



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**INTENSIDADES MARGINALES DE
CARBONO EN SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS DE POTENCIA:
TEORÍA Y APLICACIÓN AL SISTEMA
INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) DE
CHILE**

IVÁN ANDRÉS CHAPARRO ULLOA

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
DAVID EDUARDO WATTS CASIMIS

Santiago de Chile, Marzo, 2013

© 2013, Iván Andrés Chaparro Ulloa



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

INTENSIDADES MARGINALES DE CARBONO EN SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTENCIA: TEORÍA Y APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) DE CHILE

IVÁN ANDRÉS CHAPARRO ULLOA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS CASIMIS

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

JUAN CARLOS ARANEDA TAPIA

HÉCTOR JORQUERA GONZÁLEZ

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Marzo, 2013

A mis Abuelos y Madre

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a todas las personas que me ayudaron a desarrollar este trabajo. En particular, a mi profesor supervisor David Watts quien con sus observaciones y constante entusiasmo me motivó a terminar este trabajo.

A Joela, que a pesar de la distancia su apoyo estuvo presente en el final de esta etapa.

A mi madre Catalina Ulloa, con su incansable esfuerzo me facilitó infinitamente este camino.

Por último, quiero agradecer muy especialmente a mis abuelos, María Cifuentes y Héctor Ulloa, sin ellos no hubiese logrado nada de lo que he conseguido hasta ahora, muchas gracias a ustedes.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS	ix
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT	xiii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. COMPRENSIÓN DE LOS PRECIOS MARGINALES LOCALES (LMP) Y EL VALOR ESTRATÉGICO DEL AGUA EN EL DESPACHO ÓPTIMO	6
2.1. Modelo Térmico Sin Sistema de Transmisión	9
2.1.1. Ejemplo Modelo Térmico sin Sistema de Transmisión.....	11
2.2. Modelo Térmico con Restricción de Transmisión	14
2.2.1. Precios Marginales Locales (LMP)	17
2.2.2. Ejemplo Modelo Térmico con Sistema de Transmisión.....	18
2.3. Modelo Hidrotérmico con Restricción de Transmisión	24
2.3.1. Ejemplo Modelo Hidrotérmico con Sistema de Transmisión.....	29
2.4. Conclusiones del Capítulo.....	35
3. ANÁLISIS MARGINAL DE EMISIONES DE CARBONO EN SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTENCIA	38
3.1. Descripción y Modelación de los Sistemas Hidrotérmicos de Potencia ..	39
3.1.1. Dependencia Temporal del Despacho Óptimo de Carga en un Sistema Hidrotérmico	39
3.1.2. Descripción del modelo hidrotérmico de despacho óptimo de carga	41
3.2. Cálculo y Análisis de los Indicadores de Emisiones Marginales en un sistema Hidrotérmico	45
3.2.1. Definición de intensidad marginal de carbono (IMC) y metodología de cálculo en un sistema hidrotérmico	48

3.2.2.	Definición de intensidad sombra de carbono (ISC) y metodología de cálculo en un sistema hidrotérmico	53
3.2.3.	Definición de la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) y metodología de cálculo en un sistema hidrotérmico.....	56
3.2.4.	Descripción de la relación entre las intensidades marginales de carbono (IMC) y las intensidades sombra de carbono (ISC).....	59
3.3.	Validación: Ejemplo numérico del despacho óptimo de un Sistema Eléctrico Hidrotérmico	61
3.3.1.	Solución del despacho óptimo del sistema hidrotérmico.....	64
3.3.2.	Ejemplo del cálculo de intensidades marginales de carbono (nodal) en un sistema de potencia hidrotérmico.....	67
3.3.3.	Ejemplo del cálculo de intensidades sombra de carbono (de un línea) en un sistema de potencia hidrotérmico	71
3.3.4.	Ejemplo de la relación entre las intensidades marginales de carbono (IMC) de nodos y las intensidades sombras de carbono (ISC) de líneas en un sistema hidrotérmico	73
3.3.5.	Ejemplo del cálculo de la intensidad marginal de carbono del Agua en un sistema hidrotérmico	74
3.3.6.	Análisis de Resultados	75
3.4.	Conclusiones del Capítulo.....	77
4.	CÁLCULO DE LAS EMISIONES MARGINALES DE CARBONO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE (SIC)	80
4.1.	Descripción del Modelo de Despacho Óptimo de Carga y del Cálculo de Intensidades Marginales de Carbono en un Sistema Eléctrico Hidrotérmico	81
4.1.1.	Descripción del modelo de despacho óptimo de carga en un sistema hidrotérmico de potencia	81
4.1.2.	Definición de las Intensidades Marginales de Carbono nodales en un sistema hidrotérmico	83
4.1.3.	Definición de las Intensidades Sombra de Carbono de las líneas de transmisión en un sistema hidrotérmico	84
4.1.4.	Definición de la Intensidad Marginal de Carbono del Agua en un sistema hidrotérmico	85
4.1.5.	Relación de las Intensidades Marginales de Carbono (nodos) y las Intensidades Sombra de Carbono (líneas).....	86

4.2. Algoritmo de Solución	87
4.3. Descripción de los Parámetros Utilizados en la Modelación del Sistema Interconectado Central de Chile	90
4.3.1. Descripción de la demanda nodal por bloque y año en el SIC	90
4.3.2. Descripción del sistema de transmisión eléctrico del SIC	94
4.3.3. Descripción de generadores eléctricos y del plan de expansión de potencia instalada del SIC.....	95
4.4. Validación y Análisis de los Resultados de la Operación Óptima del SIC101	
4.4.1. Efecto de la hidrología	103
4.4.2. Descripción de la operación del SIC según región geográfica	103
4.4.3. Análisis de los costos e intensidades de emisión marginales nodales del SIC	105
4.4.4. Implicancias económicas	109
4.5. Conclusiones del Capítulo.....	111
5. CONCLUSIONES Y TRABAJO A FUTURO	114
BIBLIOGRAFIA.....	116
A N E X O S.....	120
Anexo A : Nomenclatura Capítulo 3	121
Anexo B : Nomenclatura Capítulo 4	122
Anexo C : Parámetros de Entrada del SIC Modelo Hidrotérmico	123
Anexo D : Operación Esperada del SIC horizonte 2013 – 2022.....	154
Anexo E : Proyectos de Generación ERNC Ingresados al e-SEIA año 2012	182

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1: Parámetros de tecnologías de generación eléctrica utilizadas en ejemplo.	12
Tabla 2-2: Demanda eléctrica nodal en [MWh].	20
Tabla 2-3: Valor estratégico del agua de largo plazo en nodo 1.	29
Tabla 3-1: Demanda eléctrica nodal en MWh.	62
Tabla 3-2: Parámetros de tecnologías de embalse de generación.	63
Tabla 3-3: Parámetros de tecnologías térmicas de generación.	63
Tabla 3-4: Potenciales de reducción de emisiones de carbono e incentivos a la inversión ERNC en cada nodo del ejemplo numérico en demanda alta.	76
Tabla 4-1: Estimación de la demanda eléctrica anual del SIC 2013 – 2022 en GWh-año (CNE 2012b).	91
Tabla 4-2: Duración anual en horas y porcentaje de asignación de demanda eléctrica anual de cada bloque.	93
Tabla 4-3: Asignación de la demanda nodal según zona geográfica desagregada en demanda industrial, residencial y total.	94
Tabla 4-4: Potencia instalada de generadores de embalse y Volumen de regulación de embalses del SIC (CNE 2012a).	96
Tabla 4-5: Costo variable, factor de emisión de carbono y factor de planta por tecnología de generadores del SIC (CNE 2012b).	99
Tabla 4-6: Potenciales de reducción de emisiones de carbono del SIC por zona geográfico en hidrología media y húmeda.	111

Tabla C- 1: Parámetros generales modelo hidrotérmico SIC.	123
Tabla C- 2: Parámetros nodos del SIC.	124
Tabla C- 3: Bloque de demanda alta por nodo y año [MW].	126
Tabla C- 4: Bloque de demanda media por nodo y año [MW].	128
Tabla C- 5: Bloque de demanda baja por nodo y año [MW].	130
Tabla C- 6: Parámetros líneas de transmisión del SIC.	132
Tabla C- 7: Parámetros generadores térmicos y eólicos del SIC.	138
Tabla C- 8: Parámetros generadores de pasada del SIC.	144
Tabla C- 9: Parámetros generadores de embalse del SIC.	147
Tabla C- 10: Parámetros generadores de falla del SIC	148
Tabla C- 11: Estadísticas hidrologías del SIC.	152
Tabla D- 1: Precio marginal local esperado por bloque de demanda y año.	154
Tabla D- 2: Intensidad marginal de carbono nodal esperado por bloque de demanda y año.	157
Tabla D- 3: Despacho esperado de cada generador por bloque de demanda y año.	160
Tabla D- 4: Flujo esperado por líneas de transmisión por bloque de demanda y año.	175
Tabla E- 5: Proyectos de Generación ERNC Ingresados al e-SEIA al 2012.	182

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Curvas de oferta y demanda de electricidad usadas en ejemplo térmico sin sistema de transmisión.	14
Figura 2-2: Esquema de un sistema eléctrico de potencia de 3 nodos.	19
Figura 2-3: Flujo de potencia del sistema térmico en demanda alta ($t=2$) y redespacho por cambio de la capacidad de transmisión línea 2-3 en [MWh].	23
Figura 2-4: Precios nodales Midwest ISO en demanda baja (MISO 2012).	24
Figura 2-5: Precios nodales Midwest ISO en demanda alta (MISO 2012).	24
Figura 2-6: Programación óptima hidroeléctrica y valor estratégico del agua.	26
Figura 2-7: Despacho en sistema hidrotérmico y redespacho con una unidad más de agua embalsada en [MWh].	33
Figura 3-1: Dependencia temporal del despacho óptimo en sistemas hidrotérmicos y valor estratégico del agua.	40
Figura 3-2. Comparación entre LMP e intensidades marginales de CO2 estimadas en una hora de demanda alta en el sistema eléctrico de Midwest ISO (MISO 2012).	47
Figura 3-3: Sistema eléctrico de potencia hidrotérmico de 3 nodos.	61
Figura 3-4: Análisis marginal del precio sombra de la línea 2 de transmisión y el precio marginal del Nodo 1 en demanda alta.	65
Figura 4-1: Diagrama de flujo del modelo de optimización y cálculo de factores de emisión marginales.	89

Figura 4-2: Demanda anual del SIC respecto a la potencia máxima anual requerida (CNE 2010).	92
Figura 4-3: Expansión de potencia instalada del SIC entre los años 2013 y 2022 (CNE 2012b).	98
Figura 4-4: Resultados de costos y factores de emisión en la operación esperada del SIC, por serie hidrológica sorteada y por región geográfica.	105
Figura 4-5: Costos y factores marginales nodales esperados durante el horizonte de estudio (2013-2022). Se presentan nodos con potencial de desarrollo de energías renovables (Energía 2012).	108

RESUMEN

La promoción de algunas fuentes de energía renovable requiere de la estimación de su reducción de emisiones para vender créditos de carbón, motivando la presente propuesta que se organiza en torno a las siguientes tres secciones.

En la primera parte se estudian modelos de flujo de potencia óptimo (OPF) aplicados a: un sistema térmico sin sistema de transmisión, un sistema térmico con sistema de transmisión, y un sistema hidrotérmico con restricciones de transmisión que permite la gestión óptima del agua embalsada (*peak load shaving*). Se concluye que los precios de energía se ven fuertemente afectados por las características topológicas y económicas de los sistemas eléctricos, variando temporal y espacialmente por los efectos de las restricciones de transmisión y la gestión óptima de la energía embalsada (valor estratégico del agua).

En la segunda parte se desarrolla un modelo hidrotérmico donde se definen la intensidad marginal de carbono (IMC) de un nodo, la intensidad sombra de carbono (ISC) de una línea de transmisión y la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) en un sistema hidrotérmico. Se presenta la metodología de cálculo de estos índices a través de un análisis de sensibilidad del modelo de flujo de potencia óptimo. Estos índices relacionan la operación óptima del sistema de potencia con las emisiones de carbono y pueden ser utilizados para el desarrollo eficiente de medidas de reducción de emisiones de carbono. Éste es el primer trabajo en desarrollar esta teoría en sistemas hidrotérmicos.

