario. En el segundo caso, la central eólica podría haber previsto el cambio en las condiciones climáticas si tuviera una mejor herramienta de predicción, y evitar la entrada en operación de la central flexible. Es así como se observa que los mecanismos de penalización al desvío pueden incentivar a los generadores a adquirir un mejor pronóstico de la disponibilidad de sus unidades para poder participar de mejor manera en cada una de las instancias de mercados y con ello la operación del sistema es más eficiente gracias a que es posible incurrir en menores costos totales.

# Capítulo 5

## Propuestas a partir de lineamientos identificados

En este capítulo se establecen los fundamentos que debieran considerarse en un futuro para la reglamentación eléctrica chilena. Para ello, en primer término se contextualiza bajo qué criterios se decidió proponer cambios a la situación actual y posteriormente se mencionan y detallan las propuestas a la regulación.

### 5.1 Contextualización de las propuestas

El objetivo principal de manifestar las propuestas descritas en la Sección 5.2 es perfeccionar el modelo eléctrico chileno existente sin realizar cambios radicales, debido a que en la actualidad el modelo marginalista que rige el mercado eléctrico chileno funciona a grandes rasgos de manera adecuada. Es así como las propuestas se rigen bajo el modelo de despacho centralizado de costos auditados que es característico de Chile.

No obstante lo anterior, debido a los nuevos aspectos relacionados con la flexibilidad que son introducidos por la incorporación de energías renovables de fuente variable, es necesario modificar al menos la manera en que son obtenidos los montos de energía y reservas durante la programación del despacho, debido a la alta penetración futura de ERFV. Es así como se proponen cambios que no requieran mayores modificaciones en la reglamentación actual y que puedan en lo posible realizarse en la normativa vigente.

Los cambios propuestos buscan cumplir con los criterios de tarificación planteados en [20] que presentan cualidades genéricas deseadas para caracterizar un esquema de tarificación determinado en sectores regulados. Estos puntos son:

- i. Cobertura de costos: El modelo de tarificación debe estar orientado a cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- ii. Generar señales económicas eficientes para los agentes: El sistema de precios debe ser capaz de promover la eficiencia en el sector. En el corto plazo esto se relaciona con la utilización adecuada de las instalaciones en la operación del sistema. En el largo plazo se busca entregar incentivos adecuados a los agentes del mercado para la expansión y eficiencia de costos.
- iii. Trato no discriminatorio: Se busca asegurar un trato igualitario para todos los agentes del mercado relacionados con una estructura competitiva.

- iv. Transparencia: La metodología y los procedimientos utilizados en la tarificación deben ser reproducibles por cada agente y definir con claridad el tipo de información requerida.
- v. Factibilidad y facilidad de implementación: Se privilegia el uso de metodologías de fácil implementación y que no involucren niveles de coordinación complejos ni costos excesivamente altos de gestión y coordinación.
- vi. Estabilidad de precios: Se busca que sea un sistema de precios estable en el tiempo, es decir, que los precios pueden cambiar pero el sistema es estable y conocido.
- vii. Implementable políticamente: La viabilidad política de una metodología de tarificación es un factor determinante en el desempeño futuro del modelo.

## 5.2 Propuestas

Dados los elementos comunes identificados en la revisión internacional que dan paso a una situación objetivo en el mercado eléctrico chileno a la que se quisiera llegar, se establece una propuesta a la regulación actual que consta de los siguientes puntos:

- Obtención de los Servicios Complementarios a mínimo costo mediante una co-optimización de la energía y las reservas
- Existencia de un diseño adecuado de productos a remunerar
- Resultado de cada instancia de mercado<sup>6</sup> vinculante y la posibilidad de penalizaciones al desvío.
- Diversificar los tipos de tecnologías que entregan servicios, subastas como espacio para nuevos servicios

Cada uno de estos puntos será detallado en las siguientes subsecciones.

### 5.2.1 Obtención de los Servicios Complementarios a mínimo costo mediante una co-optimización de la energía y las reservas

Para aumentar la eficiencia en la obtención de los SSCC y por lo tanto disminuir los costos totales de operación del sistema, se debiera optimizar de manera conjunta la energía y las reservas, luego de que se haya determinado el requerimiento de reservas del sistema mediante el estudio correspondiente. Esta adquisición puede llevarse a cabo por el Coordinador resolviendo un modelo de co-optimización del despacho, donde se minimicen los costos de operación por proveer la demanda por energía al mismo tiempo que los costos para proveer reserva sujeto a restricciones de transmisión, al igual como se resuelve actualmente en el sistema PJM. De esta manera es posible establecer precios por cada hora de operación, que representen el costo de proveer un MW adicional de energía frente a un aumento en la demanda para cada servicio, es decir, se puede obtener el precio marginal como resultado de la co-optimización tanto para la energía como para las reservas.

---

<sup>6</sup> Se recalca que se habla de una *instancia de mercado* como el proceso de obtención de cada producto y no como una estructura de mercado como tal donde los precios son definidos por casación de oferta y demanda.

Cuando se tarifica a costo marginal es posible que las unidades de generación que entregan los servicios puedan recuperar al menos los costos variables de operación y el costo de oportunidad relacionado con ese servicio. Además, esto rescata el hecho de que por límites de transmisión el sistema se segmente en zonas que tienen distintos precios entre sí, por lo que permite que efectivamente el costo de SSCC represente el valor de la necesidad de adquirirlos en cada área del sistema eléctrico nacional.

Además, sobre esta tarificación se incorpora un precio más acertado que refleja el valor real del agua, ya que al momento de que un embalse entregue reservas para manejar los desbalances entre carga y generación, se le remunerará a un precio distinto que el precio de la energía, a diferencia de lo que ocurre actualmente en el mercado eléctrico chileno.

De esta forma, se verifica que la tarificación cumple con los criterios establecidos en 5.1 ya que:

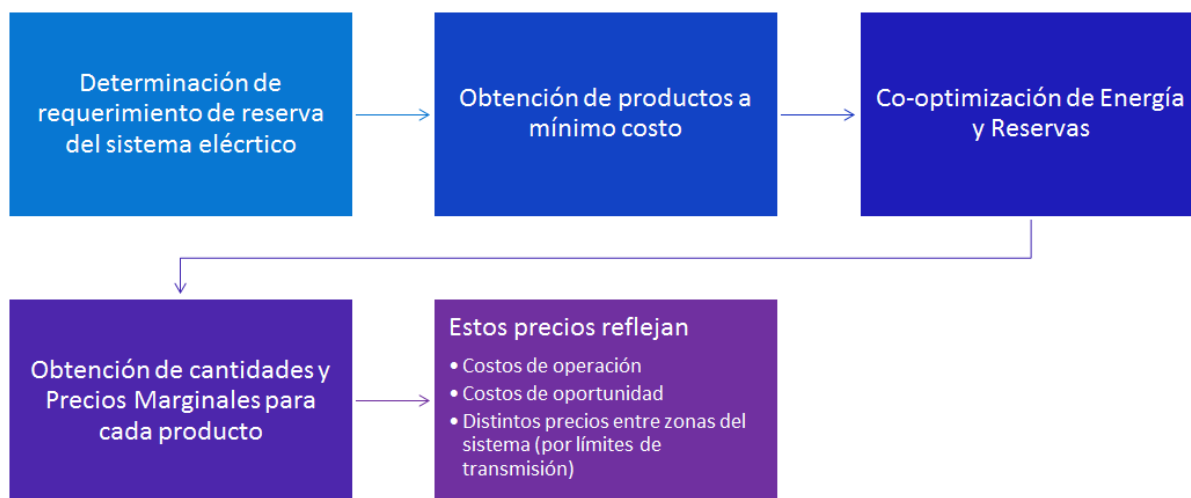
- i. La tarificación a costo marginal estaría cubriendo los costos de los agentes, tal como ocurre en la actualidad.
- ii. Con la incorporación del costo real de las reservas se generan señales económicas eficientes para los agentes que están relacionadas con la estabilidad en el sistema de precios.
- iii. No produce un trato discriminatorio, todos los agentes son incorporados de igual manera al modelo de optimización.
- iv. Es transparente, la metodología es reproducible por cada agente.
- v. Es de fácil implementación, sólo debe modificarse la función objetivo del modelo de optimización.
- vi. Es implementable políticamente, ya que sólo debería especificarse en el reglamento de la coordinación de la operación que la asignación del monto de las reservas es efectuada mediante un proceso de optimización en conjunto con la programación de la operación en el corto plazo.

Una vez mejorado el modelo de optimización se podría incorporar mayor información para las centrales que permita modelar características que en la actualidad no están debidamente consideradas, como es el caso de curvas que caractericen de mejor manera los costos de combustible y el rendimiento de las unidades térmicas que, debido a la incorporación de las energías de fuente variable, sean requeridas para realizar mayor cantidad de partidas y paradas (ciclaje) durante la operación del sistema eléctrico.

Por todo lo anterior, se considera que dado el modelo de despacho que se utiliza actualmente en Chile es más adecuado mejorar el método de optimización a mínimo costo que introducir un modelo de subastas para algunos productos, porque de la primera manera es posible asegurar que la operación es efectivamente a mínimo costo en contraparte con la segunda, donde debido a la gran participación de ciertas tecnologías en el sistema, se daría la posibilidad de que algunos agentes ejerzan poder de mercado y provoquen un alza en los precios de los productos.

El esquema de la Figura 5.1 presenta un resumen de los puntos mencionados en esta subsección.





**Figura 5.1: Metodología para la obtención de los SSCC a mínimo costo. Elaboración propia.**

### 5.2.2 Existencia de un diseño adecuado de productos a remunerar

La existencia de estructuras de mercados donde se especifique la frecuencia con la que el operador necesita ciertos montos de energía para mantener una operación confiable y segura, da paso a que existan productos definidos de manera adecuada y distinguibles entre sí y que por lo tanto son transados en distintos mercados. Es así como en Europa y otros países se han definido los mercados del Día antes, Mercado Diario, Intra-diario o de Tiempo Real, de SSCC y otros por separado, cuyos productos se distinguen según la frecuencia con la que son requeridos y poseen un precio distinto definido según la intersección de las curvas de oferta y demanda.

Es así como debiera existir en Chile una clara delimitación entre lo que corresponde al despacho diario de la energía y lo que respecta a la entrega de servicios de control de frecuencia, donde cada estructura tenga su propio precio y cantidad según sea requerido.

Además, dada la similitud entre la estructura de Mercados Day-Ahead e Intra-day existentes en otros países y los procesos de Programación Diaria y Despacho en Tiempo Real llevados a cabo en Chile, podría realizarse una separación mayor entre lo que es la programación del día antes con el despacho en tiempo real donde en cada instancia se establezcan costos marginales distintos y se identifique cómo varían las cantidades de energía entre lo programado y lo finalmente despachado.

Cuando existen productos bien definidos hay mayores facilidades para que los coordinados puedan realizar una mejor programación de la operación, ya que podrán diferenciar lo que fue una ganancia por vender la energía entregada al spot de las ganancias por entregar SSCC.

### 5.2.3 Resultado de cada instancia de mercado vinculante y la posibilidad de penalizaciones al desvío.

Una vez que exista una separación clara entre los productos de cada instancia de mercado se puede establecer que cada resultado obtenido es vinculante, por lo que se espera un compromiso por parte

de los generadores y la demanda de cumplirlo, para así lograr una adecuada coordinación entre estos y asegurar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y de forma segura.

Si se sigue la separación entre la programación diaria y el despacho en tiempo real se puede establecer que los montos y costos marginales programados sean la base sobre la cual se realicen posteriormente reprogramaciones según sea requerido por el Coordinador a medida que la ventana de tiempo se acerca al tiempo real. De esta manera existirían dos costos marginales distintos, el costo marginal programado y el costo marginal real.

Tal como se ilustró en el ejemplo de la Sección 4.3.2, de la programación vinculante se establecen los montos de energía que serán remunerados a las unidades de generación participantes, como se ve en la Ecuación (5.1), quienes se comprometen a seguirla al día siguiente. Debido a que gracias a la participación de las energías de fuente variable y las posibles contingencias del sistema no siempre podrá seguirse de manera fiel esta programación, se da espacio a que se realicen reprogramaciones que dan como resultado un nuevo costo marginal al cual serán tarifadas las diferencias entre la programación base y lo despachado en tiempo real.

(5.1)

$$\text{Pago por Energía (\$)} = E_{\text{programada}} \cdot CMg_{\text{programado}}$$

De lo anterior se da espacio a que se apliquen penalizaciones al desvío, es decir, si los participantes se comprometieron a entregar un monto de energía para el día siguiente y no pudieron cumplirlo deben hacerse cargo de las reprogramaciones y/o desbalances que su error de pronóstico desencadene sobre el sistema, por lo que sería posible asignarles un cargo que refleje los costos extras incurridos por el sistema, que en el caso del ejemplo sería la diferencia entre la energía programada y la real al nuevo costo marginal, según la Ecuación (5.2).

(5.2)

$$\text{Desvío (\$)} = |E_{\text{programada}} - E_{\text{real}}| \cdot CMg_{\text{real}}$$

Al incorporar penalizaciones al desvío se introduce una señal de precio al sistema que busca evitar que existan desbalances de gran tamaño y que se responsabilice a la unidad que lo provoca, ya que al saber que puede existir un cargo extra por no seguir el despacho programado existe un incentivo a seguirlo de la mejor manera y, por parte de las energías de fuente variable, entregar un mejor pronóstico para las horas siguientes de operación. Asimismo esta medida evita que los costos de contratar reservas sean socializados entre todos los participantes, incluyendo a aquellos que no son responsables de la necesidad de obtención y activación de las reservas, que por lo general siempre terminan llegando de manera indirecta al cliente final

Al ser la programación vinculante los participantes tienen la certeza de que se recibirá el pago de la energía de la programación independiente de si más adelante ocurren desbalances, por lo que disminuye de cierta manera el riesgo del spot.

Sin embargo, a pesar de que la medida de establecer penalizaciones al desvío es un buen mecanismo para evitar mayores desbalances y obtener mejoras en los pronósticos renovables, en la actualidad sólo es posible implementarla en sistemas eléctricos que tengan mercados del día antes y de tiempo

real donde los participantes entregan sus propias ofertas de energía a un cierto precio y al momento de ser seleccionados aceptan el compromiso de entregar su producto en el despacho, por lo que tiene sentido utilizar el concepto de desvío para hacer referencia a las diferencias entre lo realmente entregado y lo vendido en el mercado.

En el sistema eléctrico chileno, donde los despachos son programados por el coordinador el día antes y también son modificados por este en tiempo real según sea la situación actual del sistema, no puede hablarse de desvíos al compromiso de energía del día antes ya que las unidades de generación no se comprometen a entregar productos sino que siguen las órdenes de despacho que vayan recibiendo en tiempo real por parte del operador. Sí podría aplicarse en el caso de que los pronósticos que entregan las generadoras de energías renovables fueran de cierta manera vinculantes y que fueran utilizadas como entrada al modelo que resuelva el operador. Esto sin embargo, no ocurre en la actualidad.

#### 5.2.4 Diversificar los tipos de tecnologías que entregan servicios, subastas como espacio para nuevos servicios

Debido a la naturaleza de las necesidades de SSCC, algunos servicios deben obtenerse en el corto plazo y para otros la obtención con mayor frecuencia no es indispensable, tal como se observó en la revisión internacional. En Europa y EEUU se tiende a solicitar servicios como control de tensión y recuperación del servicio en el largo plazo mediante licitaciones o contratos bilaterales entre los que entregan los servicios y quienes los requieren. En cambio, la obtención de las reservas utilizadas en los controles de frecuencia es a más corto plazo, ya sea desde meses antes a días antes según el tipo de reserva, mediante subastas o mercados de corto plazo.

Dado que el despacho en Chile es realizado de forma centralizada por el coordinador, y por lo tanto no existe un Mercado de la Energía en sí, donde los participantes oferten en una plataforma la energía junto con el precio al que están dispuestos a transarla, no tendría sentido que se conformara un Mercado de SSCC con esta estructura. Sin embargo, la estructura existente del despacho sí da espacio a que se creen licitaciones o subastas en el caso de que existiesen productos nuevos, como por ejemplo servicios de frecuencia de muy corto plazo, como ocurre con las licitaciones al suministro de los clientes regulados.

La volatilidad de las condiciones de operación del sistema eléctrico introducida por la creciente incorporación de energías renovables de fuente variable da espacio a la aparición de necesidades no identificadas hasta entonces, lo que es traducido como el requerimiento de nuevos Servicios Complementarios. Estos nuevos servicios podrían ser entregados por unidades o equipos que en la actualidad no participan en la entrega de SSCC, como es el caso de las baterías. Es así como se debe dar espacio a que sea ampliado el espectro de quienes están calificados y autorizados por el Coordinador para la entrega de dichos servicios.

# Capítulo 6

## Resultados y análisis del caso de estudio

En este capítulo se muestran los resultados del caso de estudio descrito en la Sección 3.3, donde sólo se visualizan los resultados para el día 7 de Enero de 2021, que corresponde a un día de trabajo<sup>7</sup>.

### 6.1 Programación del día antes

#### 6.1.1 Hidrología Seca

Dada una hidrología seca para el año 2021, se realiza la programación del día anterior donde son determinados los pre-despachos, como se puede ver en la Figura 6.1 y Figura 6.2 para la participación por tecnología. Se observa que las horas punta del sistema corresponden a las horas entre las 12 y las 18 del día y luego entre las 22 y 23 horas, donde sólo en estas últimas se aprecia participación de centrales a gas. No se observa participación de centrales diésel ni de fuel oil<sup>8</sup> y la tecnología con mayor participación en el despacho resulta ser la de combustible en base a carbón.

Por otro lado, se observa que la generación solar y eólica en conjunto alcanzan su máximo a las 17 horas y luego decrecen hasta las 21 horas, momento en que ya no existe generación solar. La evolución a lo largo del día de ambas generaciones por separado se puede observar en el Anexo B.1.

---

<sup>7</sup> En el modelo PCP la demanda se distribuye de distinta manera si el día es trabajo, lunes, viernes, sábado o domingo.

<sup>8</sup> Para ver rangos de precio de los costos variables de las centrales ver Anexo A.

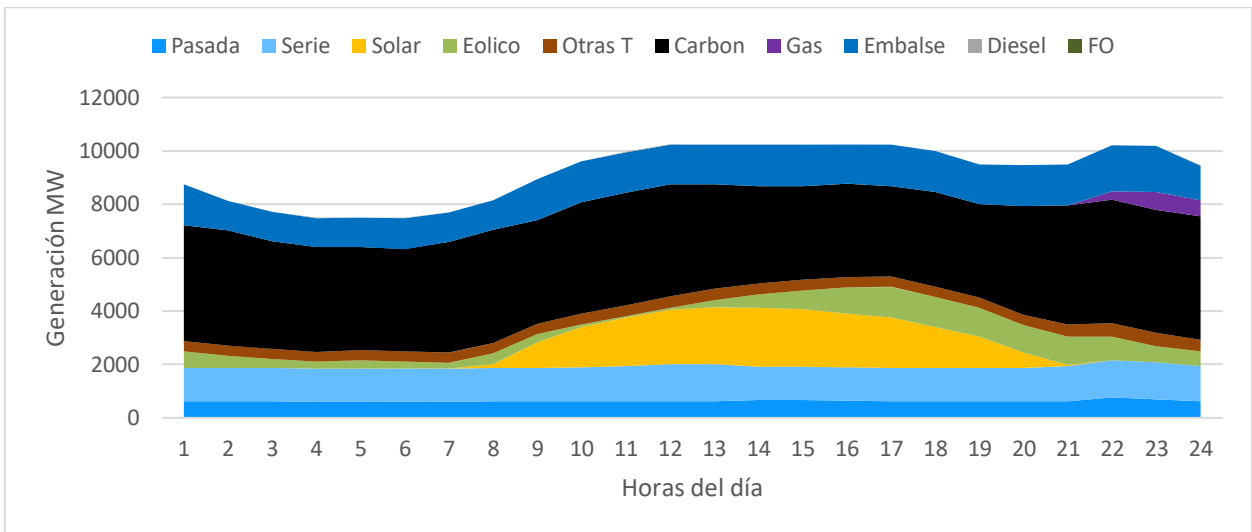


Figura 6.1: Pre-despacho para el día 7 de enero. Hidrología seca

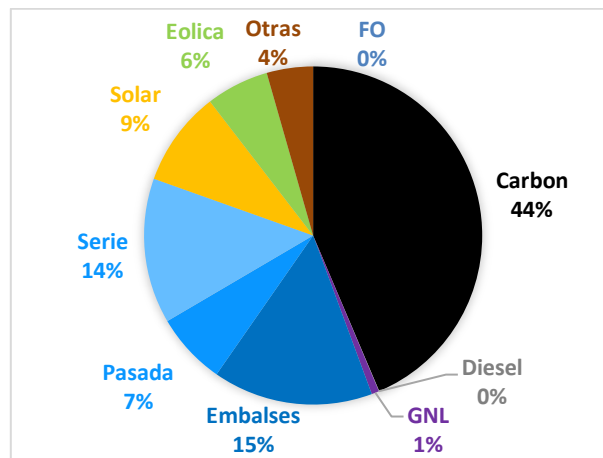


Figura 6.2: Participación por tecnología en el pre-despacho del día 7 de Enero para una Hidrología Seca

En la Tabla 6.1, se muestra la distribución de los montos de reserva, como solución del modelo, entre las centrales que se encuentran habilitadas para proveerla. Se puede observar que se prefiere guardar energía en los embalses cuando el sistema no se encuentra en las horas punta, y para las horas punta de las 22 y 23 horas esta reserva se concentra en la central a gas Kelar. Es así como las centrales Pehuenche, Antuco y Rapel mantienen mayores montos de reservas para las horas de madrugada y van aumentando su generación a medida que se acercan las horas punta del sistema. En cambio, Machicura se mantiene a plena carga la mayor parte del día y se prefiere que Pangué se mantenga entregando reserva la mayor parte del día debido a que el valor del agua que este posee es el más caro de los embalses, como puede observarse en el Anexo B.1.

**Tabla 6.1: Resultado del despacho para centrales con capacidad de reserva. La energía despachada es representada por “E” y la reserva por “R”. Hidrología Seca**

Hora	Pehuenche		Machicura		Antuco		Rapel		Pangue		Kelar		Total Reserva Sistema
	E	R	E	R	E	R	E	R	E	R	E	R	
1	531	19	90	0	181	139	116	259	47	403	0	0	<b>820</b>
2	209	341	85	5	181	139	40	335	0	0	0	0	<b>820</b>
3	209	341	85	5	181	139	40	335	0	0	0	0	<b>820</b>
4	209	341	85	5	181	139	40	335	0	0	0	0	<b>820</b>
5	209	341	85	5	181	139	40	335	0	0	0	0	<b>820</b>
6	277	273	85	5	181	139	0	0	47	403	0	0	<b>820</b>
7	209	341	85	5	181	139	40	335	0	0	0	0	<b>820</b>
8	209	341	85	5	181	139	40	335	0	0	0	0	<b>820</b>
9	531	19	90	0	181	139	116	259	47	403	0	0	<b>820</b>
10	531	19	85	5	193	127	109	266	47	403	0	0	<b>820</b>
11	531	19	85	5	214	106	88	287	47	403	0	0	<b>820</b>
12	531	19	85	5	246	74	56	319	47	403	0	0	<b>820</b>
13	531	19	85	5	246	74	56	319	47	403	0	0	<b>820</b>
14	531	19	90	0	181	139	116	259	47	403	0	0	<b>820</b>
15	531	19	90	0	181	139	116	259	47	403	0	0	<b>820</b>
16	531	19	85	5	181	139	40	335	47	403	0	0	<b>900</b>
17	531	19	90	0	181	139	116	259	47	403	0	0	<b>820</b>
18	531	19	90	0	181	139	116	259	47	403	0	0	<b>820</b>
19	531	19	85	5	181	139	64	311	47	403	0	0	<b>876</b>
20	531	19	90	0	181	139	116	259	47	403	0	0	<b>820</b>
21	531	19	85	5	216	104	86	289	47	403	0	0	<b>820</b>
22	531	19	90	0	246	74	299	76	47	403	264	247	<b>820</b>
23	531	19	90	0	246	74	299	76	47	403	264	247	<b>820</b>
24	407	143	85	5	209	111	61	314	0	0	264	247	<b>820</b>

### 6.1.2 Hidrología Húmeda

Dada una hidrología húmeda para el año 2021, se realiza la programación del día anterior donde son determinados los pre-despachos, ver Figura 6.3 y Figura 6.4. Se observa que la mayor participación corresponde a la tecnología a carbón, sin embargo esta disminuye en gran medida, en comparación a los resultados de hidrología seca, dando espacio a que aumente la generación hidráulica tanto de centrales de embalse como de pasada. Además, se observa una disminución de la generación con gas en la punta, ya que es reemplazada con generación de hidráulicas de embalse.