En la tercera parte se calculan los factores marginales de emisión en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, los resultados muestran que las restricciones de

transmisión de la red eléctrica y la gestión óptima del agua embalsada tienen un efecto importante en las emisiones de carbono del sistema eléctrico. Se concluye que es necesario incorporar estos factores marginales de emisión en la cuantificación de las emisiones entregando señales económicamente eficientes para el desarrollo de proyectos renovables.

Palabras Claves: Dióxido de carbono, flujo óptimo de potencia, precio marginal local, generación de potencia hidrotérmica, indicadores económicos.

ABSTRACT

The promotion of some renewable energy sources require the estimation of emission reductions to sell carbon credits, motivating this proposal, which is organized around the following three sections.

In the first part, we study models of optimal power flow (OPF) applied to: a thermal system without transmission system, a thermal system with transmission system, and a hydrothermal system with transmission constraints allowing optimal management of reservoir water (peak load shaving). We conclude that energy prices are strongly affected by the economic and topological characteristics of electrical systems, varying in time and space due to the effect of transmission constraints and optimal management of the energy stored in reservoirs (strategic value of water).

In the second part we develop a hydrothermal model defining 1) the marginal carbon intensity (MCI) of a node, 2) the shadow carbon intensity (SCI) of a transmission line and 3) the water emission value (WEV) of reservoir energy in a hydrothermal power system. We present a methodology to compute these indices through sensitivity analysis in an optimal power flow model. These indices relate the optimal operation of the power system with carbon emissions and they can be used for efficient development of measures to reduce carbon emissions. This is the first work to develop this theory in hydrothermal systems.

In the third part of this work, the marginal emission factors are computed for the Central Interconnected System (CIS) of Chile. Results show that transmission constraints of the grid and the optimal management of the water stored have a significant impact on

carbon emissions of the electricity system. We conclude that it is necessary to incorporate these marginal emissions factors for quantifying emissions, giving an economically efficient signal for the development of renewable energy projects.

Keywords: Carbon dioxide, optimal power flow, locational marginal price, hydroelectric-thermal power generation, economic indicators.

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático producto de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) es un tema de preocupación a nivel mundial. Esto debido a los efectos nocivos sobre el ecosistema del planeta, tales como deshielos de polos y glaciares; cambios en las corrientes oceánicas; sequías en zonas tropicales; aumento de huracanes; tormentas tropicales; y extinción de especies (Houghton 1992; Stern and Britain 2006). El sector energía es responsable de gran parte de estas emisiones, tanto en Chile como en el mundo (Enkvist et al. 2007).

Progresivamente se han tomado medidas para disminuir las emisiones de GEI a nivel mundial. El artículo 12 del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático define Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el cual es un mecanismo de flexibilidad que permite a países desarrollados cumplir con sus compromisos de reducción de GEI con proyectos en países en desarrollo, y que éstos progresen de forma sustentable al integrar estas nuevas tecnologías (Protocol 1997).

Además, en Europa y algunos estados de USA se han implementado programas de *Cap-and-Trade*, donde se subastan o asignan permisos de emisiones entre los participantes, estos permisos adquieren valor cuando se transan en el mercado (Grubb and Neuhoff 2006; RGGI 2012; Zhao et al. 2010), un acercamiento entre el mercado de permisos de emisión y los mercados eléctricos se presenta en (Tanaka and Chen 2012). En Chile y algunos estados de USA (entre otros lugares), se han implementado programas de *Renewable Portfolio Standards* (RPS), los cuales imponen que una cuota o porcentaje de la energía generada sea a través de fuentes renovables (Berry and Jaccard 2001). En

Chile, se busca que en 2024 a lo menos un 10% de la energía vendida en contratos provenga de generación renovable, comenzando progresivamente desde 2010 (Ley N° 20.257 2008).

Estas políticas valorizan la energía renovable sin discriminación de su real aporte a la reducción de emisiones del sistema en que se insertan, perdiendo la oportunidad de premiar proyectos que evitan más emisiones que otros.

Para cuantificar la reducción de emisiones asociada al desarrollo de un proyecto de energía renovable (o de eficiencia energética), actualmente se calcula el factor de emisiones¹ (f_e) de la red. Este factor indica el contenido de carbón de la electricidad del sistema, expresado en tCO₂e/MWh, principalmente proveniente de los generadores utilizando combustibles fósiles. Sin embargo, las diversas metodologías de cálculo de este factor estiman un valor medio anual común para todo el sistema (Nations 2008), y por lo tanto no consideran completamente las restricciones de transmisión que ocurren en la operación de los sistemas eléctricos, ni el efecto de la gestión óptima del agua embalsada en los sistemas hidrotérmicos de potencia.

Modelar apropiadamente las relaciones espaciales e inter-temporales de la red es fundamental para operar el sistema óptimamente, promover la eficiencia económica y el desarrollo de una cartera de proyectos óptimos. La operación eficiente del sistema eléctrico de potencia requiere del uso de señales marginales que reflejen las actuales condiciones del mismo y no promedios que distorsionen la eficiencia del equilibrio de corto plazo (Conejo et al. 2005).

¹ Las emisiones se cuantifican mediante el producto de $f_e \cdot MWh$.

Ruiz & Rudkevich en (Ruiz and Rudkevich 2010) plantean que las emisiones de carbono² en un sistema eléctrico varían temporal y espacialmente, al igual que los precios, debido a las diversas tecnologías de generación eléctrica existentes, las restricciones de transmisión de las líneas y la demanda de energía eléctrica que varía en el tiempo. Estos autores sugieren que las intensidades marginales de carbono (IMC) y las intensidades sombra de Carbono (ISC) permiten identificar los nodos y líneas de transmisión del sistema eléctrico donde es eficiente aplicar medidas de reducción de emisiones de carbono. Al igual que en los sistemas con señales de precios marginales locales (LMPs), sería posible establecer señales marginales para hacer eficiente la asignación de recursos asociados a la mitigación de emisiones de GEI.

Los sistemas hidrotérmicos de potencia con un componente importante de capacidad de embalse resultan complejos de modelar debido a la incertidumbre hidrológica y la capacidad de almacenar energía hídrica, generando un problema dinámico o multiperiodo. La incertidumbre hidrológica es propia de las variables meteorológicas, lo cual hace imposible conocer con exactitud la disponibilidad hídrica futura, esta incertidumbre influye en el despacho óptimo de los sistemas hidrotérmicos. La capacidad de almacenar energía hídrica presente para ser utilizada en el futuro provoca también una dependencia temporal en el despacho óptimo, agregando complejidad al modelo (Chaparro and Watts 2012). Estas características de los sistemas hidrotérmicos de potencia tienen un importante efecto no sólo en los precios de la energía, sino que también en las emisiones de carbono del sistema.

² En el contexto de este trabajo, carbono y CO₂ son utilizados indistintamente.

Nuestro trabajo contribuye integrando la inter-temporalidad del despacho óptimo en los sistemas hidrotérmicos de potencia, considerando los efectos de la transmisión y la gestión óptima del agua embalsada sobre las emisiones de carbono marginales de un sistema hidrotérmico. Ambas características son fundamentales para integrar al análisis de las emisiones, la dimensión espacial de la red y las relaciones inter-temporales y promover un desarrollo óptimo de una cartera de proyectos renovables.

Un primer objetivo de este trabajo es presentar de forma simple y clara los efectos de la red eléctrica (topología, restricciones, etc.) y el valor del agua embalsada (valor estratégico del agua), sobre los precios spot de la energía eléctrica, para poder calcular precios óptimos que cambian en el tiempo y en el espacio (Precios Spot Espaciales o LMP³) (Molina and Rudnick 2010; Reta and Vargas 2011). Para cumplir este objetivo se muestra, de forma algebraica y a través de un ejemplo numérico ilustrativo, la solución de cada uno de los problemas de despacho óptimo de corto plazo. Primero solucionando un sistema térmico uninodal, luego considerando un sistema de transmisión restringido en capacidad, donde además se detalla el cálculo de los Precios Marginales Locales (LMPs), posteriormente agregando generación hidráulica de embalse considerando el valor estratégico del agua.

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar una metodología para calcular las intensidades marginales de carbono (IMC) y las intensidades sombra de carbono (ISC) en un sistema eléctrico hidrotérmico, considerando las relaciones inter-temporales que los embalses generan, siendo éste el primer trabajo en desarrollar esta teoría en sistemas hidrotérmicos. Para esto se utiliza como base la metodología propuesta para un sistema

puramente térmico en (Ruiz and Rudkevich 2010), a la cual se le integra la teoría básica de operación de sistemas hidrotérmicos (Barroso and Conejo 2006; Granville et al. 2003; Xiaohong et al. 1995; Zoumas et al. 2004). Para ello, se utiliza un modelo de despacho óptimo de carga que considera el sistema de transmisión y la dependencia temporal propia de los sistemas hidrotérmicos. Con este modelo se calculan los precios óptimos de energía y emisiones marginales de carbono en el espacio y tiempo, siguiendo los fundamentos propuestos por Caramanis, Bohn & Schweppe en (Bohn et al. 1984; Caramanis et al. 1982). Además, introducimos el concepto de intensidad marginal de carbono del agua (IMCA), que mide el efecto marginal del agua embalsada (gestionada óptimamente) sobre las emisiones de CO₂e del sistema, concepto fundamental para desarrollar esta teoría.

Por último, se desarrolla y describe una propuesta metodológica para calcular las intensidades marginales de carbono (IMC) nodales del SIC de Chile (CNE 2012a). Para tal efecto se construyó un modelo de despacho óptimo hidrotérmico y de cálculo de emisiones marginales, simulando la operación óptima del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, estudiando su operación con el desarrollo de futuros proyectos de generación renovable.

³ Por sus siglas en inglés.

2. COMPRESIÓN DE LOS PRECIOS MARGINALES LOCALES (LMP) Y EL VALOR ESTRATÉGICO DEL AGUA EN EL DESPACHO ÓPTIMO

El despacho económico es uno de los problemas más importantes en la operación económica de los sistemas eléctricos de potencia. Actualmente no sólo se busca la operación del sistema a mínimo costo, sino que también integrar variables ambientales, como niveles de emisión de contaminantes locales y globales, o niveles de seguridad y confiabilidad en la operación del sistema. Por otro lado, están las restricciones y características propias de los sistemas de transmisión, los generadores eléctricos y las variables climáticas, económicas y/o geográficas, complejizando los modelos para resolver el despacho (Chowdhury and Rahman 1990). Actualmente es común integrar múltiples dimensiones al despacho, incluyendo obviamente el mismo flujo de potencia, generando diversas formulaciones del llamado Flujo de Potencia Óptimo (OPF, por sus siglas en inglés).

Se han desarrollado múltiples metodologías de solución para el problema de despacho óptimo. Metodologías determinísticas basadas en los multiplicadores de LaGrange, programación lineal y programación dinámica, requieren conocer todas las variables en cualquier instante de tiempo, lo cual es difícil de lograr con variables climáticas, ambientales o de largo plazo. Para ello se han desarrollado metodologías estocásticas más complejas como redes neuronales adaptativas, *simulated annealing* o algoritmos genéticos (Warsono et al. 2008) y las aplicaciones de programación dinámica estocástica, tan usadas en los despachos hidrotérmicos latinoamericanos. Estos modelos

son muy útiles y precisos, pero su complejidad dificulta interpretar sus resultados y comprender su origen. Esta dificultad motiva el trabajo de este capítulo, que desarrolla y presenta tanto la teoría como la aplicación del despacho óptimo de potencia.

Latinoamérica está caracterizada por un alto componente hidráulico en la mayoría de sus sistemas eléctricos, alcanzando un 51% de la capacidad instalada. Esta es una característica común en varios países de la región como Perú, Argentina, Chile (CNE 2012a) y aún más crítica en Colombia y Brasil⁴ (Rudnick 2002; Rudnick et al. 2008). La dimensión hidráulica agrega grandes desafíos en términos de modelación de los sistemas eléctricos. El uso coordinado óptimo del agua es fundamental para alcanzar una operación segura y de mínimo costo para el sistema.

En los sistemas termoeléctricos la energía se obtiene principalmente de unidades a carbón, gas o diésel, las que se despachan óptimamente en cada periodo. Este problema no tiene gran dependencia inter-temporal, más allá de los tiempos y rampas de encendido y apagado.