La evolución a lo largo del día la generación por tecnología puede observarse en el Anexo B.2.

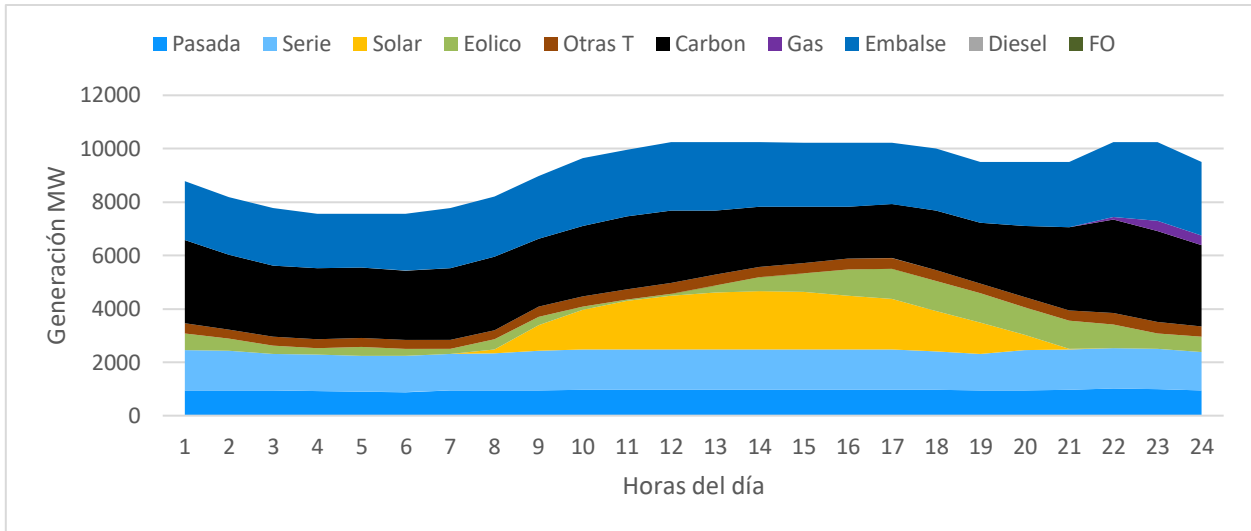


Figura 6.3: Pre-despacho para el día 7 de Enero. Hidrología Húmeda

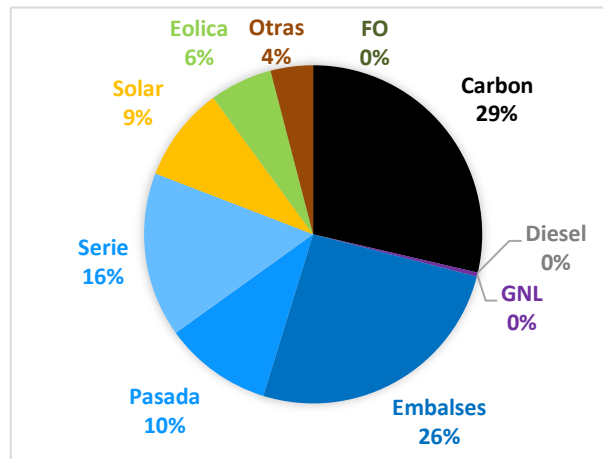


Figura 6.4: Participación en el pre-despacho por tecnología. Hidrología Húmeda

En la Tabla 6.2 se observan los despachos de las centrales que pueden entregar reserva y la distribución de la reserva total del sistema entre estas. Se observa que se prefiere despachar las centrales hidráulicas más en las horas punta, por lo que en las horas valle se encuentran entregando reservas. En particular, la central Pehuenche es la que posee menor valor del agua (ver Anexo B.2) por lo que se encuentra despachada casi a plena carga y con poca reserva la mayor parte del día. Se observa que a partir de las 17 horas, hora a partir de la cual la generación solar disminuye, la generación de Ralco y Pangue disminuyen ya que estas son reemplazadas por centrales más baratas como lo son Rapel y Antuco. Cuando se llega a la hora 22, es necesario aumentar la generación en Ralco y Pangue para suplir la demanda de punta, por lo que se activa la central U16 a mínimo técnico y por lo tanto con reservas. Situación similar ocurre para la hora 23, que es cuando además es activada la central Kelar a mínimo técnico.

**Tabla 6.2: Resultado del despacho para centrales con capacidad de reserva. La energía despachada es representada por “E” y la reserva por “R”. Hidrología Húmeda**

Hora	Pehuenche		Antuco		Rapel		Ralco		Pangue		U16		Kelar		Total Reserva Sistema
	E	R	E	R	E	R	E	R	E	R	E	R	E	R	
1	519	31	246	74	353	22	242	448	205	245	0	0	0	0	<b>820</b>
2	519	31	232	88	300	75	307	383	208	242	0	0	0	0	<b>820</b>
3	521	4	181	139	262	113	397	330	179	235	0	0	0	0	<b>820</b>
4	521	0	181	139	77	298	409	281	215	235	0	0	0	0	<b>953</b>
5	521	3	181	139	76	299	372	318	215	235	0	0	0	0	<b>993</b>
6	521	0	181	139	75	300	447	243	215	235	0	0	0	0	<b>916</b>
7	521	4	181	139	252	124	372	282	215	271	0	0	0	0	<b>820</b>
8	519	31	187	133	297	78	349	341	214	236	0	0	0	0	<b>820</b>
9	519	31	229	91	375	0	235	455	207	243	0	0	0	0	<b>820</b>
10	519	31	246	74	348	27	212	478	241	209	0	0	0	0	<b>820</b>
11	519	31	246	74	212	163	347	343	242	208	0	0	0	0	<b>820</b>
12	519	31	246	74	207	168	351	339	242	208	0	0	0	0	<b>820</b>
13	519	31	246	74	262	113	297	393	242	208	0	0	0	0	<b>820</b>
14	519	31	246	74	185	190	377	313	239	211	0	0	0	0	<b>820</b>
15	519	31	246	74	174	201	388	302	239	211	0	0	0	0	<b>820</b>
16	519	31	246	74	193	182	369	321	239	211	0	0	0	0	<b>820</b>
17	519	31	246	74	291	85	273	417	237	213	0	0	0	0	<b>820</b>
18	519	31	212	108	275	100	322	368	238	212	0	0	0	0	<b>820</b>
19	519	31	181	139	166	209	455	235	244	206	0	0	0	0	<b>820</b>
20	519	31	246	74	353	22	211	479	237	213	0	0	0	0	<b>820</b>
21	519	31	246	74	352	23	211	479	237	213	0	0	0	0	<b>820</b>
22	519	31	246	74	375	0	427	263	243	207	110	244	0	0	<b>820</b>
23	519	31	246	74	375	0	467	223	450	0	110	244	264	247	<b>820</b>
24	519	31	209	111	375	0	506	184	448	3	110	244	264	247	<b>820</b>

## 6.2 Activación de reservas en tiempo real

En esta sección, se asume que en el mismo día de operación existe una variación de generación eólica con respecto a la energía programada en el pre-despacho, lo que produce que sea necesaria la activación de reservas en tiempo real. La activación de las reservas fue realizada según el orden de mérito determinado para cada hidrología como se muestra en la Tabla 6.3. Se observa que este orden de mérito se encuentra ligado al valor del agua que tiene cada central<sup>9</sup>, ya que se prefiere

<sup>9</sup> Ver Anexo B.



activar las reservas entre centrales de menor precio primero. Para el caso particular del orden de mérito de la hidrología seca, se observa que la primera central con mayor prioridad para activar su reserva es Ralco, sin embargo a esta central no se le asignaron reservas (como se ve en la Tabla 6.1) ya que se prefiere que esté operando a plena carga.

**Tabla 6.3: Orden de mérito para activación de reservas según hidrología**

	Hidrología Seca	Hidrología Húmeda
1	Ralco	Rapel
2	Pangue	Pehuenche
3	Rapel	Pangue
4	Pehuenche	Ralco

### 6.2.1 Hidrología Seca

El monto de reserva con que se activa cada central por orden de mérito, debido a las variaciones de energía eólica para cada hora del día 7 de Enero de 2021, se muestran en la Tabla 6.4, donde se asume que sólo hay disminuciones de energía eólica para que se puedan activar las reservas hacia arriba.

**Tabla 6.4: Activación de Reservas por orden de mérito. Hidrología Seca**

Horas	Pangue	Rapel	$\Delta E_{\text{ólicas}}$
1	203	0	<b>203</b>
2	0	167	<b>167</b>
3	0	145	<b>145</b>
4	0	129	<b>129</b>
5	0	144	<b>144</b>
6	129	0	<b>129</b>
7	0	116	<b>116</b>
8	0	157	<b>157</b>
9	137	0	<b>137</b>
10	93	0	<b>93</b>
11	39	0	<b>39</b>
12	69	0	<b>69</b>
13	129	0	<b>129</b>
14	196	0	<b>196</b>
15	241	0	<b>241</b>
16	290	0	<b>290</b>
17	334	0	<b>334</b>
18	331	0	<b>331</b>
19	315	0	<b>315</b>
20	284	0	<b>284</b>
21	302	0	<b>302</b>

22	254	0	<b>254</b>
23	190	0	<b>190</b>
24	0	190	<b>190</b>

En este caso particular, la existencia de diferencias entre la energía real y la programada es producida por una desviación en el pronóstico de las centrales eólicas, por lo que según los lineamientos de las propuestas del Capítulo 5 se les realiza un cobro por desviaciones según el monto de energía de desvío multiplicado por el costo marginal de tiempo real. Sin embargo, estas centrales de todas maneras reciben el pago por la programación del día anterior como ingreso principal, el cual corresponde a la energía programada por el costo marginal de la programación. Los ingresos y costos que reciben las centrales eólicas de acuerdo a las propuestas se muestran en la Tabla 6.5, donde se observa que el porcentaje que representan los costos por las desviaciones con respecto a los ingresos de la programación son cercanos a los porcentajes que representan las variaciones de energía con respecto a la energía programada, por lo que mientras exista un buen pronóstico los cobros por desviaciones serán menores.

**Tabla 6.5: Ingresos de las centrales eólicas recibidos por la programación del día antes y cobro por las desviaciones en tiempo real junto con el porcentaje que representan los costos con respecto a los ingresos, según las horas del día y las variaciones eólicas en tiempo real. Hidrología Seca.**

Hora	Ingresos programación [USD]	Pago por desviación [USD]	% Costos	Energía programada [MW]	Desviaciones en tiempo real [MW]	% Desviaciones
1	\$21,982.77	\$7,838.09	36%	626	203	32%
2	\$15,270.66	\$5,891.27	39%	449	167	37%
3	\$11,031.15	\$4,694.86	43%	322	145	45%
4	\$8,076.39	\$4,089.90	51%	245	129	53%
5	\$10,564.00	\$4,669.94	44%	317	144	45%
6	\$9,114.99	\$4,480.61	49%	260	129	50%
7	\$7,643.07	\$4,348.64	57%	209	116	56%
8	\$14,035.63	\$5,651.44	40%	401	157	39%
9	\$10,950.04	\$5,148.21	47%	303	137	45%
10	\$3,995.38	\$3,989.06	100%	101	93	93%
11	\$1,612.16	\$1,610.91	100%	40	39	98%
12	\$2,959.17	\$2,955.59	100%	73	69	95%
13	\$8,466.29	\$4,190.33	49%	277	129	47%
14	\$16,609.99	\$6,029.75	36%	521	196	38%
15	\$21,271.26	\$6,922.82	33%	698	241	35%
16	\$28,541.62	\$8,400.92	29%	983	290	29%
17	\$36,219.46	\$10,113.96	28%	1129	334	30%
18	\$37,627.77	\$10,716.52	28%	1127	331	29%
19	\$34,145.79	\$9,617.45	28%	1096	315	29%
20	\$33,301.54	\$9,544.17	29%	1019	284	28%
21	\$34,834.67	\$9,624.19	28%	1057	302	29%
22	\$31,281.52	\$10,108.98	32%	889	254	29%
23	\$36,098.08	\$9,855.27	27%	588	190	32%
24	\$21,893.22	\$7,751.08	35%	570	190	33%
<b>Total</b>	<b>\$457,526.60</b>	<b>\$158,243.96</b>	<b>35%</b>	<b>13297</b>	<b>4584</b>	<b>34%</b>

## 6.2.2 Hidrología Húmeda

El monto de reserva con el cual se activa cada central por orden de mérito junto con las variaciones de energía eólica para cada hora del día 7 de Enero de 2021 se muestran en la Tabla 6.6. Para este caso se observa que la central de mayor valor, Ralco, se activa en las horas punta debido a que se prefiere que el resto de las centrales entreguen mayor cantidad de energía al sistema en vez de mantenerla como reserva.

**Tabla 6.6: Activación de las reservas por orden de mérito. Hidrología Húmeda.**

Horas	Rapel	Pehuenche	Pangue	Ralco	$\Delta E_{\text{ólicas}}$
1	22	31	151	0	<b>203</b>
2	75	31	62	0	<b>167</b>
3	113	32	0	0	<b>145</b>
4	129	0	0	0	<b>129</b>
5	144	0	0	0	<b>144</b>
6	129	0	0	0	<b>129</b>
7	116	0	0	0	<b>116</b>
8	78	31	49	0	<b>157</b>
9	0	31	106	0	<b>137</b>
10	27	31	35	0	<b>93</b>
11	39	0	0	0	<b>39</b>
12	69	0	0	0	<b>69</b>
13	113	15	0	0	<b>129</b>
14	190	6	0	0	<b>196</b>
15	201	31	9	0	<b>241</b>
16	182	31	78	0	<b>290</b>
17	85	31	213	6	<b>334</b>
18	100	31	200	0	<b>331</b>
19	209	31	75	0	<b>315</b>
20	22	31	213	18	<b>284</b>
21	23	31	213	58	<b>302</b>
22	0	31	207	16	<b>254</b>
23	0	31	0	159	<b>190</b>
24	0	31	3	156	<b>190</b>

Los ingresos y cobros que reciben las centrales eólicas de acuerdo con las propuestas del Capítulo 5 se muestran en la Tabla 6.7, donde puede observarse que a pesar de que los ingresos son menores que para la hidrología seca, debido a que los costos marginales son menores mientras mayor generación hidráulica exista, el porcentaje que representa los costos con respecto a los ingresos es similar al porcentaje de desviaciones de energía.

**Tabla 6.7: Ingresos de las centrales eólicas recibidos por la programación del día antes y cobro por las desviaciones en tiempo real junto con el porcentaje que representan los costos con respecto a los ingresos, según las horas del día y las variaciones eólicas en tiempo real. Hidrología húmeda.**

Hora	Ingresos programación [USD]	Pago por diferencias [USD]	% Costos	Energía programada [MW]	Desviaciones en tiempo real [MW]	% Desviaciones
1	\$16,547.34	\$5,538.07	33%	626	203	32%
2	\$11,176.76	\$4,428.53	40%	449	167	37%
3	\$6,130.94	\$2,926.38	48%	322	145	45%
4	\$4,406.65	\$2,491.36	57%	245	129	53%
5	\$6,720.14	\$3,223.01	48%	317	144	45%
6	\$6,448.54	\$3,370.28	52%	260	129	50%
7	\$5,913.70	\$3,552.44	60%	209	116	56%
8	\$11,536.70	\$4,793.13	42%	401	157	39%
9	\$10,301.71	\$4,712.03	46%	303	137	45%
10	\$3,599.34	\$3,585.75	100%	101	93	93%
11	\$1,425.39	\$1,411.13	99%	40	39	98%
12	\$2,641.08	\$2,535.44	96%	73	69	95%
13	\$7,752.71	\$3,805.11	49%	277	129	47%
14	\$16,412.03	\$5,489.59	33%	521	196	38%
15	\$21,446.90	\$6,368.72	30%	698	241	35%
16	\$28,528.42	\$7,893.66	28%	983	290	29%
17	\$35,690.33	\$9,366.83	26%	1129	334	30%
18	\$35,625.66	\$9,398.65	26%	1136	331	29%
19	\$33,418.06	\$8,951.40	27%	1096	315	29%
20	\$30,954.43	\$8,572.47	28%	1019	284	28%
21	\$32,023.84	\$8,759.54	27%	1058	302	29%
22	\$27,095.05	\$9,665.34	36%	889	254	29%
23	\$21,221.95	\$14,528.83	68%	588	190	32%
24	\$19,551.36	\$6,714.08	34%	570	190	33%
<b>Total</b>	<b>\$396,569.02</b>	<b>\$142,081.77</b>	<b>36%</b>	<b>13307</b>	<b>4584</b>	<b>34%</b>

## 6.3 Marco operacional

Del ejemplo de operación mostrado en las secciones anteriores, se hace énfasis en la metodología para el cálculo del marco operacional:

Se realiza un pre-despacho por el operador de donde se obtiene el costo marginal programado al cual son remuneradas todas las centrales por la energía programada. Posteriormente, de los desbalances ocurridos en tiempo real se obtiene la diferencia de energía entre lo programado y lo real despachado que es valorizada al nuevo costo marginal. Esta energía extra es cobrada al causante de los desbalances, que en este ejemplo en particular son las centrales de energía eólica debido a que al momento del pre-despacho no disponían de un pronóstico adecuado para la energía

a entregar al día siguiente. De esta manera las centrales eólicas de igual forma obtienen una remuneración correspondiente a la energía programada, pero deben incurrir en costos extras por no cumplir el despacho programado.

En cuanto al ejemplo en particular, se observa que los porcentajes de los pagos por desviaciones son similares a los porcentajes que representan la cantidad de energía desviada con respecto a la programada, por lo que el monto de energía del error de pronóstico es proporcional al monto que se deberá pagar por desvío con respecto a los ingresos programados.

# Capítulo 7

## Conclusiones

### 7.1 Conclusiones generales

En el presente trabajo se realizó una recopilación de las mejores prácticas internacionales donde pudieron identificarse algunos elementos en común entre los diversos mercados eléctricos. Entre los elementos más destacables se encuentra la diferenciación entre mercados de acuerdo sea la frecuencia con la que se obtienen los productos y precios, identificando así a los Mercados del día antes, los Mercados Diarios, los Mercados Intra-diarios y los Mercados de SSCC. También, en los países identificados se realizan penalizaciones al desvío, definiéndose este como aquella diferencia de energía entre lo acordado en el mercado correspondiente y lo que realmente se entregó al sistema, ya sea por falla de la unidad o problemas de pronóstico del recurso primario para el caso de las energías renovables. Además, para el caso particular del sistema PJM, pudo identificarse que no sólo se definen los precios de estos mercados mediante la intersección de la curva de oferta y demanda, sino que también son utilizados modelos de co-optimización para obtener los montos que finalmente son remunerados a cada uno de los participantes.

Por otro lado, fueron reconocidos ciertos aspectos presentes en la regulación chilena que podrían mejorarse para finalmente llegar a un modelo más costo eficiente que el vigente en la actualidad. En este caso particular, debe tenerse presente la necesidad por parte del Coordinador de disponer de un mecanismo que le permita garantizar la operación a mínimos costo para el conjunto de las instalaciones eléctricas. En este contexto, se destaca la necesidad de incorporar al modelo de despacho la co-optimización de la energía y las reservas, basado en la declaración de costos auditados, para así obtener el costo correspondiente de retener reservas y que estas sean entregadas al sistema de manera óptima incorporando el real valor del agua de su almacenamiento, es decir el costo de oportunidad, y uso para cuando el sistema lo requiera. La metodología anterior va alineada con la filosofía actual del mercado eléctrico chileno, donde evitaría un potencial abuso de poder de mercado de aquellos agentes del parque generador que disponen de centrales con capacidad de embalse de regulación semanal o superior, que son utilizadas principalmente en el sistema interconectado para la entrega de reservas, evitando así un abuso de posición dominante en un mecanismo de subasta para proveer reservas al sistema.

Al incorporar grandes cantidades de energías renovables al sistema eléctrico es de esperar que cambien las condiciones de operación de este y surjan nuevas necesidades de SSCC por parte del operador. Cuando esto ocurra se debe dar espacio a que se amplíe el espectro en el cual se encuentran las unidades autorizadas para entregar estos servicios de modo que aparezcan equipos

con características más adecuadas para la entrega de nuevos SSCC. Asimismo, es importante que el mecanismo de remuneración sea el adecuado, de forma tal que estos nuevos participantes puedan cubrir sus costos de inversión y operación en el largo plazo.

A pesar de que se identificó que el mecanismo de penalización al desvío es un buen método para mejorar la calidad de los pronósticos de disponibilidad de las centrales que se encuentran en el sistema, no es posible aplicarlo en Chile en el corto plazo debido a que no existe una definición de desvío que sea aplicable a la modalidad de despacho centralizado con costos auditados que rige en el mercado chileno, ya que no es factible penalizar a aquellos que se desvíen del pre-despacho establecido por el Coordinador debido a que es muy probable que el despacho determinado por este mismo no sea exactamente igual al programado, sin ser ellos los culpables directos.

No obstante lo anterior, es viable avanzar en un perfeccionamiento a la regulación del mercado actual particularmente cuando el mecanismo de despacho vinculante presenta ventajas respecto a la situación actual, ya que como resultado de su aplicación el Coordinador dispondrá de una mejor calidad de información y pronóstico de generación del parque no gestionable, proporcionando la señal adecuada en la previsión de los recursos de generación particularmente de las ERFV y la señal de disponibilidad para las instalaciones a través de la mejora de sus planes de mantenimientos. Por otro lado, con este mecanismo se establece que parte de los desvíos ocasionados en el sistema durante la operación sean cobrados a quien los provoca, de modo que estos no son traspasados por completo al cliente final como ocurre en la actualidad.

Cabe destacar que en caso de que fuera factible la implementación de las penalizaciones al desvío, no se busca perjudicar a las renovables ni aplicar barreras de entrada, sino que se busca mejorar la señal de precio que estas están recibiendo de modo que al momento de participar en las licitaciones de energía, incorporen los precios modificados que reflejen de mejor manera los márgenes operacionales reales.

## 7.2 Trabajo Futuro

En este trabajo fueron realizados análisis desde el punto de vista regulatorio, por lo que se podría continuar el trabajo desde un punto de vista técnico evaluando detalladamente la factibilidad de cada propuesta e identificando puntos que deben especificarse con mayor detalle para que exista un procedimiento que pueda finalmente llevarse a cabo por el Coordinador.

Con respecto a las simulaciones, sería de interés realizar el mismo análisis pero con un modelo que Co-optimice la energía y las reservas de manera conjunta, asignándole un precio a las reservas de modo que los resultados de las distribuciones de las reservas no estén ligados al precio de la energía. Por otro lado, el requerimiento de reserva fue considerado a nivel sistémico por simplificación del modelo, por lo que es de interés también realizar una separación por área según las congestiones de transmisión por ejemplo entre SIC y SING como lo realiza actualmente el Coordinador o entre SING-SIC norte y SIC centro-sur como en [21].