En los sistemas hidrotérmicos, la electricidad proviene tanto de generadores termoeléctricos e hidroeléctricos. Mientras que la energía producida por los generadores hidráulicos de pasada (sin capacidad de embalse) es restada directamente de la demanda, sin mayor capacidad de gestión, la energía de los generadores hidráulicos de embalse es gestionada para ser acumulada y utilizada cuando es más valiosa para el sistema.

La complejidad del despacho óptimo en este caso viene dada por la capacidad de los generadores de embalse de almacenar agua (energía) por periodos de tiempo (desde días hasta años). Esto produce la dependencia temporal del despacho económico de los

diversos periodos, obligando a la resolución conjunta de diversos periodos (Pre-despacho).

En cada periodo de análisis es posible observar que la cantidad de agua a utilizar para generar electricidad en el presente no sólo repercute el mismo periodo, sino que también en los costos futuros de generación. El anticipar el uso de un volumen de agua hoy reduce los costos actuales de generación, pero incrementa los costos de periodos futuros (*trade off* inter-temporal). Es decir, es posible calcular un valor para el agua embalsada que represente los costos de generación asociados a no disponer de esa agua en el futuro. Eso es un costo alternativo o precio sombra del agua que comúnmente se llama **valor estratégico del agua**.

El objetivo de este capítulo es presentar de forma simple y clara los efectos de la red eléctrica (topología, restricciones, etc.) y el valor del agua embalsada, sobre los precios spot de la energía eléctrica, para poder calcular precios óptimos que cambian en el tiempo y en el espacio (Precios Spot Espaciales o Nodales) (Molina and Rudnick 2010; Reta and Vargas 2011). Para cumplir este objetivo se muestra, de forma algebraica y a través de un ejemplo numérico ilustrativo, la solución de cada uno de los problemas de despacho óptimo de corto plazo. Primero solucionando un sistema térmico uninodal, luego considerando un sistema de transmisión restringido en capacidad, donde además se detalla el cálculo de los Precios Marginales Locales (LMPs o Precios Spot Nodales), posteriormente agregando generación hidráulica de embalse considerando el valor estratégico del agua.

⁴ Brasil presenta cerca de un 85% de capacidad instalada hidráulica de acuerdo a las estadísticas internacionales de la IEA.

La estructura de este capítulo es la siguiente: en la sección 2.1 se presenta un modelo de despacho óptimo en un sistema térmico uninodal. En la sección 2.2 se muestra un modelo de despacho óptimo térmico considerando restricciones al sistema de transmisión. En la sección 2.3 se utiliza un modelo de despacho óptimo hidrotérmico con restricción en el sistema de transmisión. A cada uno de estos modelos determinísticos se adjunta un ejemplo numérico simple. La sección 2.4 se presentan las conclusiones de este capítulo.

2.1. Modelo Térmico Sin Sistema de Transmisión

El modelo más simple de despacho óptimo corresponde a un sistema térmico en el cual no se consideran costos de partida, tiempos de puesta en marcha, ni tiempos mínimos de operación. En este caso se utiliza un modelo uninodal con flujo DC sin pérdidas, modelo M1:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_i C_i(P_i) \\ \text{s.a. :} \end{aligned} \tag{0.1}$$

$$\sum_i P_i = I_{total} \tag{0.2}$$

$$P_i \leq P_i^{\max}, \quad \forall i \tag{0.3}$$

$$P_i \geq 0, \quad \forall i \tag{0.4}$$

Donde P_i es la energía producida por el generador i ; $C_i(P_i)$ es la función de costos del generador i ; I_{total} es la demanda de energía total del sistema; P_i^{\max} es la energía máxima generable por el generador i que viene dada por su potencia instalada y su factor de planta máximo.

La ecuación (0.1) minimiza los costos de operación del sistema; la ecuación (0.2) asegura el balance de generación y demanda eléctrica; la ecuación (0.3) indica los límites de generación máxima de cada generador.

El Lagrangiano del problema M1 es:

$$L = \sum_i C_i(P_i) + \lambda \cdot \left(l_{total} - \sum_i P_i \right) + \sum_i \alpha_i \cdot (P_i - P_i) \quad (0.5)$$

Las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) de M1 son las restricciones (0.2)-(0.4) más las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda + \alpha_i \geq 0, \quad \forall i \quad (0.6)$$

$$P_i \cdot \frac{\partial L}{\partial P_i} = P_i \cdot \left(\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda + \alpha_i \right) = 0, \quad \forall i \quad (0.7)$$

$$\alpha_i \cdot (P_i - P_i) = 0, \quad \forall i \quad (0.8)$$

$$\alpha_i \geq 0, \quad \forall i \quad (0.9)$$

A continuación se presenta la solución del problema respetando las condiciones de KKT, esto para las posibles combinaciones de P_i y α_i :

- Si $P_i = 0$ y $\alpha_i = 0$ entonces:

$$\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} \geq \lambda \quad (0.10)$$

- Si $0 < P_i < P_i$ y $\alpha_i = 0$ entonces:

$$\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} = \lambda \quad (0.11)$$

- Si $P_i = P_i$ y $\alpha_i > 0$ entonces:

$$-\frac{\partial L}{\partial P_i} = \alpha_i = \lambda - \frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} \quad (0.12)$$

La ecuación (0.11) entrega el generador marginal del problema cuyo costo marginal viene dado por λ ; la ecuación (0.10) indica que el costo marginal del generador i es mayor al costo marginal del sistema por lo que no es despachada, $P_i=0$; en la ecuación (0.12) α_i representa el cambio marginal en el valor de la función objetivo si se varía marginalmente la disponibilidad de energía generable para el generador i .

2.1.1. Ejemplo Modelo Térmico sin Sistema de Transmisión

El ejemplo consiste en calcular el despacho óptimo de un sistema térmico en dos periodos de tiempo (1 y 2) con distintos niveles de demanda eléctrica, en $t=1$ es $I_{total}^1 = 30 \text{ MWh}$ y en $t=2$ es $I_{total}^2 = 70 \text{ MWh}$.

Todas las unidades son remuneradas al costo marginal y es el mismo precio que debe pagar la demanda más otros cargos por servicios de transmisión y distribución, no modelados.

En este escenario existe sólo un generador marginal, pues se supusieron costos marginales constantes. En el caso de costos marginales crecientes podría haber múltiples unidades (i) operando a costo marginal $\left(\frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \right)$, aunque las conclusiones se mantendrían.

Se utilizan tres tecnologías de generación, con distintos costos variables, energía máxima generable por periodo de tiempo y distinto nodo de conexión al sistema, ver Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Parámetros de tecnologías de generación eléctrica utilizadas en ejemplo.

Nodo	Tipo de Generador	Costo Variable [US\$/MWh]	Energía Máxima [MWh]
1	Pasada	0	20
2	Carbón	40	25
3	Diésel	200	40

Debido a que el modelo corresponde a un sistema netamente térmico, no existe dependencia temporal entre ambos periodos, por lo que se resuelven dos problemas independientes entre sí.

El modelo viene dado por:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & C_1 \cdot P_1^t + C_2 \cdot P_2^t + C_3 \cdot P_3^t \\ \text{s.a.:} \end{aligned} \quad (0.13)$$

$$P_1^t + P_2^t + P_3^t = I_{total}^t \quad (0.14)$$

$$P_i^t \leq \bar{P}_i^t, \quad \forall i \quad (0.15)$$

$$P_i^t \geq 0, \quad \forall i \quad (0.16)$$

La solución al problema M1 en demanda baja ($t=1$), respetando las condiciones de

KKT, viene dada por el set de solución S1.1:

$$\begin{aligned} P_1^1 = P_1^1 & \Rightarrow \alpha_1^1 = \lambda^1 - C_1 \\ P_2^1 < P_2^1 & \Rightarrow \alpha_2^1 = 0 \\ P_3^1 = 0 & \Rightarrow \alpha_3^1 = 0 \\ P_2^1 = I_{total}^1 - P_1^1 \\ \lambda^1 = C_2 & \Rightarrow \alpha_1^1 = C_2 - C_1 \end{aligned}$$

Reemplazando los valores de demanda baja ($t=1$) y los parámetros de Tabla 2-1 en

S1.1 se obtiene:

$$P_1^1 = 20 \text{ MWh} \quad \alpha_1^1 = 40 \text{ US\$/MWh}$$

$$P_2^1 = 10 \text{ MWh} \quad \alpha_2^1 = 0 \text{ US\$/MWh}$$

$$P_3^1 = 0 \text{ MWh} \quad \alpha_3^1 = 0 \text{ US\$/MWh}$$

$$\lambda^1 = 40 \text{ US\$/MWh}$$

Resolviendo el problema M1 para demanda alta ($t=2$) se tiene el set de solución

S1.2:

$$P_1^2 = P_1^2 \Rightarrow \alpha_1^2 = \lambda^2 - C_1$$

$$P_2^2 = P_2^2 \Rightarrow \alpha_2^2 = \lambda^2 - C_2$$

$$P_3^2 < P_3^2 \Rightarrow \alpha_3^2 = 0$$

$$P_3^2 = I_{total}^2 - P_1^2 - P_2^2$$

$$\lambda^2 = C_3$$

$$\alpha_1^2 = C_3 - C_1$$

$$\alpha_2^2 = C_3 - C_2$$

Reemplazando los valores de los parámetros en S1.2:

$$P_1^2 = 20 \text{ MWh} \quad \alpha_1^2 = 200 \text{ US\$/MWh}$$

$$P_2^2 = 25 \text{ MWh} \quad \alpha_2^2 = 160 \text{ US\$/MWh}$$

$$P_3^2 = 25 \text{ MWh} \quad \alpha_3^2 = 0 \text{ US\$/MWh}$$

$$\lambda^2 = 200 \text{ US\$/MWh}$$

El óptimo de M1, para demanda baja y demanda alta, se consigue despachando generadores de manera consecutiva, primero generadores más económicos y posteriormente los menos económicos, hasta satisfacer la demanda eléctrica requerida. El precio es fijado por el generador marginal ($\text{Precio}^t = \lambda^t$), es decir el generador que provee la última unidad de energía, que a su vez es el generador con mayor costo marginal despachada, por este motivo el precio es bajo (40 US\$/MWh) en demanda baja y muy alto en demanda alta (200 US\$/MWh), ver

Figura 2-1.

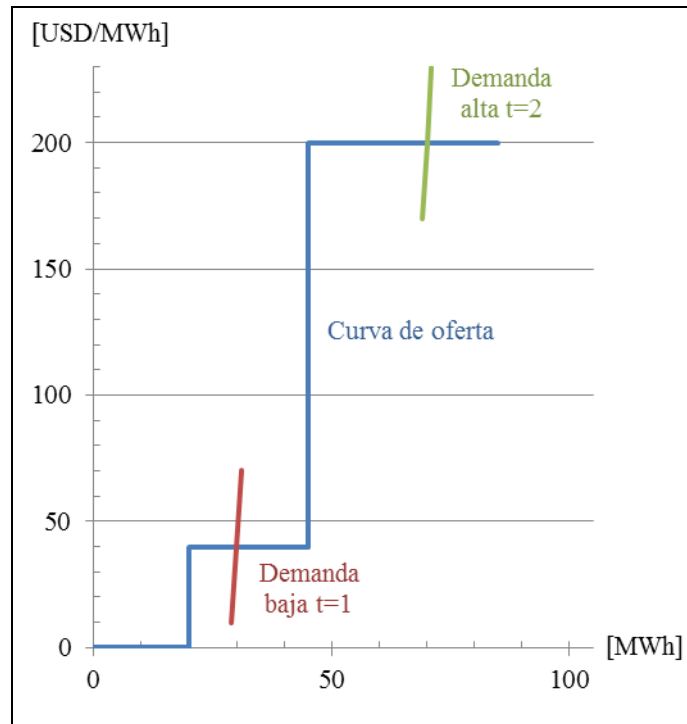


Figura 2-1: Curvas de oferta y demanda de electricidad usadas en ejemplo térmico sin sistema de transmisión.