# Bibliografía

- [1] R. B. y. R. N. Allan, Handbook of Reliability Engineering, Reliability of Electric Power Systems: An Overview, Springer, 2003, p. 511.
- [2] D. Kirschen, «System Security and Ancillary Services,» de *Fundamentals of Power Systems Economics*, John Wiley and Sons, Ltd, 2004, pp. 105-139.
- [3] ART2 Ley 20.698, *Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales*, Octubre 2013.
- [4] «Energía abierta,» [En línea]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>. [Último acceso: 2017].
- [5] California ISO, «CAISO,» 2016. [En línea]. Available: [https://www.aiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](https://www.aiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf). [Último acceso: 2017].
- [6] CDEC SING, «Estudio ERNC: Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021,» Diciembre 2016.
- [7] PJM, «PJM Markets,» Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://learn.pjm.com/Media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjms-markets-fact-sheet.pdf>. [Último acceso: 2017].
- [8] TERNA, «About TERNA,» [En línea]. Available: <http://www.terna.it/en-gb/chisiamo/ternainbreve.aspx>. [Último acceso: 2017].
- [9] «Consigliando,» [En línea]. Available: <https://www.consigliando.it/mappa-della-rete-elettrica-in-italia/>.



- [10] Entsoe, «European network of transmission system operators for electricity,» [En línea]. Available: [https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/monthly\\_domestic\\_values.aspx](https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/monthly_domestic_values.aspx). [Último acceso: 2017].
- [11] GME, «Gestore Mercati Energetici,» [En línea]. Available: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/IlMercatoElettrico.aspx>.
- [12] ENGIE Lab - Laborelec, «GIZ- Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile,» 2017.
- [13] ELIA, «ELIA Data Portal,» [En línea]. Available: <http://www.tsp-data-portal.org/Breakdown-of-Electricity-Capacity-by-Energy-Source#tspQvChart>. [Último acceso: 2017].
- [14] Australian Energy Market Operator, «AEMO,» [En línea]. Available: <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf>. [Último acceso: 2017].
- [15] AEMO, «Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market,» 2015.
- [16] Ministerio de Energía, Decreto 130, *Aprueba reglamento que establece las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada Sistema Eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de la LGSE*, Diciembre, 2012.
- [17] CDEC SIC, «Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios del CDEC SIC,» Diciembre 2016.
- [18] CDEC SIC, «Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas,» Mayo 2016. [En línea]. Available: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2016/05/Estudio-CFyDR-Informe-Final-2016.pdf>.
- [19] M. A. Ortega-Vazquez y D. S. Kirschen, «Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n° 1, pp. 114-124, 2009.

- [20] W. Brokering Christie, R. Palma Behnke y L. Vargas Díaz, Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Santiago: Prentice Hall - Pearson Educación, 2008, pp. 447-448.
- [21] R. Moreno, E. Pereira y F. Gonáales, «Zonificación del Sistema Eléctrico Nacional para Optimizar su Despacho Económico y Seguro,» Santiago, 2015.

# Anexos

# Anexo A

## Centrales térmicas y costos variables de combustible

Se presentan a continuación las centrales térmicas consideradas para el modelo PLP y PCP junto con sus costos variables de combustible y potencia máxima.

Tabla A.1: Datos de las centrales a Carbón

<b>Nombre Central</b>	<b>C.V.</b>	<b><math>P_{max}</math></b>
ANGI	33.33	248.58
ANGII	33.67	252.98
BOCAMINA	37.95	122.20
BOCAMINA_2	34.72	322.48
CAMPICHE	36.15	243.76
COCHRANE1	37.54	244.86
COCHRANE2	37.54	244.74
CTA	35.76	160.80
CTH	37.93	161.00
CTM1	42.96	148.63
CTM2	37.46	162.84
CTTAR	47.73	148.52
GUACOLDA_1	32.88	137.08
GUACOLDA_2	32.97	139.33
GUACOLDA_3	32.86	134.32
GUACOLDA_4	32.92	137.66
GUACOLDA_5	32.92	127.70
IEM	37.54	350.00
NTO1	35.33	127.44
NTO2	34.12	131.87
NUEVA_VENTANAS	36.15	243.76
SANTA_MARIA_Codelco	31.34	334.81
U12	41.66	81.22
U13	43.34	79.94
U14	35.92	126.87
U15	36.39	121.88
VENTANAS_1	35.59	105.58
VENTANAS_2	33.35	208.60
Total		5049.43

**Tabla A.2: Datos de las centrales a GNL**

<b>Nombre Central</b>	<b>C.V.</b>	<b><math>P_{max}</math></b>
CAMPESINO	55.90	577.00
CANDELARIA_B1_GNL	85.80	122.06
CANDELARIA_B2_GNL	85.80	125.23
CTM3-TG_GNL	102.23	148.10
CTM3-TG+CTM3-TV_GNL	55.50	237.60
ESPERANZA_TG1	114.70	17.68
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL	49.79	511.20
KELAR-TG2_GNL	76.00	176.50
NEHUENCO_1_GNL	54.99	327.44
NEHUENCO_1_GNL_FA	65.34	20.61
NEHUENCO_2_GNL	50.27	365.04
NEHUENCO_9B_B_GNL	86.27	90.52
NEHUENCO_9B_P_GNL	83.95	17.25
NRENCA_GNL	57.23	310.21
QUINTERO_CA_1A_GNL	87.61	116.66
QUINTERO_CA_1B_GNL	87.61	116.66
SANISIDRO_2_GNL	55.90	366.77
SANISIDRO_GNL	63.97	322.87
SANISIDRO_GNL_FA	91.65	19.58
TALTAL_1_GNL_2	87.31	119.80
TALTAL_2_GNL_2	87.31	119.80
TG_CORONEL_GN1	82.01	44.51
TG_CORONEL_GN2	82.01	44.51
TG1A+TG1B+TV1C_GNL	58.06	389.50
TG2A+TG2B+TV2C_GNL	58.06	378.30
U16-TG_GNL	77.38	274.40
U16-TG+U16-TV_GNL	55.49	354.12
Total		5713.91

**Tabla A.3: Datos de las centrales a diesel**

<b>Nombre Central</b>	<b>C.V.</b>	<b><math>P_{max}</math></b>
ANTILHUE_TG	170.65	96.23
CALLE_CALLE	161.62	12.35
CANDELARIA_B1_DIE	200.11	122.06
CANDELARIA_B2_DIE	200.11	125.23
CARDONES	198.91	154.10
CENIZAS	181.96	13.20
CHILOE	212.04	8.55

CHUYACA	177.11	10.74
CON_CON	208.96	2.19
CONST1-EGEN	244.95	8.55
CTM3_DIE	209.94	148.10
CTM3-TG+CTM3-TV_DIE	161.27	237.60
CUMMINS	233.04	2.70
DALMAGRO	252.69	23.50
DEGAN	167.46	34.20
DEUTZ	255.95	1.96
EL_PENON	188.22	79.14
EL_SALVADOR	288.76	22.49
EL_TOTORAL	204.68	2.85
EMELDA_U1	227.70	31.37
EMELDA_U2	243.77	33.93
ESPERANZA_DS1	190.32	1.51
ESPERANZA_DS2	186.16	1.70
ESPINOS_1	187.76	99.60
ESPINOS_2	229.16	23.90
GMAR	162.90	8.36
HORCONES_TG_DIE	266.37	24.30
HUASCO_TG	261.95	56.80
INACAL	199.91	6.62
INGENOVA	185.00	2.00
LAGVERDE_TG	204.18	17.02
LAS_VEGAS	206.64	1.99
LINARES	206.48	0.48
LOSGUINDOS_TG	153.08	138.30
LOSPINOS	143.60	94.70
LOSVIENTOS_TG_CNAVIA	197.90	131.50
M1AR	166.46	2.92
M2AR	165.96	2.85
MAIQ	165.52	5.64
MAULE	244.95	5.70
MIIQ	167.09	2.81
MIMB	208.52	27.92
MSIQ	144.29	5.90
NEHUENCO_1_DIE	143.65	298.53
NEHUENCO_2_DIE	121.34	371.46
NRENCA_DIE	132.33	301.73
NRENCA_FA_GLP	143.90	28.29
OLIVOS_1	199.06	87.80
OLIVOS_2	238.36	24.60
PLACILLA	199.50	2.85

PORTADA	174.07	3.00
QUELLON_2	183.77	6.65
QUINTAY	200.13	2.85
QUINTERO_CA_1A	181.62	116.66
QUINTERO_CA_1B	181.62	116.66
RENCA	270.14	81.88
SAN_GREGORIO	206.48	0.48
SANISIDRO_2_DIESEL	140.28	342.55
SANISIDRO_DIESEL	150.76	271.91
SANLORENZO_U1	273.81	27.82
SANLORENZO_U2	301.85	25.38
SANLORENZO_U3	233.81	7.52
SANTA_LIDIA_TG	196.29	134.72
SUIQ	179.85	4.06
TALTAL_1_DIE	192.21	119.80
TALTAL_2_DIE	192.21	119.80
TAMAYA	176.89	98.98
TENO	188.22	57.65
TERMOPACIFICO	218.32	86.00
TG_CORONEL_DIE	157.15	44.47
TG1A+TG1B+TV1C_DIE	139.84	393.20
TG2A+TG2B+TV2C_DIE	136.35	457.00
TGIQ	200.17	23.56
TGTAR	442.13	23.65
TRAPEN	162.60	76.80
U16-TG+U16-TV_DIE	85.47	393.00
UG1	176.90	7.00
UG2	174.71	7.00
UG3	173.98	7.00
UG4	164.49	7.00
UG5	179.45	8.80
UG6	176.53	8.80
YUNGAY_1	227.14	52.29
YUNGAY_2	206.70	51.96
YUNGAY_3	222.76	53.44
YUNGAY_4_CA	274.65	41.00
YUNGAY_4_CC	162.75	45.76
ZOFRI_1	182.50	0.50
ZOFRI_13	178.57	1.60
ZOFRI_2-5	178.73	5.20
ZOFRI_6	162.64	0.50
ZOFRI_7-12	175.72	4.76
Total		6287.41

**Tabla A.4: Datos de las centrales a fuel oil**

<b>Nombre Central</b>	<b>C.V.</b>	<b><math>P_{max}</math></b>
ANDES	126.84	32.50
CEMENTOS_BIOBIO_FO6	112.33	12.27
COLIHUES_HFO	116.36	20.12
NEWEN_Propano	217.54	13.63
P_COLORADA_IFO	125.28	16.50
Total		95.02

**Tabla A.5: Datos de las centrales en base a otros combustibles, tales como biomasa, geotermia, etc.**

<b>Nombre Central</b>	<b>C.V.</b>	<b><math>P_{max}</math></b>
ARAUCO_1	25.79	9.67
ARAUCO_2	25.79	9.67
ARAUCO_3	25.79	3.87
CELCO_1	10.00	2.90
CELCO_2	52.16	1.93
CELCO_3	122.02	2.90
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	109.78	12.27
CERROPABELLON	2.00	48.00
CHAP	0.00	10.83
CHOLGUAN_1	26.10	8.70
CHOLGUAN_2	129.22	3.87
CMPC_CORDILLERA_1	1.40	4.00
CMPC_CORDILLERA_2	34.00	8.00
CMPC_CORDILLERA_3	219.00	12.00
CMPC_LAJA_1	0.00	4.84
CMPC_LAJA_2	52.80	9.67
CMPC_LAJA_3	141.90	9.67
CMPC_PACIFICO_1	0.00	11.22
CMPC_PACIFICO_2	32.25	10.54
CMPC_PACIFICO_3	179.45	10.15
CMPC_TISSUE	118.53	4.84
COLIHUES_DIE	119.16	20.12
COLMITO	195.58	55.10
DONA_HILDA	0.00	0.30
ELRINCON	0.00	0.30
EPACIFICO	53.43	13.83
ESCUADRON	38.62	12.04
HORCONES_TG	173.43	24.30
LAGVERDE_TV	196.46	22.56
LAJA-EVE_1	51.21	7.90



LAJA-EVE_2	0.00	3.50
LAUTARO_1_BLOQUE_1	41.75	23.00
LAUTARO_2	35.19	20.00
LICANTEN_1	0.00	4.84
LICANTEN_2	63.00	3.00
LOMA_LOS_COLORADOS_1	11.57	1.93
LOMA_LOS_COLORADOS_2	10.25	17.60
LOSVIENTOS_TG	131.77	131.50
MASISA	41.13	10.45
NEWEN_Diesel	253.75	13.63
NEWEN_GN1	101.10	13.63
NEWEN_GN2	124.12	13.63
NRENCA_FA_GNL	52.82	47.15
NRENCA_FA_GNL_TOP	0.00	47.15
NUEVA_ALDEA_1	25.00	13.54
NUEVA_ALDEA_2_DIE	146.30	9.67
NUEVA_ALDEA_3_1	0.00	35.78
P_COLORADA_DIE	113.75	16.50
PAM	1.98	17.50
PETROPOW_1	3.90	60.90
SANTA_FE_1	15.60	15.80
SANTA_FE_2	27.79	15.70
SANTA_FE_3	50.05	15.00
SANTA_FE_4	137.50	10.31
SANTA_MARTA	15.00	10.64
VALDIVIA_1_EUCA	0.00	12.90
VALDIVIA_1_PINO	0.00	12.90
VALDIVIA_2_EUCA	18.00	6.50
VALDIVIA_2_PINO	18.00	10.20
VALDIVIA_3_EUCA	46.17	36.90
VALDIVIA_3_PINO	46.17	15.70
VALDIVIA_4_EUCA	94.71	36.90
VALDIVIA_4_PINO	94.71	17.50
VINALES_1	16.00	5.80
VINALES_2	38.00	9.67
VINALES_3	45.00	5.80
YUNGAY_1_GAS_1	262.30	52.29
YUNGAY_1_GAS_2	270.40	52.29
YUNGAY_2_GAS_1	262.30	51.96
YUNGAY_2_GAS_2	270.40	51.96
YUNGAY_3_GAS_1	262.30	53.44
YUNGAY_3_GAS_2	270.40	53.44
Total		1604.40

# Anexo B

## Resultados del caso de estudio

En esta sección se presenta mayor información como apoyo al análisis del caso de estudio de la Sección 6.1.

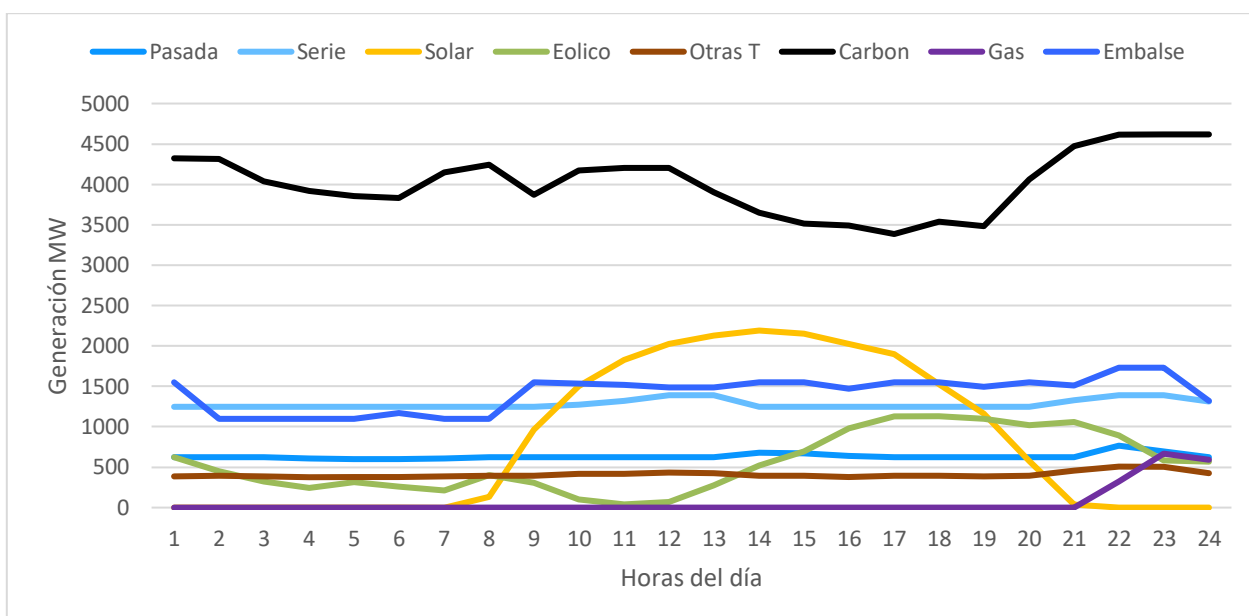
### B.1 Hidrología Seca

En la Figura B.1 se muestra el resultado del pre-despacho para el día 7 de Enero, donde pueden apreciarse las magnitudes con las que varía la generación por tecnología a lo largo del día. En particular, se nota que la generación de las centrales de pasada, serie y otras térmicas son las utilizadas de base, ya que no presentan mayor variación durante el día debido a que presentan un costo variable pequeño. En cambio, la generación para tecnologías a carbón responde a la forma que presentan la curva de generación solar y eólica, por las decisiones económicas de orden de mérito que resuelve el problema<sup>10</sup>.

Cabe destacar que los perfiles de todas las centrales eólicas generan una curva que alcanza su máximo a las 17 horas, que coincide con el momento en que la curva de generación solar comienza a disminuir con mayor pendiente, y se mantiene con pocas variaciones hasta las 21 horas que es cuando finalmente decrece.

---

<sup>10</sup> Los precios de los costos variables del carbón varían entre los 32 y 47 \$/MW y se colocó como costo variable de 5 \$/MW a las centrales solares FV y de 7.7 \$/MW a las centrales eólicas.



**Figura B.1: Generación por tecnología para el día 7 de enero. Hidrología Seca.**

En la Tabla B.1 se observan los valores del agua utilizados por el PCP para las centrales hidráulicas que se encuentran habilitadas para proveer reservas. Debido a que la central Antuco es una central de tipo serie que depende de los embalses de Polcura y El Toro, no posee valor del agua calculado del PLP. La central con mayor valor del agua es Pangué, razón por la cual se prefería utilizar para almacenar reservas, y la de menor valor es Machicura, razón por la cual se mantenía la mayor parte del tiempo a plena carga.

**Tabla B.1: Valores del agua de los embalses que mantienen reservas para el día 7 de Enero de 2021. Hidrología Seca.**

Nombre central	Valor del agua [\$/MWh]
Machicura	3.12
Pangué	110.94
Pehuenche	32.37
Rapel	6.37

En la Tabla B.2 y Tabla B.3 se observan los costos marginales obtenidos en el pre-despacho para las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas. En cambio en la Tabla B.4 y B.5 se observan los costos marginales utilizados como aproximación a los valores de tiempo real.

**Tabla B.2: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas para el pre-despacho del día 7 de Enero de 2021 entre las 1 y las 12 horas. Hidrología Seca.**

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Calama110	39.0	38.5	38.8	38.2	38.0	38.5	38.6	38.0	37.8	37.9	37.7	37.7
CArauco66	35.4	34.5	35.4	34.4	34.3	34.9	35.9	34.0	36.5	41.5	41.6	43.0
Charrua066	35.8	34.2	35.3	34.1	34.0	34.6	36.0	34.0	35.7	40.6	40.8	42.2

Charrua154	35.7	34.1	35.2	34.0	33.9	34.5	35.9	33.9	35.6	40.4	40.6	41.9
Chiloe110	31.5	30.1	31.0	30.3	30.5	31.6	34.2	32.8	36.7	43.1	43.6	44.8
Colcura66	35.9	34.9	35.8	34.8	34.7	35.3	36.3	34.4	36.1	41.0	41.1	42.5
DonGoyo220	36.2	35.0	36.2	35.6	35.5	35.9	37.1	35.1	36.7	40.6	40.7	41.5
Donhector220	36.2	35.3	36.3	35.6	35.5	36.1	36.3	35.3	35.4	39.2	39.2	38.9
Encuentro220	37.8	37.3	37.8	37.4	37.3	37.7	37.8	37.4	37.1	37.5	37.5	37.5
ETalta220	36.4	35.7	37.0	36.4	36.3	36.9	37.0	35.7	35.3	37.6	37.5	37.5
LaCebada220	36.4	35.2	36.3	35.3	35.2	36.0	37.3	35.6	36.9	40.9	40.9	41.8
LosAngeles154	35.3	33.7	34.8	33.6	33.4	34.1	35.4	33.5	35.2	39.9	40.1	41.4
Lota66	36.0	35.0	35.9	34.9	34.8	35.4	36.4	34.5	36.0	40.9	41.0	42.4
LPalmas220	36.2	35.0	36.1	35.1	35.0	35.8	37.5	35.7	37.0	41.0	41.1	42.0
MRedondo220	36.3	35.1	36.3	35.3	35.2	36.0	37.3	35.7	36.9	40.9	41.0	41.9
Mulchen220	35.5	33.9	35.1	33.8	33.7	34.3	35.8	33.8	35.9	40.6	40.8	42.2
PAzucar220	36.7	35.6	36.9	36.0	35.9	36.5	36.8	35.6	36.3	40.3	40.4	41.0
PColorada220	36.3	35.4	36.5	35.7	35.6	36.2	36.4	35.4	36.1	39.8	39.8	40.0
PMontt220	31.2	29.8	30.7	30.0	30.3	31.4	33.9	32.0	35.8	42.2	42.7	43.8
Rahue220	32.6	31.2	32.1	31.0	31.3	32.4	35.0	32.5	36.4	42.8	43.3	44.5
Rapel220	36.6	36.6	37.6	36.2	36.1	36.8	38.3	36.5	36.6	42.7	42.9	44.3
Spence220	37.3	36.9	37.3	37.0	36.8	37.3	37.3	37.0	36.6	37.1	37.1	37.1
Talinay220	35.9	34.7	35.9	35.4	35.3	35.6	37.2	35.4	36.8	40.8	40.9	41.7
Temuco220	35.0	33.4	34.6	33.4	33.2	33.9	36.5	33.4	36.5	41.3	41.5	42.9
Valdivia220	33.6	32.1	33.0	31.8	31.7	32.8	35.6	33.1	36.3	42.8	42.9	44.4

**Tabla B.3: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas para el pre-despacho del día 7 de Enero de 2021 entre las 13 y las 24 horas. Hidrología Seca**

Barra	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Calama110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	60.2	39.3
CArauco66	41.3	37.1	37.1	36.7	36.5	36.2	34.5	37.9	40.1	45.9	63.9	39.4
Charrua066	40.8	36.4	36.4	36.2	35.9	36.4	34.8	38.2	39.3	45.1	62.7	38.6
Charrua154	40.5	36.1	36.1	36.0	35.8	36.3	34.7	38.1	39.1	44.8	62.4	38.5
Chiloe110	43.6	38.0	38.0	38.7	37.9	38.6	36.8	40.0	41.1	47.1	65.5	40.7
Colcura66	40.9	36.6	36.6	36.3	36.1	36.6	34.9	38.4	39.6	45.4	63.2	39.0
DonGoyo220	39.8	35.5	35.5	35.3	35.1	36.4	34.9	39.0	40.3	45.0	63.9	39.4
Donhector220	37.5	33.6	33.6	33.1	33.3	34.7	33.3	37.7	39.0	43.1	61.2	37.5
Encuentro220	36.4	34.2	33.2	32.8	33.3	35.5	34.3	36.9	37.7	40.2	59.6	38.1
ETalta220	36.3	33.1	33.1	33.0	32.5	34.3	32.8	36.8	38.4	42.4	60.2	38.9
LaCebada220	40.1	35.7	35.7	35.5	35.3	36.5	35.1	39.1	40.6	45.3	64.3	39.6
LosAngeles154	40.0	35.7	35.7	35.5	35.4	35.9	34.3	37.7	38.7	44.3	61.6	38.0
Lota66	41.0	36.5	36.5	36.4	36.2	36.7	35.0	38.5	39.5	45.3	63.0	38.9
LPalmas220	40.3	35.9	35.9	35.7	35.5	36.7	35.3	39.3	40.8	45.5	64.6	39.8
MRedondo220	40.1	35.8	35.8	35.6	35.4	36.6	35.1	39.2	40.6	45.3	64.4	39.6