2.2. Modelo Térmico con Restricción de Transmisión

Al agregar en el modelo un sistema de transmisión se debe identificar la ubicación de las fuentes de generación y de la demanda eléctrica del sistema. Además es necesario conocer la topología de la red y las características eléctricas de cada línea de transmisión, para calcular los flujos por cada una de ellas y respetar los límites máximos de transmisión.

El modelo de despacho óptimo utilizado corresponde a un sistema térmico, sin

dependencia temporal, considerando un sistema de transmisión sin pérdidas (modelo M2):

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_i C_i(P_i) \\ \text{s.a.} \quad & \end{aligned} \quad (0.17)$$

$$\sum_i P_i = \sum_i l_i \quad (0.18)$$

$$P_i \leq P_i, \quad \forall i \quad (0.19)$$

$$F_k(P, I) \leq f_k, \quad \forall k \quad (0.20)$$

$$P_i \geq 0, \quad \forall i \quad (0.21)$$

Donde P_i es la generación total en el nodo i ; l_i es la demanda total en el nodo i ; $F_k(P, I)$ es el flujo por la línea k en función del vector de generación y demanda del sistema; f_k es el flujo de energía máximo a transmitir por la línea k .

El modelo M2 es similar al modelo M1 estudiado en la sección 2.1, donde sólo se agregó la ecuación (0.20) que limita la energía transmitida por cada línea.

El Lagrangiano del modelo M2 es el siguiente:

$$L = \sum_i C_i(P_i) + \lambda \cdot \left(\sum_i l_i - \sum_i P_i \right) + \sum_i \alpha_i \cdot (P_i - P_i) + \sum_k \mu_k \cdot (F_k(P, I) - f_k) \quad (0.22)$$

Las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) de M2 son las restricciones (0.18)-(0.21) además de las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda + \alpha_i + \sum_k \mu_k \cdot \frac{\partial F_k(P, I)}{\partial P_i} \geq 0, \quad \forall i \quad (0.23)$$

$$P_i \cdot \frac{\partial L}{\partial P_i} = P_i \cdot \left(\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda + \alpha_i + \sum_k \mu_k \cdot \frac{\partial F_k(\bar{P}, \bar{I})}{\partial P_i} \right) = 0, \quad \forall i \quad (0.24)$$

$$\alpha_i \cdot (P_i - \bar{P}_i) = 0, \quad \forall i \quad (0.25)$$

$$\alpha_i \geq 0, \quad \forall i \quad (0.26)$$

$$\mu_k \cdot (F_k(\bar{P}, \bar{I}) - f_k) = 0, \quad \forall k \quad (0.27)$$

$$\mu_k \geq 0, \quad \forall k \quad (0.28)$$

La solución general del problema es la siguiente:

- Si $P_i = 0$ y $\alpha_i = 0$ entonces:

$$\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} \geq \lambda - \sum_k \mu_k \cdot \frac{\partial F_k(\bar{P}, \bar{I})}{\partial P_i} \quad (0.29)$$

- Si $0 < P_i < \bar{P}_i$ y $\alpha_i = 0$ entonces:

$$\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} = \lambda - \sum_k \mu_k \cdot \frac{\partial F_k(\bar{P}, \bar{I})}{\partial P_i} \quad (0.30)$$

- Si $P_i = \bar{P}_i$, $\alpha_i > 0$ y $\mu_k > 0$ entonces:

$$\alpha_i = \lambda - \frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \sum_k \mu_k \cdot \frac{\partial F_k(\bar{P}, \bar{I})}{\partial P_i} \quad (0.31)$$

- Si $F_k(\bar{P}, \bar{I}) = f_k$ y $\mu_k > 0$ entonces:

$$-\frac{\partial L}{\partial \bar{f}_k} = \mu_k = \frac{\lambda - \frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \alpha_i - \sum_{\bar{k} \neq k} \mu_{\bar{k}} \cdot \frac{\partial F_{\bar{k}}(\bar{P}, \bar{I})}{\partial P_i}}{\frac{\partial F_k(\bar{P}, \bar{I})}{\partial P_i}} \quad \forall i \quad (0.32)$$

Las ecuaciones (0.29)-(0.32) sin las restricciones de transmisión activas, es decir con $\mu_k = 0 \quad \forall k$, se transforman en las mismas ecuaciones de la sección 2.1 y su

interpretación se mantendría. En el caso de restricción activa, μ_k representa el cambio en el valor de la función objetivo si se relaja marginalmente la restricción de transmisión de la línea k , ver ecuación (0.32), modificando el despacho óptimo, al internalizar el efecto de la ubicación geográfica de los recursos y la congestión en el mismo. En el caso de existir líneas restringidas, generadores que tienden a relajar el uso de estas líneas son despachados más y aquellos cuya ubicación es desfavorable y tienden a congestionar estas líneas son menos despachados.

2.2.1. Precios Marginales Locales (LMP)

En sistemas de transmisión congestionados existen diferentes precios de energía en distintos sectores del sistema de transmisión. Esto ocurre debido a que en una línea con congestión se debe regular el flujo cambiando la generación de más de una generador marginal ante variaciones de demanda, por lo que aparecen costos marginales distintos denominados Precios Marginales Locales o LMP, por sus siglas en inglés. Esto lleva a que, aun despreciando las pérdidas, existan en el sistema al menos tantos precios distintos como el número de links congestionados (*congested flowgates*) más uno. Un uso apropiado de estas señales de precios puede influir en el alivio de líneas congestionadas (Glatvitsch and Alvarado 1998).

A continuación se explicita el cálculo de los LMPs:

$$\lambda_j = \frac{dL}{dl_j} = \frac{\partial L}{\partial l_j} + \frac{\partial L}{\partial P_i} \frac{\partial P_i}{\partial l_j} \quad (0.33)$$

$$\begin{aligned}\lambda_j = & \sum_i \frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial l_j} + \lambda \cdot \left(1 - \sum_i \frac{\partial P_i}{\partial l_j}\right) + \sum_i \alpha_i \frac{\partial P_i}{\partial l_j} \\ & + \sum_k \mu_k \cdot \left(\sum_i \frac{\partial F_k(P, I)}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial l_j} + \frac{\partial F_k(P, I)}{\partial l_j} \right)\end{aligned}\quad (0.34)$$

Reordenando la ecuación (0.34):

$$\lambda_j = \sum_i \frac{\partial P_i}{\partial l_j} \cdot \left(\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda + \alpha_i + \sum_k \mu_k \frac{\partial F_k(P, I)}{\partial P_i} \right) + \lambda + \sum_k \mu_k \frac{\partial F_k(P, I)}{\partial l_j} \quad (0.35)$$

Según la ecuación (0.24) en el óptimo:

$$\frac{\partial C_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda + \alpha_i + \sum_k \mu_k \frac{\partial F_k(P, I)}{\partial P_i} = \frac{\partial L}{\partial P_i} = 0, \quad \forall i \quad (0.36)$$

Por lo tanto los precios o LMPs son los siguientes:

$$\lambda_j = \lambda + \sum_k \mu_k \frac{\partial F_k(\bar{P}, \bar{I})}{\partial l_j} \quad (0.37)$$

2.2.2. Ejemplo Modelo Térmico con Sistema de Transmisión

Para esclarecer las ecuaciones presentadas anteriormente se utiliza un ejemplo numérico simple, correspondiente a un sistema térmico de tres nodos con tres líneas de transmisión y tres unidades generadoras, ver Figura 2-2.

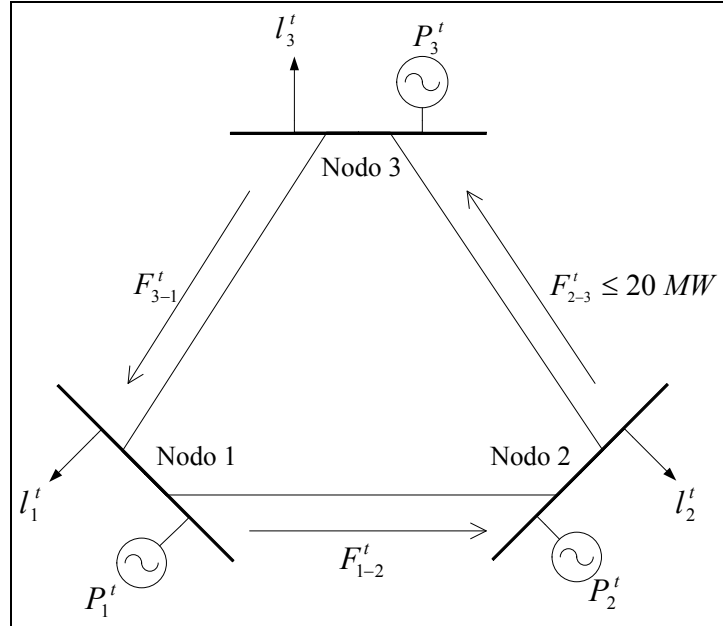


Figura 2-2: Esquema de un sistema eléctrico de potencia de 3 nodos.

El modelo correspondiente a este ejemplo se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & C_1 \cdot P_1' + C_2 \cdot P_2' + C_3 \cdot P_3' \\ \text{s.a.:} \end{aligned} \quad (0.38)$$

$$P_1' + P_2' + P_3' = l_1' + l_2' + l_3' \quad (0.39)$$

$$P_i' \leq P_i^t, \quad \forall i = 1, 2, 3. \quad (0.40)$$

$$P_i' \geq 0, \quad \forall i = 1, 2, 3. \quad (0.41)$$

$$\begin{bmatrix} F_{1-2}' \\ F_{2-3}' \\ F_{3-1}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_{1,1-2} & \psi_{2,1-2} & \psi_{3,1-2} \\ \psi_{1,2-3} & \psi_{2,2-3} & \psi_{3,2-3} \\ \psi_{1,3-1} & \psi_{2,3-1} & \psi_{3,3-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1' - l_1' \\ P_2' - l_2' \\ P_3' - l_3' \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} f_{1-2} \\ f_{2-3} \\ f_{3-1} \end{bmatrix} \quad (0.42)$$

En la ecuación (0.42) se representa el sistema de transmisión, donde la matriz corresponde a la matriz de sensibilidad de transmisión, compuesta por los *Power Transfer Distribution Factor* (PTDFs). Por ejemplo la componente $\psi_{1,1-2}$ representa

el porcentaje de participación de la generación neta del nodo 1 sobre el flujo de la línea de transmisión 1-2 (Xu and Overbye 2006).

En este ejemplo las líneas poseen las mismas características físicas y escogiendo como nodo de referencia al nodo 3, la matriz de sensibilidad de transmisión es la siguiente:

$$\Psi = \begin{bmatrix} 1/3 & -1/3 & 0 \\ 1/3 & 2/3 & 0 \\ -2/3 & -1/3 & 0 \end{bmatrix} \quad (0.43)$$

Los parámetros de los generadores se presentan en la Tabla 2-1. La demanda eléctrica por nodo en cada periodo se presenta en la Tabla 2-2. La demanda mayor se encuentra en el nodo 3, donde también se encuentra el generador más caro de operar. El flujo límite por la línea 2-3 es 20 MW (límite térmico).

Tabla 2-2: Demanda eléctrica nodal en [MWh].

Periodo	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Total
1	1	1	28	30
2	1	1	68	70

La solución del modelo M2 para una demanda baja ($t=1$), respetando las condiciones de KKT, viene dado por el set de solución S2.1 presentado a continuación:

$$\begin{aligned}
P_1^1 = P_1^1 &\Rightarrow \alpha_1^1 = \lambda^1 - C_1 - \mu_{2-3}^1 \cdot \psi_{1,2-3} \\
P_2^1 < P_2^1 &\Rightarrow \alpha_2^1 = 0 \Rightarrow \lambda^1 = C_2 + \mu_{2-3}^1 \cdot \psi_{2,2-3} \\
P_3^1 = 0 &\Rightarrow \alpha_3^1 = 0 \\
\begin{bmatrix} \psi_{1,2-3} \\ \psi_{2,2-3} \\ \psi_{3,2-3} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} P_1' - l_1' \\ P_2' - l_2' \\ P_3' - l_3' \end{bmatrix} < f_{2-3} &\Rightarrow \mu_{2-3}^1 = 0 \\
P_2^1 = \sum_i l_i^1 - P_1^1 &
\end{aligned}$$

En demanda baja ($t=1$) no están activas las restricciones de transmisión.