Mulchen220	40.8	36.3	36.3	36.2	36.0	36.7	35.0	38.1	39.1	45.1	62.7	38.7
PAzucar220	39.5	35.2	35.2	35.0	34.7	36.2	34.5	38.8	40.0	44.6	63.4	39.0
PColorada220	38.6	34.5	34.5	34.1	33.8	35.2	34.0	38.3	39.8	43.9	62.4	38.3
PMontt220	42.6	37.1	37.1	37.8	37.1	37.7	36.0	39.1	40.2	46.0	64.0	39.8
Rahue220	43.3	37.7	37.7	38.4	37.6	38.3	36.5	39.8	40.8	46.8	65.0	40.4
Rapel220	42.9	36.9	36.9	36.7	36.6	37.4	36.6	39.2	40.3	45.6	63.4	39.1
Spence220	36.0	33.8	32.8	32.4	33.0	35.1	33.9	36.5	37.3	39.8	58.9	37.6
Talinay220	40.0	35.7	35.7	35.5	35.3	36.5	35.0	39.1	40.5	45.2	64.2	39.5
Temuco220	41.4	36.9	36.9	36.8	36.6	37.3	35.5	38.8	39.8	45.8	63.7	39.3
Valdivia220	42.8	37.7	37.7	38.0	37.2	37.9	36.1	39.2	40.3	46.7	65.0	40.0

**Tabla B.4: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas, utilizados para representar el despacho en tiempo real del día 7 de Enero de 2021 entre las 1 y las 12 horas. Hidrología Seca.**

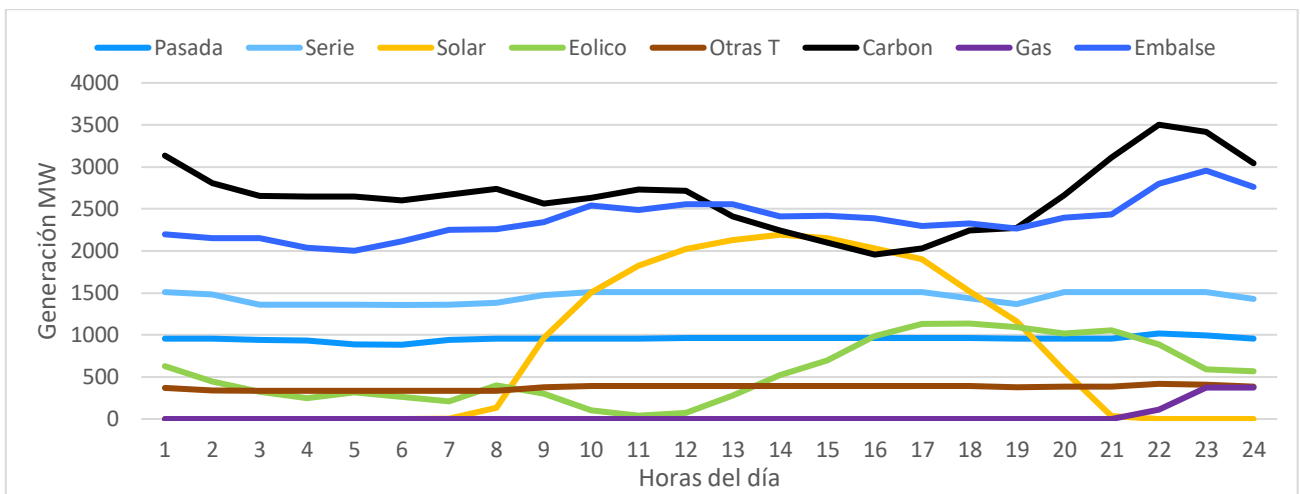
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Calama110	41.8	38.7	38.7	38.7	38.4	38.4	38.4	38.3	38.3	37.7	37.3	37.3
CArauco66	38.6	35.2	34.9	34.9	34.9	34.9	34.8	35.3	37.8	41.1	41.2	41.2
Charrua066	39.1	35.5	34.9	34.9	34.9	34.9	35.0	35.5	37.0	40.3	40.5	40.4
Charrua154	38.9	35.4	34.8	34.8	34.8	34.8	34.9	35.4	36.9	40.1	40.2	40.2
Chiloe110	35.6	32.4	30.7	31.4	31.4	32.0	34.4	34.1	38.7	43.1	43.2	45.2
Colcura66	39.1	35.6	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.7	37.3	40.7	40.7	40.7
DonGoyo220	39.2	36.1	36.0	36.3	36.1	36.0	36.7	36.0	37.9	40.3	40.3	40.3
Donhector220	39.2	35.8	36.2	36.2	36.2	36.1	36.1	35.8	36.6	38.8	38.8	38.8
Encuentro220	40.5	37.5	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.5	37.5	37.3	37.2	37.2
ETaltal220	39.4	36.0	36.9	36.9	36.8	36.8	36.8	36.1	36.1	37.2	37.2	37.2
LaCebada220	39.4	36.4	36.1	36.2	36.3	35.7	36.8	36.6	38.1	40.5	40.5	40.5
LosAngeles154	38.4	35.0	34.4	34.3	34.3	34.3	34.5	34.9	36.4	39.6	39.7	39.7
Lota66	39.2	35.7	35.4	35.4	35.4	35.4	35.4	35.8	37.2	40.6	40.6	40.6
LPalmas220	39.3	36.5	35.9	36.1	36.1	36.0	36.9	36.7	38.3	40.7	40.7	40.7
MRedondo220	39.4	36.5	36.1	36.2	36.2	35.8	36.8	36.7	38.2	40.5	40.5	40.5
Mulchen220	38.5	35.1	34.7	34.6	34.6	34.6	34.9	35.2	37.1	40.3	40.4	40.7
PAzucar220	39.8	36.3	36.7	36.8	36.7	36.6	36.5	36.4	37.6	39.9	40.0	39.9
PColorada220	39.4	35.9	36.4	36.4	36.4	36.3	36.2	36.0	37.4	39.4	39.4	39.4
PMontt220	35.3	32.1	30.4	31.1	31.1	31.7	33.6	33.4	37.8	42.1	42.3	44.2
Rahue220	36.9	33.6	31.8	32.1	32.1	32.8	34.7	33.9	38.4	42.8	42.9	44.8
Rapel220	41.6	38.0	37.4	37.4	37.4	37.4	37.6	38.1	39.5	40.7	40.7	40.7
Spence220	40.1	37.0	37.2	37.2	37.2	37.1	37.1	37.1	37.1	36.9	36.8	36.8
Talinay220	38.9	36.0	35.7	36.0	35.8	35.7	36.8	36.3	38.1	40.4	40.5	40.4
Temuco220	38.8	35.4	34.2	34.2	34.1	34.2	35.6	34.8	37.8	41.0	41.1	42.1
Valdivia220	37.9	34.5	32.6	32.6	32.6	33.3	35.3	34.5	38.3	42.3	42.5	44.5

**Tabla B.5: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas, utilizados para representar el despacho en tiempo real del día 7 de Enero de 2021 entre las 12 y las 24 horas. Hidrología Seca.**

Barra	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Calama110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.7	41.5
CArauco66	40.9	40.9	40.9	39.5	39.3	39.8	36.8	40.9	41.0	49.4	53.0	41.0
Charrua066	40.3	40.2	40.2	38.8	38.6	40.0	37.2	40.0	40.0	48.5	50.3	40.1
Charrua154	40.1	39.9	39.9	38.5	38.5	39.9	37.1	39.9	39.9	48.2	49.9	40.0
Chiloe110	43.1	42.9	42.0	40.5	40.3	43.0	39.9	42.3	41.9	49.3	53.6	42.4
Colcura66	40.4	40.5	40.5	39.1	38.8	40.2	37.3	40.4	40.5	48.8	52.4	40.6
DonGoyo220	39.4	39.1	39.1	37.8	37.6	39.7	37.3	40.1	41.1	49.5	51.3	40.9
Donhector220	37.2	36.8	36.8	35.6	35.5	37.8	35.4	38.5	39.4	47.7	49.3	39.1
Encuentro220	36.4	35.8	35.3	34.5	34.6	37.0	34.7	37.3	38.0	46.2	48.1	40.2
ETaltal220	36.5	35.8	35.4	34.4	34.5	37.0	34.5	37.4	38.7	47.0	49.2	40.9
LaCebada220	39.6	39.3	39.3	38.0	37.8	39.8	37.5	40.4	41.3	49.8	51.5	41.2
LosAngeles154	39.6	39.4	39.4	38.1	38.0	39.4	36.6	39.4	39.4	47.6	49.3	39.5
Lota66	40.5	40.4	40.3	39.0	38.9	40.3	37.4	40.3	40.4	48.7	52.2	40.5
LPalmas220	39.8	39.5	39.5	38.2	38.0	40.0	37.7	40.6	41.5	50.0	51.8	41.4
MRedondo220	39.7	39.4	39.4	38.0	37.9	39.9	37.5	40.4	41.4	49.8	51.6	41.2
Mulchen220	40.3	40.2	40.1	38.8	38.3	40.2	37.3	40.2	39.8	48.0	50.2	40.3
PAzucar220	39.1	38.8	38.8	37.4	37.2	39.5	36.9	39.8	40.7	49.1	50.8	40.6
PColorada220	38.2	37.9	37.9	36.6	36.1	38.4	35.9	39.2	40.1	48.4	50.1	39.9
PMontt220	42.1	42.0	41.0	39.6	39.4	42.0	39.0	41.4	40.9	48.2	52.4	41.4
Rahue220	42.8	42.6	41.7	40.2	40.0	42.7	39.6	42.0	41.6	49.0	53.2	42.1
Rapel220	40.7	40.7	40.7	40.7	41.3	40.7	39.4	40.7	40.7	49.0	50.7	40.7
Spence220	36.0	35.4	34.9	34.1	34.2	36.6	34.3	36.9	37.5	45.7	47.6	39.7
Talinay220	39.6	39.3	39.3	37.9	37.8	39.8	37.4	40.3	41.3	49.7	51.5	41.1
Temuco220	41.0	40.8	40.8	39.4	39.1	40.7	37.9	40.9	40.6	48.9	51.0	40.9
Valdivia220	42.3	42.2	41.6	40.2	39.5	42.2	39.2	41.6	41.0	48.9	52.6	41.6

## B.2 Hidrología Húmeda

En la Figura B.2 se muestra el resultado del pre-despacho para el día 7 de Enero para la hidrología húmeda, donde pueden apreciarse las magnitudes con las que varía la generación por tecnología a lo largo del día. En particular se nota que a diferencia de la hidrología seca se observa mayor participación de las centrales hidráulicas de pasada, serie y de embalse, y una menor generación a carbón.



**Figura B.2: Generación por tecnología para el día 7 de Enero. Hidrología Húmeda.**

En la Tabla B.6 se observan los valores del agua utilizados por el PCP para las centrales hidráulicas que se encuentran habilitadas para proveer reservas. La central que presenta menor valor del agua es Pehuenche, razón por la cual se prefiere despacharla la mayor parte del día y no almacenar tantas reservas en esta, y la de mayor valor es Ralco, por lo que se observa que se mantienen mayores montos de reserva en esta durante el día en comparación con el resto de las centrales hidráulicas.

**Tabla B.6: Valores del agua de los embalses que mantienen reservas para el día 7 de Enero de 2021. Hidrología húmeda.**

Nombre Central	Valor del agua [\$/MWh]
Pangue	11.12
Pehuenche	0
Ralco	25.18
Rapel	5.62

En la Tabla B.7 y Tabla B.8 se observan los costos marginales obtenidos en el pre-despacho para las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas. En cambio en la Tabla B.9 y B.10 se observan los costos marginales utilizados como aproximación a los valores de tiempo real.

**Tabla B.7: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas para el pre-despacho del día 7 de Enero de 2021 entre las 1 y las 12 horas. Hidrología Húmeda.**

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Calama110	38.7	38.5	38.2	37.9	37.9	37.9	37.8	37.8	37.6	37.3	36.7	36.6
CArauco66	34.4	32.2	30.8	30.8	30.8	30.6	30.8	32.1	35.7	36.6	36.6	37.6
Charrua066	33.4	31.7	30.2	29.9	29.9	30.1	30.3	31.1	33.7	35.0	35.0	36.0
Charrua154	33.3	31.6	30.1	29.8	29.8	30.0	30.2	31.0	33.6	34.8	34.8	35.8
Chiloe110	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	30.8	33.3	33.3	34.4
Colcura66	34.8	32.6	31.1	31.1	31.1	31.0	31.2	32.5	35.3	36.1	36.1	37.2
DonGoyo220	35.0	33.2	32.9	33.0	33.0	33.0	32.7	32.9	35.4	36.1	35.9	36.1
Donhector220	35.1	33.4	33.3	33.2	33.2	33.2	32.4	32.8	34.6	35.0	35.0	34.7

Encuentro220	37.6	37.4	37.3	37.3	37.3	37.3	37.2	37.1	37.0	37.1	36.7	36.6
ETaltal220	36.0	34.5	34.2	34.2	34.2	34.2	34.3	34.3	34.8	35.2	34.9	34.8
LaCebada220	35.2	33.3	32.6	32.8	32.8	32.8	32.4	33.1	35.6	36.2	36.0	36.3
LosAngeles154	32.9	31.2	29.7	29.4	29.4	29.7	29.8	30.6	33.2	34.4	34.4	35.4
Lota66	34.9	32.7	31.2	31.2	31.2	31.1	31.2	32.6	35.2	36.0	36.0	37.1
LPalmas220	35.2	33.2	32.3	32.6	32.6	32.6	32.2	32.9	35.8	36.3	36.2	36.5
MRedondo220	35.2	33.3	32.5	32.7	32.7	32.7	32.4	33.0	35.7	36.2	36.1	36.4
Mulchen220	33.3	31.3	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	31.0	33.3	34.1	34.1	35.1
PAzucar220	35.5	33.8	33.3	33.4	33.4	33.4	33.1	33.5	35.1	35.9	35.8	35.8
PColorada220	35.2	33.5	33.1	33.2	33.2	33.2	32.7	33.1	34.7	35.7	35.4	35.3
PMontt220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.1	32.6	32.6	33.6
Rahue220	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	30.6	33.1	33.1	34.1
Rapel220	34.6	32.7	31.3	31.3	31.3	31.3	31.3	32.4	34.9	35.8	35.8	36.8
Spence220	37.2	37.0	36.9	36.9	36.9	36.8	36.8	36.7	36.6	36.6	36.3	36.2
Talinay220	34.8	32.9	32.6	32.8	32.8	32.8	32.5	32.6	35.6	36.2	36.0	36.3
Temuco220	32.8	30.9	29.5	29.5	29.5	29.5	29.5	30.6	32.8	34.5	34.5	35.5
Valdivia220	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	31.5	33.6	33.6	34.8

**Tabla B.8: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas para el pre-despacho del día 7 de Enero de 2021 entre las 13 y las 24 horas. Hidrología Húmeda.**

Barra	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Calama110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	38.6
CArauco66	36.7	36.7	36.4	36.2	36.1	35.1	34.1	35.4	36.6	38.9	36.7	35.6
Charrua066	35.3	34.8	34.9	34.5	34.2	34.1	33.2	34.4	34.5	36.8	34.8	33.6
Charrua154	35.1	34.5	34.7	34.3	34.1	34.0	33.1	34.3	34.4	36.6	34.6	33.5
Chiloe110	33.6	33.3	33.3	33.1	31.8	31.8	32.2	31.9	31.9	34.3	33.6	31.8
Colcura66	36.2	36.3	36.0	35.8	35.6	35.5	34.6	35.8	36.2	38.4	36.3	35.2
DonGoyo220	35.4	34.9	34.8	34.6	34.7	34.6	33.9	35.9	36.3	38.5	36.8	35.8
Donhector220	34.1	33.8	33.1	33.1	33.3	33.2	32.6	35.0	35.3	37.4	35.8	34.8
Encuentro220	35.6	34.9	34.8	34.1	34.8	34.8	35.0	37.0	37.2	37.8	37.7	37.7
ETaltal220	34.1	33.2	33.2	32.7	33.2	33.2	33.3	35.5	36.5	38.6	37.0	36.9
LaCebada220	35.5	35.1	34.9	34.8	34.8	34.7	34.0	36.0	36.6	38.7	37.1	35.9
LosAngeles154	34.7	34.1	34.3	33.9	33.7	33.6	32.7	33.9	34.0	36.1	34.1	33.1
Lota66	36.3	36.2	35.9	35.9	35.7	35.6	34.7	35.9	36.1	38.3	36.2	35.1
LPalmas220	35.7	35.2	35.1	34.9	35.0	34.9	34.1	36.2	36.8	38.9	37.3	36.0
MRedondo220	35.6	35.1	35.0	34.8	34.9	34.7	34.0	36.1	36.6	38.8	37.1	35.9
Mulchen220	34.4	34.1	34.1	33.9	33.9	33.9	33.0	33.9	34.1	35.9	34.1	33.5
PAzucar220	35.2	34.7	34.6	34.4	34.4	34.3	33.8	35.7	36.0	38.1	36.5	35.7
PColorada220	34.7	34.3	33.6	33.7	33.9	33.8	33.2	35.1	35.6	37.7	36.1	35.0
PMontt220	32.8	32.6	32.5	32.3	31.1	31.1	31.5	31.2	31.2	33.5	32.9	31.1
Rahue220	33.3	33.1	33.1	32.9	31.6	31.6	32.0	31.7	31.7	34.1	33.4	31.6



Rapel220	36.1	35.8	35.7	35.5	35.4	35.2	34.2	35.7	35.9	38.0	36.4	34.9
Spence220	35.2	34.5	34.4	33.7	34.4	34.4	34.6	36.5	36.8	37.4	37.2	37.3
Talinay220	35.5	35.0	34.9	34.7	34.8	34.7	34.0	36.0	36.5	38.7	37.0	35.9
Temuco220	34.8	34.5	34.4	34.2	33.5	33.4	32.6	33.5	33.7	35.5	34.5	33.0
Valdivia220	33.9	33.6	33.6	33.4	32.1	32.1	31.9	32.2	32.2	34.7	33.8	32.2

**Tabla B.9: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas, utilizados para representar el despacho en tiempo real del día 7 de Enero de 2021 entre las 1 y las 12 horas. Hidrología Húmeda.**

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Calama110	39.2	38.6	38.4	38.4	38.1	38.1	38.1	38.0	37.2	36.9	36.6	36.0
CArauco66	35.3	34.6	34.4	34.6	34.3	34.1	34.3	34.5	35.9	36.1	36.2	36.3
Charrua066	34.4	34.0	33.8	33.6	33.3	33.6	33.7	33.4	33.9	34.6	34.7	34.8
Charrua154	34.2	33.9	33.7	33.5	33.2	33.5	33.6	33.4	33.8	34.3	34.5	34.5
Chiloe110	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	31.6	33.0	33.0	33.4
Colcura66	35.7	35.0	34.9	35.0	34.7	34.5	34.7	34.9	35.5	35.6	35.8	35.8
DonGoyo220	35.8	35.0	35.4	35.5	35.4	35.2	35.8	35.8	35.7	35.8	36.0	35.3
Donhector220	35.8	35.0	35.1	35.3	35.2	35.2	34.9	34.9	34.8	34.7	35.0	34.1
Encuentro220	38.0	37.5	37.5	37.5	37.5	37.4	37.4	37.4	36.7	36.7	36.6	36.0
ETaltal220	36.7	36.0	35.9	36.6	36.4	36.4	35.8	35.8	35.0	34.8	34.7	34.3
LaCebada220	36.0	35.2	35.8	36.0	35.7	35.5	36.0	36.0	36.0	35.9	36.1	35.5
LosAngeles154	33.7	33.5	33.3	33.1	32.8	33.1	33.2	32.9	33.3	33.9	34.0	34.1
Lota66	35.8	35.1	35.0	35.1	34.8	34.6	34.8	35.0	35.4	35.5	35.7	35.7
LPalmas220	36.0	35.2	35.9	35.8	35.6	35.3	36.2	36.2	36.2	36.0	36.2	35.6
MRedondo220	36.0	35.2	35.8	36.0	35.7	35.4	36.1	36.1	36.0	35.9	36.1	35.5
Mulchen220	33.8	33.6	33.5	33.6	33.3	33.3	33.3	33.4	33.6	33.9	33.9	33.9
PAzucar220	36.2	35.4	35.6	35.8	35.8	35.7	35.4	35.4	35.3	35.6	35.8	35.2
PColorada220	35.9	35.1	35.2	35.5	35.4	35.3	35.1	35.1	35.0	35.4	35.5	34.7
PMontt220	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.8	32.3	32.3	32.7
Rahue220	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	31.3	32.8	32.8	33.2
Rapel220	35.3	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	35.1	35.4	35.6	35.7
Spence220	37.6	37.1	37.1	37.1	37.0	37.0	37.0	37.0	36.3	36.3	36.2	35.6
Talinay220	35.6	34.8	35.3	35.4	35.2	35.0	36.0	36.0	35.9	35.9	36.1	35.4
Temuco220	33.4	33.2	33.0	33.2	32.9	32.9	32.9	32.9	33.2	34.2	34.2	34.2
Valdivia220	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	31.9	33.3	33.4	33.6

**Tabla B.10: Costos Marginales en las barras a las cuales se encuentran conectadas centrales eólicas, utilizados para representar el despacho en tiempo real del día 7 de Enero de 2021 entre las 12 y las 24 horas. Hidrología Húmeda.**

Barra	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Calama110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77.1	38.7
CArauco66	36.0	36.2	36.2	36.1	35.9	35.1	34.8	36.2	36.2	47.1	75.8	36.3

Charrua066	34.7	34.3	34.3	34.2	34.1	34.1	33.9	34.2	34.2	44.6	69.8	34.3
Charrua154	34.5	34.1	34.1	34.0	34.0	34.0	33.8	34.1	34.1	44.3	69.4	34.2
Chiloe110	33.1	33.0	33.0	33.0	32.1	32.1	32.1	32.1	32.1	41.7	67.9	32.1
Colcura66	35.6	35.8	35.8	35.7	35.5	35.5	35.3	35.8	35.8	46.5	75.0	35.9
DonGoyo220	35.1	34.9	34.8	34.7	34.7	34.7	34.0	35.9	36.5	47.7	74.9	36.3
Donhector220	33.8	33.7	33.1	33.1	33.3	33.1	32.6	34.6	35.7	46.1	72.5	35.0
Encuentro220	35.2	34.8	34.3	34.2	34.5	34.8	34.4	36.8	37.5	46.2	76.3	37.5
ETaltal220	33.6	33.2	32.8	32.7	32.9	33.1	32.7	35.3	36.9	47.5	75.0	36.9
LaCebada220	35.2	35.0	35.0	34.9	34.8	34.9	34.2	36.0	36.7	47.9	75.4	36.4
LosAngeles154	34.0	33.7	33.7	33.6	33.6	33.6	33.4	33.7	33.7	43.8	68.6	33.8
Lota66	35.7	35.7	35.7	35.6	35.6	35.6	35.4	35.7	35.7	46.4	74.8	35.8
LPalmas220	35.3	35.1	35.1	35.0	35.0	35.0	34.3	36.1	36.8	48.1	75.8	36.5
MRedondo220	35.2	35.0	35.0	34.9	34.9	34.9	34.2	36.0	36.7	47.9	75.5	36.4
Mulchen220	33.9	33.9	33.9	33.9	33.6	33.6	33.6	33.7	33.7	43.5	68.7	33.9
PAzucar220	34.9	34.6	34.6	34.5	34.4	34.5	33.8	35.6	36.3	47.5	74.2	36.1
PColorada220	34.4	34.2	33.7	33.6	33.9	33.6	33.0	35.2	35.9	46.8	72.8	35.3
PMontt220	32.4	32.3	32.3	32.2	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	40.7	66.4	31.4
Rahue220	32.9	32.8	32.8	32.8	31.9	31.9	31.9	31.9	31.9	41.4	67.4	31.9
Rapel220	35.6	35.5	35.5	35.4	35.4	35.4	34.6	35.5	36.3	47.2	73.8	35.6
Spence220	34.7	34.4	33.9	33.8	34.1	34.3	34.0	36.4	37.1	45.7	75.5	37.1
Talinay220	35.2	35.0	34.9	34.9	34.8	34.9	34.2	36.0	36.6	47.9	75.3	36.4
Temuco220	34.2	34.2	34.2	34.1	33.2	33.2	33.2	33.3	33.3	43.1	69.3	33.4
Valdivia220	33.5	33.3	33.3	33.3	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	42.1	68.3	32.4