Reemplazando valores en S2.1:

$$\begin{aligned}
P_1^1 &= 20 \text{ MWh} \quad \alpha_1^1 = 40 \text{ US\$ / MWh} \\
P_2^1 &= 10 \text{ MWh} \quad \alpha_2^1 = 0 \text{ US\$ / MWh} \\
P_3^1 &= 0 \text{ MWh} \quad \alpha_3^1 = 0 \text{ US\$ / MWh} \\
\begin{bmatrix} F_{1-2}' \\ F_{2-3}' \\ F_{3-1}' \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1/3 & -1/3 & 0 \\ 1/3 & 2/3 & 0 \\ -2/3 & -1/3 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 20-1 \\ 10-1 \\ 0-28 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3,3 \\ 12,3 \\ -15,7 \end{bmatrix} \\
F_{2-3}^1 &= 12,3 \text{ MWh} \\
\mu_{2-3}^1 &= 0 \text{ US\$ / MWh} \\
\lambda^1 &= 40 \text{ US\$ / MWh}
\end{aligned}$$

Para demanda alta ($t=2$) el set de solución es S2.2:

$$\begin{aligned}
P_1^2 = P_1^2 &\Rightarrow \alpha_1^2 = \lambda^2 - C_1 - \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{1,2-3} \\
P_2^2 < P_2^2 &\Rightarrow \alpha_2^2 = 0 \Rightarrow \lambda^2 = C_2 + \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{2,2-3} \\
P_3^2 < P_3^2 &\Rightarrow \alpha_3^2 = 0 \Rightarrow \lambda^2 = C_3 + \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{3,2-3} \\
P_2^2 &= \frac{f_{2-3} - \psi_{1,2-3}(P_1^2 - l_1^2)}{\psi_{2,2-3}} + l_2^2 \\
P_3^2 &= \sum_i l_i^2 - P_1^2 - P_2^2
\end{aligned}$$

En demanda alta sí está activa la restricción de transmisión, debido a la mayor demanda eléctrica, los generadores 2 y 3 son marginales. Reemplazando los valores en S2.2:

$$P_1^2 = 20 \text{ MWh} \quad \alpha_1^2 = 120 \text{ US\$ / MWh}$$

$$P_2^2 = 21,5 \text{ MWh} \quad \alpha_2^2 = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

$$P_3^2 = 28,5 \text{ MWh} \quad \alpha_3^2 = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

$$F_{2-3}^2 = 20 \text{ MWh}$$

$$\mu_{2-3}^2 = 240 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\lambda^2 = 200 \text{ US\$ / MWh}$$

Los LMPs en demanda alta según la ecuación (0.37) son:

$$\frac{\partial F_k(P, I)}{\partial I_j} = -\psi_{j,k}$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_1^2 \\ \lambda_2^2 \\ \lambda_3^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda^2 \\ \lambda^2 \\ \lambda^2 \end{bmatrix} - \mu_{2-3}^2 \cdot \begin{bmatrix} \psi_{1,2-3} \\ \psi_{2,2-3} \\ \psi_{3,2-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 120 \\ 40 \\ 200 \end{bmatrix} \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$$

Donde μ_{2-3}^2 toma el valor de 240 US\$/MWh debido a que si se contara con una unidad más de capacidad para transmitir energía por la línea 2-3, el redespacho vendría dado por un aumento en la producción del generador 2 en 1,5 MWh a un costo total de 40 US\$/MWh y una disminución del generador 3 en 1,5MWh con un ahorro de 200 US\$/MWh siendo el resultado neto de esto 240 US\$/MWh, ver Figura 2-3. Es decir, más allá de la compleja deducción y estructura matemática del problema, la aplicación y cálculo es bastante simple.

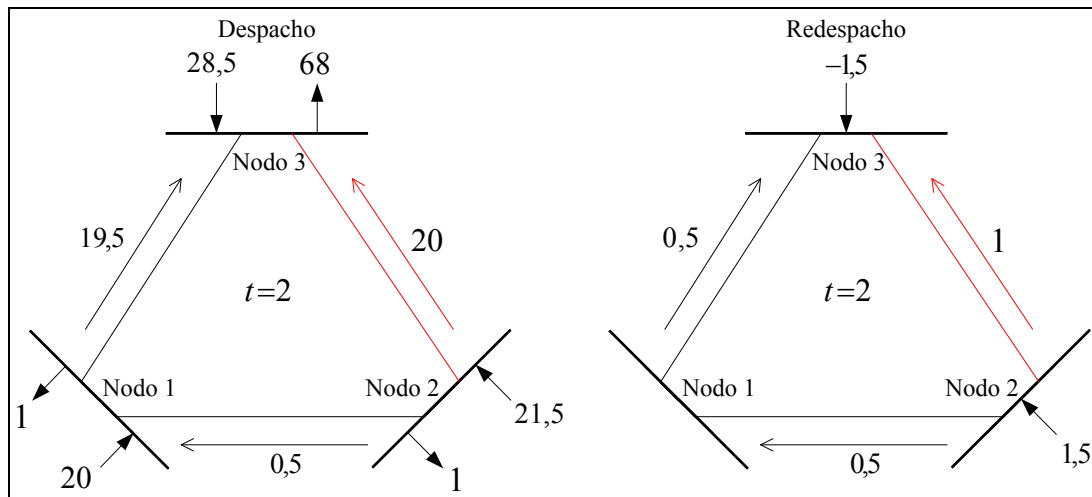


Figura 2-3: Flujo de potencia del sistema térmico en demanda alta ($t=2$) y redespacho por cambio de la capacidad de transmisión línea 2-3 en [MWh].

En un sistema a gran escala (como el MidWest ISO) esto se observa de la siguiente forma. En demanda baja aparecen precios espaciales relativamente planos, levemente diferentes por la acción de las pérdidas de transmisión marginales, ver Figura 2-4. Mientras que en demanda alta los precios a los dos extremos de las líneas congestionadas se desacoplan, generando una gran diferencia de precios en los nodos extremos de los links congestionados, ver Figura 2-5. La congestión produce un desacoplamiento de los precios nodales o LMPs, con altos precios en áreas de generación deficitaria y alto costo marginal. Por el contrario, se producen precios bajos (e incluso podrían ser negativos) en zonas de menor demanda y generación más económica.

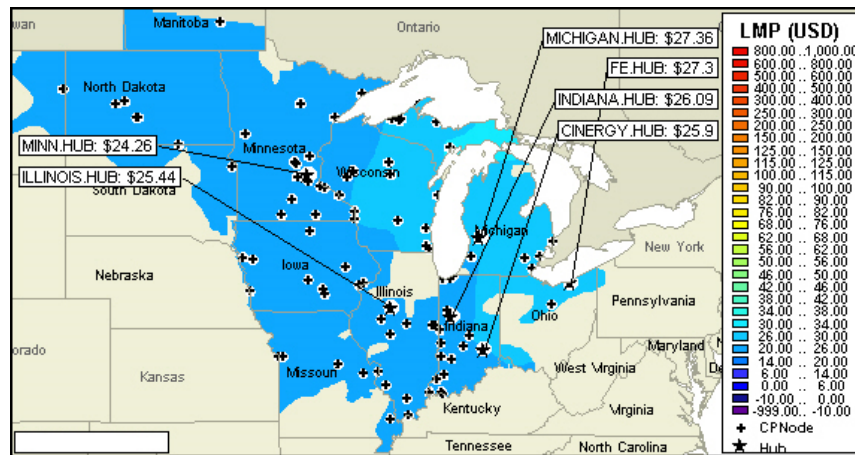


Figura 2-4: Precios nodales Midwest ISO en demanda baja (MISO 2012).

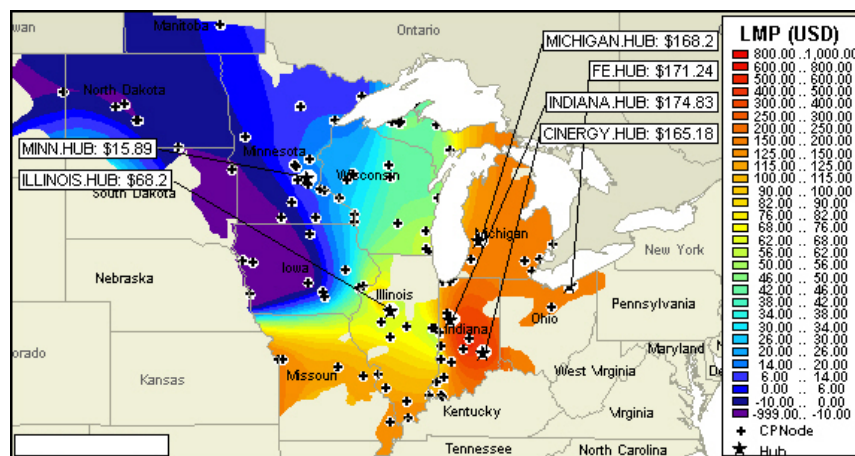


Figura 2-5: Precios nodales Midwest ISO en demanda alta (MISO 2012).

2.3. Modelo Hidrotérmico con Restricción de Transmisión

Muchos sistemas hidrotérmicos poseen la capacidad de almacenar energía eléctrica económica en embalses, agregando mayor flexibilidad en la operación económica del sistema, pudiendo reemplazar generación térmica cara en horario punta y/o

almacenar agua en años húmedos para utilizarla en años secos, generando una dependencia directa entre los precios de la energía de diversos periodos y las características climáticas de la región. Ésta capacidad de almacenamiento produce una dependencia temporal entre periodos de tiempo, además de una componente estocástica por la incertidumbre de la cantidad de agua de la que se dispondrá a futuro.

Si se utiliza agua en el presente se incurrirá en un menor costo de operación presente (COP), pero se necesitará mayor generación térmica en el futuro y por lo tanto un mayor costo de operación futuro (COF). Así, el agua embalsada posee valor de largo plazo asociado a la posibilidad de evitar costos térmicos en el futuro (Kelman 1998). Este valor corresponde al costo actualizado de la generación térmica futura que es capaz de reemplazar el agua embalsada, se calcula a través de modelos de planificación de largo plazo y se denomina **valor estratégico del agua** o simplemente valor del agua de largo plazo, ver Figura 2-6.

Asumiendo conocido un valor del agua de embalse de largo plazo (a partir de modelos de largo plazo), es posible optimizar realísticamente el despacho eléctrico en el corto plazo, pues no se obliga en el corto plazo a utilizar toda el agua embalsada.

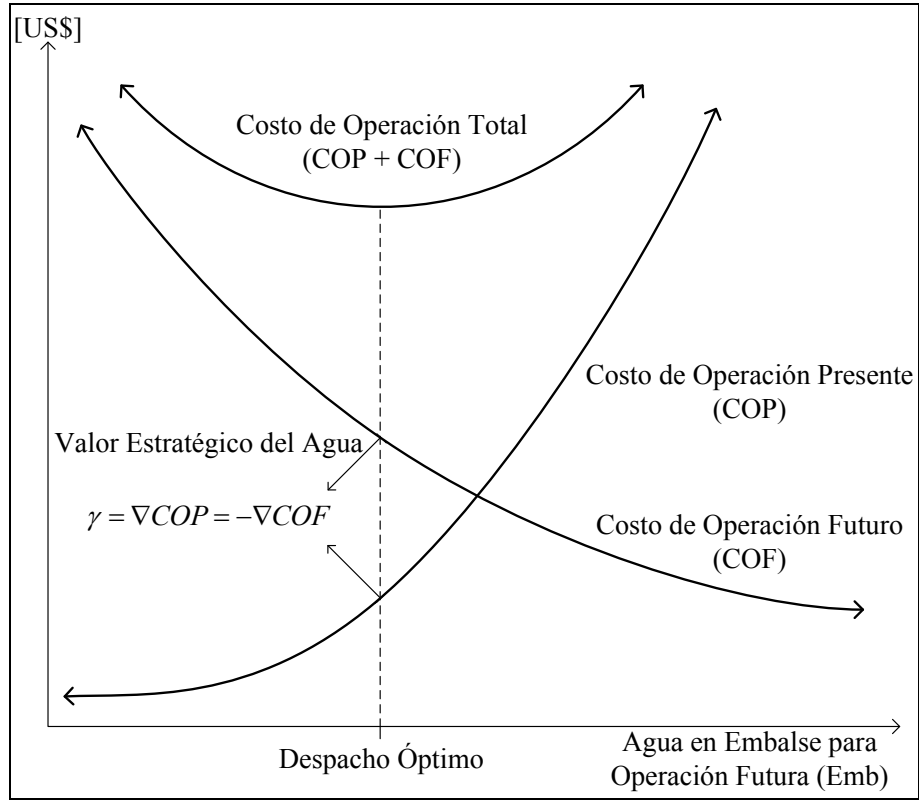


Figura 2-6: Programación óptima hidroeléctrica y valor estratégico del agua.

El modelo óptimo de despacho a corto plazo de un sistema hidrotérmico con estas características se presenta en M3:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{i,t} C_i^t(P_i^t) \\ \text{s.a.:} \end{aligned} \quad (0.44)$$

$$\sum_i P_i^t = \sum_i I_i^t \quad \forall t \quad (0.45)$$

$$P_i^t \leq \bar{P}_i, \quad \forall i, t \quad (0.46)$$

$$F_k^t(P^t, I^t) \leq \bar{f}_k, \quad \forall k, t \quad (0.47)$$

$$P_i^t \geq 0, \quad \forall i, t \quad (0.48)$$

$$\sum_{i,t} P'_{H,i} \leq H \quad (0.49)$$

En la ecuación (0.49), $P'_{H,i}$ representa la generación hidráulica de embalse en el nodo i en el periodo t ; H es la energía total disponible, en el corto plazo, para todos los periodos t para todos los generadores de embalse.

El Lagrangiano del problema (0.44)-(0.49) es:

$$\begin{aligned} L = & \sum_{i,t} C'_i(P'_i) + \sum_t \lambda' \cdot \left(\sum_{i,t} l'_i - \sum_{i,t} P'_i \right) + \sum_{i,t} \alpha'_i \cdot (P'_i - P_i) \\ & + \sum_{k,t} \mu'_k \cdot (F'_k(P', T') - \bar{f}_k) + h \cdot \left(\sum_{i,t} P'_{H,i} - H \right) \end{aligned} \quad (0.50)$$

Las condiciones de KKT para generadores térmicos son las mismas que en el modelo M3 de la Sección 2.2, ecuaciones (0.23)-(0.28). En este caso sólo se ven modificadas las condiciones correspondientes a los generadores hidroeléctricos las cuales se presentan a continuación:

$$\frac{\partial L}{\partial P'_{H,i}} = \frac{\partial C'_i(P'_{H,i})}{\partial P'_{H,i}} - \lambda' + \alpha'_{H,i} + \sum_k \mu'_k \cdot \frac{\partial F'_k(P', T')}{\partial P'_{H,i}} \geq 0, \quad \forall i, t \quad (0.51)$$

$$P'_{H,i} \cdot \frac{\partial L}{\partial P'_{H,i}} = P'_{H,i} \cdot \left(\frac{\partial C'_i(P'_{H,i})}{\partial P'_{H,i}} - \lambda' + \alpha'_{H,i} + \sum_k \mu'_k \cdot \frac{\partial F'_k(P', T')}{\partial P'_{H,i}} \right) = 0, \quad \forall i, t \quad (0.52)$$

$$h \cdot \left(\sum_{i,t} P'_{H,i} - H \right) = 0, \quad \forall i, t \quad (0.53)$$

$$h \geq 0 \quad (0.54)$$

La solución para este problema en el caso de generadores térmicos se presentaron en las ecuaciones (0.29)-(0.32). Para el caso de generadores hidráulicos, las posibles soluciones son:

- Si $P'_{H,i} = 0$ y $\alpha'_{H,i} = 0$ entonces:

$$\frac{\partial C_i(P'_{H,i})}{\partial P'_{H,i}} \geq \lambda' - h - \sum_k \mu'_k \cdot \frac{\partial F'_k(\bar{P}', \bar{I}')}{\partial P'_{H,i}} \quad (0.55)$$

- Si $0 < P'_{H,i} < P'_{H,i}$ y $\alpha'_{H,i} = 0$ entonces:

$$\frac{\partial C'_i(P'_{H,i})}{\partial P'_{H,i}} = \lambda' - h - \sum_k \mu'_k \cdot \frac{\partial F'_k(\bar{P}', \bar{I}')}{\partial P'_{H,i}} \quad (0.56)$$

- Si $P'_{H,i} = P'_{H,i}$, $\alpha'_{H,i} > 0$ y $\mu'_k > 0$ entonces:

$$\alpha'_{H,i} = \lambda' - \frac{\partial C'_i(P'_{H,i})}{\partial P'_{H,i}} - h - \sum_k \mu'_k \cdot \frac{\partial F'_k(\bar{P}', \bar{I}')}{\partial P'_{H,i}} \quad (0.57)$$

- Si $F'_k(P'_i, I'_i) = f'_k$ y $\mu'_k > 0$ entonces:

$$\mu'_k = \frac{\lambda' - \frac{\partial C'_i(P'_{H,i})}{\partial P'_{H,i}} - \alpha'_{H,i} - h - \sum_k \mu'_k \cdot \frac{\partial F'_k(\bar{P}', \bar{I}')}{\partial P'_{H,i}}}{\frac{\partial F'_k(\bar{P}', \bar{I}')}{\partial P'_i}} \quad \forall i \quad (0.58)$$

- Si $\sum_{i,t} P'_{H,i} = H$, es decir se utiliza toda el agua embalsada, entonces:

$$h = \lambda' - \frac{\partial C'_i(P'_{H,i})}{\partial P'_{H,i}} - \alpha'_{H,i} - \sum_k \mu'_k \cdot \frac{\partial F'_k(P', I')}{\partial P'_{H,i}} \quad (0.59)$$

En este modelo, h representa el cambio marginal en el valor de la función objetivo (costo del sistema) si se contara con una unidad más de energía proveniente del embalse, es decir, es el valor estratégico del agua de corto plazo. Cabe notar que en el equilibrio, los valores estratégicos del agua de corto plazo y largo plazo deben converger, por lo que los modelos de corto y largo plazo se corren iterativamente,

desplazando bloques de agua inter-temporalmente hasta lograr esta igualdad, proceso de “convergencia” tradicional de operadores y planificadores.

2.3.1. Ejemplo Modelo Hidrotérmico con Sistema de Transmisión

A continuación se presenta un sistema hidrotérmico con la topología presentada en la Figura 2-1, donde la generación hidráulica se ubica en el nodo 1 para la cual se utilizarán los parámetros de la Tabla 2-3. Para los generadores térmicos ubicados en los nodos 2 y 3 se utilizarán los datos de la Tabla 2-1. La demanda se presenta en la Tabla 2-2 y la matriz de sensibilidad de transmisión se presenta en la ecuación (0.43). Además existe una limitación de transmisión en la línea 2-3 de 20 MW.

Tabla 2-3: Valor estratégico del agua de largo plazo en nodo 1.

Costo	Tipo de Generador	Valor Estratégico [US\$/MWh]	Energía Máxima [MWh]
Bajo	Embalse	50	40
Alto	Embalse	210	40

El modelo utilizado según las ecuaciones (0.44)-(0.49) es:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{t=1}^2 \sum_{i=1}^3 C_i'(P_i') \\ \text{s.a.:} \quad & \end{aligned} \tag{0.60}$$

$$\sum_{i=1}^3 P_i' = \sum_{i=1}^3 I_i' \quad \forall t = 1, 2. \tag{0.61}$$

$$P'_i \leq \bar{P}_i, \quad \forall i=1..3, t=1, 2. \quad (0.62)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{1,1-2} & \psi_{2,1-2} & \psi_{3,1-2} \\ \psi_{1,2-3} & \psi_{2,2-3} & \psi_{3,2-3} \\ \psi_{1,3-1} & \psi_{2,3-1} & \psi_{3,3-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P'_1 - l'_1 \\ P'_2 - l'_2 \\ P'_3 - l'_3 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \bar{f}_{1-2} \\ \bar{f}_{2-3} \\ \bar{f}_{3-1} \end{bmatrix} \quad \forall t=1, 2. \quad (0.63)$$

$$P'_i \geq 0, \quad \forall i=1..3, t=1, 2. \quad (0.64)$$

$$\sum_{t=1}^2 P'_1 \leq H \quad (0.65)$$

A continuación se detallan dos casos, cuando el agua tiene un alto valor estratégico y cuando ésta tiene un bajo valor.

a) Bajo valor estratégico del agua de largo plazo

A continuación se presenta la solución de este problema cuando la energía embalsada tiene un valor estratégico de largo plazo relativamente bajo, por lo tanto es óptimo utilizarla en el corto plazo. De acuerdo a las condiciones de KKT la solución S3.1:

$$P'_1 < P_1^1 \Rightarrow \alpha_1^1 = 0 \Rightarrow \lambda^1 = C_1 + h + \mu_{2-3}^1 \cdot \psi_{1,2-3}$$

$$P'_2 = P_2^1 \Rightarrow \alpha_2^1 = \lambda^1 - C_2 - \mu_{2-3}^1 \cdot \psi_{2,2-3}$$

$$P'_3 = 0 \Rightarrow \alpha_3^1 = 0$$

En demanda baja ($t=1$) no se activa la restricción de transmisión:

$$\begin{bmatrix} \psi_{1,2-3} \\ \psi_{2,2-3} \\ \psi_{3,2-3} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} P'_1 - l'_1 \\ P'_2 - l'_2 \\ P'_3 - l'_3 \end{bmatrix} < \bar{f}_{2-3} \Rightarrow \mu_{2-3}^1 = 0$$

$$P_2^1 = \sum_i l_i^1 - P_1^1$$

$$\lambda^1 = C_1 + h$$

$$\alpha_2^1 = \lambda^1 - C_2$$

Para una demanda alta ($t=2$) se tiene:

$$P'_1 < P_1^2 \Rightarrow \alpha_1^2 = 0 \Rightarrow \lambda^2 = C_1 + h + \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{1,2-3}$$

$$P'_2 < P_2^2 \Rightarrow \alpha_2^2 = 0 \Rightarrow \lambda^2 = C_2 + \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{2,2-3}$$

$$P'_3 < P_3^2 \Rightarrow \alpha_3^2 = 0 \Rightarrow \lambda^2 = C_3 + \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{3,2-3}$$

Se utiliza toda la energía restante de embalse, la que no se utilizó en demanda baja, además existe restricción de transmisión en la línea 2-3:

$$\begin{aligned} P_1^2 &= H - P_1^1 \\ P_2^2 &= \frac{f_{2-3} - \psi_{1,2-3}(P_1^2 - l_1^2)}{\psi_{2,2-3}} + l_2^2 \\ P_3^2 &= \sum_i l_i^2 - P_1^2 - P_2^2 \end{aligned}$$

En particular $\psi_{3,2-3}=0$, debido a que el nodo 3 se utiliza como referencia, se obtiene:

$$\begin{aligned} \lambda^2 &= C_3 \\ \mu_{2-3}^2 &= \frac{C_3 - C_2}{\psi_{2,2-3}} \\ h &= \lambda^2 - C_1 - \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{1,2-3} \end{aligned}$$

Reemplazando los valores en S3.1 se tiene que la generación en demanda alta y baja es:

$$\begin{aligned} P_1^1 &= 5 \text{ MWh} \quad \alpha_1^1 = 0 \text{ US\$ / MWh} \\ P_2^1 &= 25 \text{ MWh} \quad \alpha_2^1 = -80 \text{ US\$ / MWh} \\ P_3^1 &= 0 \text{ MWh} \quad \alpha_3^1 = 0 \text{ US\$ / MWh} \\ P_1^2 &= 35 \text{ MWh} \quad \alpha_1^2 = 0 \text{ US\$ / MWh} \\ P_2^2 &= 14 \text{ MWh} \quad \alpha_2^2 = 0 \text{ US\$ / MWh} \\ P_3^2 &= 21 \text{ MWh} \quad \alpha_3^2 = 0 \text{ US\$ / MWh} \end{aligned}$$

Además sólo en demanda alta se activa la restricción de transmisión:

$$\begin{aligned} F_{2-3}^1 &= 17,3 \text{ MWh} \quad \mu_{2-3}^1 = 0 \text{ US\$ / MWh} \\ F_{2-3}^2 &= 20 \text{ MWh} \quad \mu_{2-3}^2 = -240 \text{ US\$ / MWh} \end{aligned}$$

Los precios temporales son:

$$\begin{aligned} \lambda^1 &= 120 \text{ US\$ / MWh} \\ \lambda^2 &= 200 \text{ US\$ / MWh} \end{aligned}$$

El valor estratégico del agua de corto plazo es:

$$h = 70 \text{ US\$ / MWh}$$

Los precios espaciales (LMPs) de los tres nodos en demanda alta son:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1^2 \\ \lambda_2^2 \\ \lambda_3^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda^2 \\ \lambda^2 \\ \lambda^2 \end{bmatrix} - \mu_{2-3}^2 \cdot \begin{bmatrix} \psi_{1,2-3} \\ \psi_{2,2-3} \\ \psi_{3,2-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 120 \\ 40 \\ 200 \end{bmatrix} \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$$

En periodos de demanda baja ($t = 1$) se almacena la energía del embalse para utilizarla en demanda alta ($t = 2$), por lo que en demanda baja se utiliza toda la capacidad térmica económica (carbón). Gracias al agua transferida al periodo de punta, en demanda alta se recorta la punta y se logra un menor uso del generador costoso (diésel), que es la que fija el costo marginal en ese periodo. Así, se alcanza el óptimo mediante *peak load shaving*, es decir, recortar la punta de demanda mediante administración óptima del agua, reduciendo el costo.

Este ejemplo se desarrolló para un valor del agua de largo plazo de 50 US\$/MWh, pero es válido para cualquier valor entre 0 y 120 US\$/MWh, siendo este último el valor estratégico de corto plazo del agua (h).

El origen del valor estratégico del agua de corto plazo $h = 70 \text{ US\$}/\text{MWh}$ resulta de la restricción de transmisión, si se contara con una unidad más de energía embalsada esta se despacharía pero sería necesario compensar con un redespacho del resto de los generadores en demanda alta para no violar la restricción de transmisión. Este redespacho consiste en disminuir media unidad de energía en cada una de los generadores térmicos, por lo que el ahorro viene dado por: $200 \cdot 0,5 + 40 \cdot 0,5 = 120$ más el valor estratégico del agua de largo plazo ($50 \text{ US\$}/\text{MWh}$) de generar la unidad más de agua $h = 120 - 50 = 70$, ver Figura 2-7.

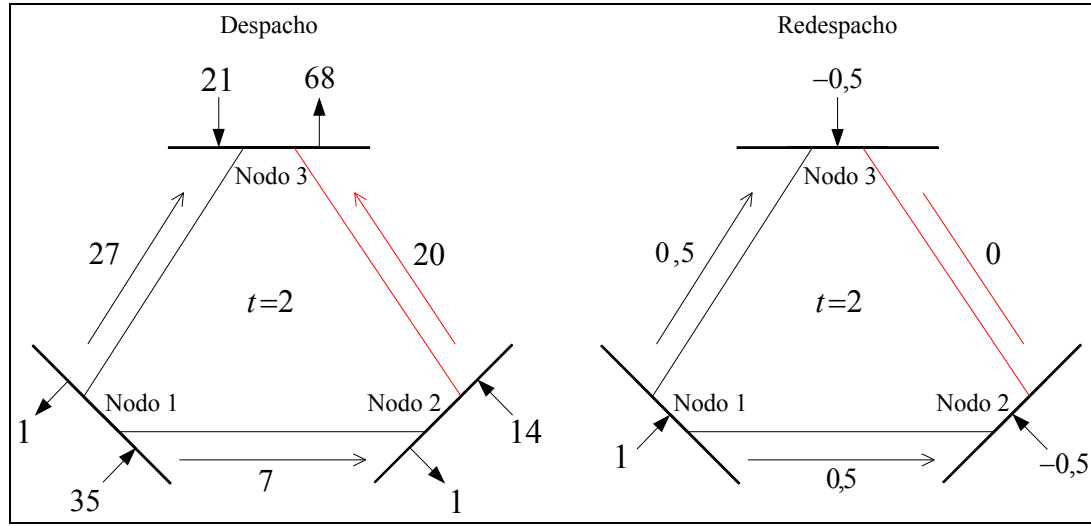


Figura 2-7: Despacho en sistema hidrotérmico y redespacho con una unidad más de agua embalsada en [MWh].

b) Alto valor estratégico del agua de largo plazo

Para el caso en que se tiene un costo de energía de embalse muy alto, se prefiere utilizar los generadores térmicos y guardar el agua para el futuro. Esta nueva solución S3.2 es:

$$\begin{aligned}
 P_1^1 &= 0 \Rightarrow \alpha_1^1 = 0 \Rightarrow \lambda^2 < C_1 \\
 P_2^1 &= P_2^1 \Rightarrow \alpha_2^1 = \lambda^1 - C_2 - \mu_{2-3}^1 \cdot \psi_{2,2-3} \\
 P_3^1 < P_3^1 &\Rightarrow \alpha_3^1 = 0 \Rightarrow \lambda^1 = C_2 + \mu_{2-3}^1 \cdot \psi_{3,2-3}
 \end{aligned}$$

En demanda baja ($t = 1$) no se activa la restricción de transmisión:

$$\begin{bmatrix} \psi_{1,2-3} \\ \psi_{2,2-3} \\ \psi_{3,2-3} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} P_1^1 - l_1^1 \\ P_2^1 - l_2^1 \\ P_3^1 - l_3^1 \end{bmatrix} < f_{2-3} \Rightarrow \mu_{2-3}^1 = 0$$

Por lo que la solución en demanda baja es:

$$P_3^1 = \sum_i l_i^1 - P_2^1 \quad \lambda^1 = C_3 \quad \alpha_2^1 = \lambda^1 - C_2$$

Para demanda alta ($t = 2$) se tiene:

$$P_1^2 < P_1^2 \Rightarrow \alpha_1^2 = 0 \Rightarrow \lambda^2 = C_1 + \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{1,2-3}$$

$$P_2^2 = P_2^2 \Rightarrow \alpha_2^2 = \lambda^2 - C_2 - \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{2,2-3}$$

$$P_3^2 = P_3^2 \Rightarrow \alpha_3^2 = \lambda^2 - C_3 - \mu_{2-3}^2 \cdot \psi_{3,2-3}$$

En este caso para una demanda alta ($t=2$) tampoco se activa la restricción de transmisión:

$$\begin{bmatrix} \psi_{1,2-3} \\ \psi_{2,2-3} \\ \psi_{3,2-3} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} P_1' - l_1' \\ P_2' - l_2' \\ P_3' - l_3' \end{bmatrix} < f_{2-3} \Rightarrow \mu_{2-3}^1 = 0$$

El resultado para demanda alta viene dado por:

$$P_1^2 = \sum_i l_i^2 - P_2^2 - P_3^2 \quad \lambda^2 = C_1$$

$$\alpha_2^2 = \lambda^2 - C_2 \quad \alpha_3^2 = \lambda^2 - C_3$$

Como no se utiliza agua embalsada la ecuación (0.65) queda:

$$P_1^1 + P_1^1 < H \Rightarrow h = 0$$

Reemplazando valores en S3.2:

$$P_1^1 = 0 \text{ MWh} \quad \alpha_1^1 = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

$$P_2^1 = 25 \text{ MWh} \quad \alpha_2^1 = 160 \text{ US\$ / MWh}$$

$$P_3^1 = 5 \text{ MWh} \quad \alpha_3^1 = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

$$P_1^2 = 5 \text{ MWh} \quad \alpha_1^2 = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

$$P_2^2 = 25 \text{ MWh} \quad \alpha_2^2 = 170 \text{ US\$ / MWh}$$

$$P_3^2 = 40 \text{ MWh} \quad \alpha_3^2 = 10 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\lambda^1 = 200 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\lambda^2 = 210 \text{ US\$ / MWh}$$

$$h = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

$$F_{2-3}^1 = 15,7 \text{ MWh} \quad \mu_{2-3}^1 = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

$$F_{2-3}^2 = 17,3 \text{ MWh} \quad \mu_{2-3}^2 = 0 \text{ US\$ / MWh}$$

En este caso, debido a que el agua embalsada tiene un valor extremadamente alto (gran potencial de ahorrar costos en el futuro más allá de este horizonte de corto plazo), el generador de embalse se utiliza sólo en la punta y almacena el resto de su energía. Esto ocurre en la práctica cuando se espera enfrentar periodos de escases hídrica en el futuro. Además debido a la topología de la red no se activan las restricciones de transmisión tanto en alta como en baja demanda.

2.4. Conclusiones del Capítulo

Los resultados obtenidos en los distintos modelos utilizados indican cómo las diversas características de los sistemas eléctricos (topología, impedancias, restricciones, ubicaciones de demandas y generadores, disponibilidad de recursos de generación) pueden influir sobre el despacho óptimo y los precios de energía en el espacio y en el tiempo.

Este capítulo parte con un modelo térmico sencillo que se va complejizando, desarrollando matemáticamente las expresiones que rigen la operación económica del sistema y la determinación de los precios óptimos, logrando explicar el origen del comportamiento del despacho y su relación con los precios nodales. Simples e intuitivos ejemplos numéricos son presentados para complementar la presentación. Importantes temas como seguridad, confiabilidad o integración de energías renovables no son considerados para mantener la simplicidad de los modelos.

Las restricciones de transmisión activas cumplen un rol fundamental ecualizando los precios espacialmente, diferenciándolos y gatillando grandes cambios en el despacho ante la activación de una restricción. Estos precios dependen tanto de características físicas de la red como de los costos de generación y sus ubicaciones. Los precios son señales económicas e incentivos poderosos a la inversión de generación y al ahorro del consumo eléctrico en los diversos nodos. La utilización de precios medios zonales e inter-temporales debilitaría esta capacidad de información y la señal de planificación embebida en los precios, que han de ser tan flexibles como el despacho óptimo que los origina.

En sistemas hidrotérmicos la energía almacenada en embalses tiene un gran valor debido a su potencial de reducción de costos combustibles en el futuro (llamado valor estratégico del agua), y genera un desafiante problema dinámico o multiperiodo. Al separar los problemas y modelos de planeación de los de operación, se consiguen dos valores estratégicos del agua, uno de largo plazo y otro de corto plazo. Los modelos para determinar estos valores se utilizan iterativamente para lograr converger y asegurar conseguir un óptimo global para el uso del agua y un precio único. Sin embargo, en la operación real diaria y la resolución de las diversas incertidumbres de los sistemas eléctricos produce diferencias entre ellos, las cuales fueron modeladas exitosamente en la presente formulación.

Cuando el valor del agua de largo plazo es alto comparado con su valor de corto plazo, ésta no se utiliza y permanece embalsada para su futuro uso, utilizando más los generadores térmicos. Esto ocurre si se prevé una sequía importante en el sistema o si se prevé la futura salida de un gran generador térmico produciendo escasez relativa de energía. En tal caso la energía permanece embalsada para reemplazar generadores térmicos ineficientes en el futuro, reduciendo costos y asegurando el normal suministro. Las restricciones de transmisión tienen el potencial de limitar estos beneficios.

El modelo presentado es consistente con el tradicional *peak load shaving*, que se basa en la gestión óptima de la energía embalsada, trasladando energía de horas de baja demanda (y bajo valor) a horas de alta demanda (y alto valor), evitando o

desplazando generación térmica de alto costo, generando ahorros al sistema (valor estratégico del agua de corto plazo).

3. ANÁLISIS MARGINAL DE EMISIONES DE CARBONO EN SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTENCIA

El objetivo de este capítulo es desarrollar una metodología para calcular las intensidades marginales de carbono (IMC) y las intensidades sombra de carbono (ISC) en un sistema eléctrico hidrotérmico. Para esto se utiliza como base la metodología propuesta para un sistema puramente térmico en (Ruiz and Rudkevich 2010), a la cual se le integra la teoría básica de operación de sistemas hidrotérmicos (Barroso and Conejo 2006; Granville, Oliveira, Thome, Campodonico, Latorre, Pereira and Barroso 2003; Xiaohong, Luh and Lan 1995; Zoumas, Bakirtzis, Theocharis and Petridis 2004). Para ello, se utiliza un modelo de despacho óptimo de carga que considera el sistema de transmisión y la dependencia temporal propia de los sistemas hidrotérmicos. Con este modelo se calculan los precios óptimos de energía y emisiones marginales de carbono en el espacio y tiempo, siguiendo los fundamentos propuestos por Caramanis, Bohn & Schweppe en (Bohn, Caramanis and Schweppe 1984; Caramanis, Bohn and Schweppe 1982). Además, introducimos el concepto de **intensidad marginal de carbono del agua (IMCA)**, que mide el efecto marginal del agua embalsada (gestionada óptimamente) sobre las emisiones de CO_{2e} del sistema, concepto fundamental para desarrollar esta teoría.

La estructura del capítulo es la siguiente: en la sección 3.1 se presenta la descripción del modelo de despacho óptimo hidrotérmico. En la sección 3.2 se define matemáticamente la intensidad marginal de carbono (IMC), la intensidad sombra de carbono (ISC) y la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA), además de presentar el procedimiento

de cálculo de estos índices de emisiones. En la sección 3.3 se validan estos conceptos a través de un ejemplo numérico correspondiente a un sistema hidrotérmico de tres nodos que considera un sistema de transmisión. Por último, en la sección 3.4 se concluye y presenta el trabajo a futuro.

3.1. Descripción y Modelación de los Sistemas Hidrotérmicos de Potencia

Los sistemas hidrotérmicos de potencia poseen la capacidad de almacenar agua (energía) y utilizarla en momentos óptimos, disminuyendo costos de operación en el largo y/o corto plazo. Estos sistemas de potencia poseen un componente estocástico importante, debido a que las condiciones meteorológicas futuras son impredecibles, condicionando fuertemente la oferta de energía eléctrica. Según la capacidad de almacenamiento del embalse la regulación hídrica puede ser horaria, estacional⁵ e incluso interanual⁶, produciendo dependencia temporal en el despacho óptimo de los distintos periodos (Barroso and Conejo 2006; Granville, Oliveira, Thome, Campodonico, Latorre, Pereira and Barroso 2003).

3.1.1. Dependencia Temporal del Despacho Óptimo de Carga en un Sistema Hidrotérmico

El remplazo de generación térmica por hídrica de embalse en horas críticas del sistema reduce el costo de operación y la necesidad de infraestructura térmica para suplir la demanda, efecto denominado *peak load shaving*.

Al utilizar mayor cantidad de agua embalsada el costo de operación presente (COP) del sistema disminuye, a su vez esto implica una menor disponibilidad

hídrica en el futuro por lo que el costo de operación futura (COF) del sistema aumenta, ver Figura 3-1.

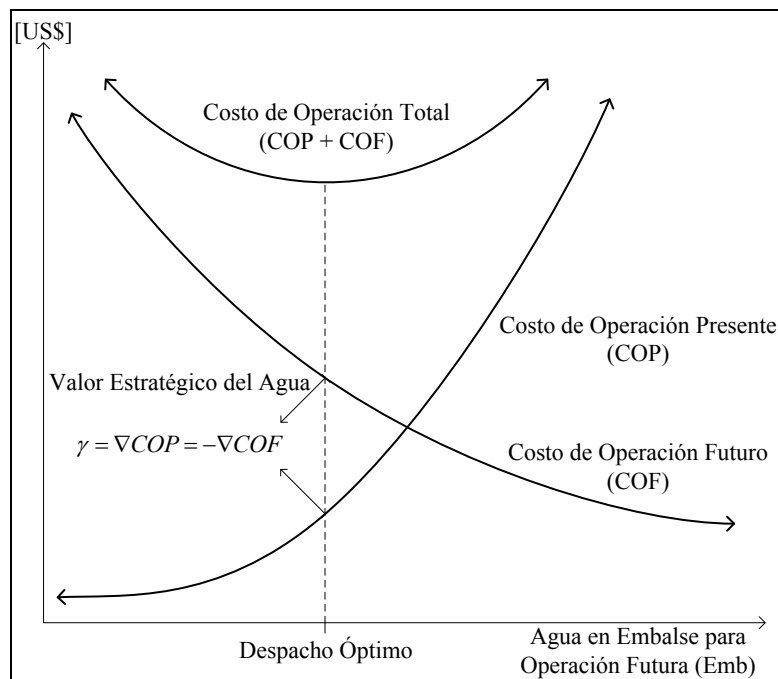


Figura 3-1: Dependencia temporal del despacho óptimo en sistemas hidrotérmicos y valor estratégico del agua.

El uso óptimo del agua embalsada se logra cuando el ahorro marginal por utilizar una unidad más de agua de embalse en el presente se iguala al costo marginal por no contar esa unidad de agua en el futuro, esto es el **valor estratégico del agua** (γ), ver ecuación (3.1) (Chaparro and Watts 2012).

$$\gamma = \frac{\partial COP}{\partial Emb} = -\frac{\partial COF}{\partial Emb} \quad (3.1)$$

⁵ Regulación Hídrica Estacional: Generadores de embalse con la capacidad de almacenar agua y utilizarla durante el año.

⁶ Regulación Hídrica Interanual: Generadores de embalse con la capacidad de almacenar agua y utilizarla en años posteriores.

Análogamente, es posible atribuirle al agua embalsada la capacidad de reducir emisiones de CO₂e producto de reemplazar generación térmica futura. Al utilizar una unidad menos de agua embalsada en el presente, el despacho térmico en el futuro disminuye marginalmente lo que se traduce en una reducción de emisiones de carbono futuras y un incremento de las emisiones presentes, es así que se introduce el concepto de **intensidad marginal de carbono del agua (IMCA)**.

3.1.2. Descripción del modelo hidrotérmico de despacho óptimo de carga

Un modelo de despacho óptimo hidrotérmico se presenta en (3.2)-(3.9) (Chaparro and Watts 2012). Este modelo considera la temporalidad de la operación del sistema, donde cada periodo de estudio (t) está determinado por: un bloque (b) de demanda el cual es modelado nodalmente; un sistema de transmisión que transporta la energía generada a los nodos de consumo; y los generadores instalados que se clasifican en: generadores de embalse con regulación hídrica estacional; generadores de embalse con regulación hídrica interanual; y generadores térmicos, eólicos y de pasada.

$$\underset{P_{g,b,t}, P_{gb,b,t}, P_{gt,b,t}}{\text{Min}} \quad \sum_{g,b,t} C_{g,b,t}(P_{g,b,t}) + \sum_{gb,b,t} C_{gb,b,t}(P_{gb,b,t}) + \sum_{gt,b,t} C_{gt,b,t}(P_{gt,b,t}) \quad (3.2)$$

s.a.:

$$\sum_g P_{g,b,t} + \sum_{gb} P_{gb,b,t} + \sum_{gt} P_{gt,b,t} = \sum_n l_{n,b,t} \quad \forall b,t \quad (3.3)$$

$$\underline{f}_{k,t} \leq F_{k,b,t}(\underline{p}_{b,t}, \bar{I}_{b,t}) \leq \bar{f}_{k,t} \quad \forall k,b,t \quad (3.4)$$

$$\sum_b P_{gb,b,t} \cdot h_b \leq H_{gb,t} \quad \forall gb,t \quad (3.5)$$

$$\sum_{t \leq t, b} P_{g_i, b, t} \cdot h_b \leq \sum_{t \leq t} H_{g_i, t} \quad \forall g_i, t \quad (3.6)$$

$$\underline{P}_{g, b, t} \leq P_{g, b, t} \leq \bar{P}_{g, b, t} \quad \forall g, b, t \quad (3.7)$$

$$\underline{P}_{g_b, b, t} \leq P_{g_b, b, t} \leq \bar{P}_{g_b, b, t} \quad \forall g_b, b, t \quad (3.8)$$

$$\underline{P}_{g_i, b, t} \leq P_{g_i, b, t} \leq \bar{P}_{g_i, b, t} \quad \forall g_i, b, t \quad (3.9)$$

El modelo de despacho óptimo de carga minimiza el costo total de operación y falla a lo largo del horizonte de estudio, ecuación (3.2). No considera costos de partida, tiempos de puesta en marcha, tiempos mínimos de operación, ni variables de inversión. De esta forma, la función objetivo se mantiene lineal y sólo incorpora los costos variables de los generadores del sistema ponderado por la duración del bloque de demanda correspondiente (h_b) y el factor de descuento temporal (ρ_t) que permite sumar costos de diversas etapas, ver ecuación (3.10).

$$\underset{P_{g, b, t}, P_{g_b, b, t}, P_{g_i, b, t}}{\text{Min}} \quad \sum_{g, b, t} C_{v_{g, b, t}} \cdot P_{g, b, t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g_b, b, t} C_{v_{g_b, b, t}} \cdot P_{g_b, b, t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g_i, b, t} C_{v_{g_i, b, t}} \cdot P_{g_i, b, t} \cdot h_b \cdot \rho_t \quad (3.10)$$

El modelo considera el equilibrio, en cada nodo, entre la generación eléctrica (local e importada) y la demanda nodal de manera de suministrarla a mínimo costo, ver ecuación (3.3).

El sistema de transmisión es modelado linealmente sin considerar pérdidas, a través de la matriz de sensibilidad de transmisión (Ψ_t) (Xu and Overbye 2006), la cual está compuesta por los *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF). Estos factores indican el cambio del flujo en una línea de transmisión ante el cambio en la inyección neta en un nodo del sistema y son iguales a cero para el nodo de referencia. El nodo de referencia además asegura el balance de potencia (Ejebe et

al. 2000; Gómez-Expósito et al. 2008; Kirschen et al. 1997; Wu et al. 2000). De esta forma la transmisión queda modelada a través de ecuaciones lineales como se muestra en la ecuación (3.11).

$$\underline{f}_t \leq \Psi_t \cdot (P_{b,t} - \bar{I}_{b,t}) \leq \bar{f}_t \quad \forall b,t \quad (3.11)$$

La disponibilidad de energía hídrica en el sistema, una vez sorteada la hidrología, se asume conocida en el modelo (3.2)-(3.9). Así, la energía producida por el generador de embalse con regulación estacional debe ser menor o igual a la energía disponible (embalsada más afluente) en ese periodo de simulación ($H_{g,t}$), ecuación (3.5). De la misma forma, la energía producida por el generador de embalse interanual en el periodo de simulación (t) debe ser menor o igual que la suma total de la disponibilidad hídrica hasta el periodo (t) menos la energía generada por el generador hasta antes de ese periodo de simulación, ver ecuación (3.6). De esta forma se modela la dependencia temporal en el despacho durante el horizonte de estudio.

a) Análisis de sensibilidad del modelo hidrotérmico de potencia

Para un análisis de sensibilidad del modelo (3.2)-(3.9) se plantea el Lagrangiano del problema de optimización, ver ecuación (3.12). Donde $\lambda_{b,t}$ corresponde a la variable dual de la restricción de demanda, es el precio de energía en el nodo de referencia; $\underline{\mu}_{b,t}$ y $\bar{\mu}_{b,t}$ son las variables duales del sistema de transmisión, corresponden al precio sombra de las líneas de transmisión; $\underline{\alpha}_{t,b,g}$ y $\bar{\alpha}_{t,b,g}$ son las variables duales de las restricciones de capacidad de generación de cada generador, o valor sombra de la capacidad de generación.

$$\begin{aligned}
L = & \sum_{g,b,t} C v_{g,b,t} \cdot P_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g_b,b,t} C v_{g_b,b,t} \cdot P_{g_b,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g_t,b,t} C v_{g_t,b,t} \cdot P_{g_t,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \\
& + \sum_{t,b} \lambda_{b,t} \left(\sum_n l_{n,b,t} - \sum_g P_{g,b,t} - \sum_{g_b} P_{g_b,b,t} - \sum_{g_t} P_{g_t,b,t} \right) \\
& + \sum_{t,b} \bar{\mu}_{b,t} (\bar{f}_t - \Psi_t \cdot (\bar{P}_{b,t} - \bar{I}_{b,t})) + \sum_{t,b} \bar{\mu}_{b,t} (\Psi_t \cdot (\bar{P}_{b,t} - \bar{I}_{b,t}) - \bar{f}_t) \\
& + \sum_{t,g_b} \gamma_{t,g_b} \left(\sum_b P_{g_b,b,t} \cdot h_b - H_{g_b,t} \right) + \sum_{t,g_t} \gamma_{t,g_t} \left(\sum_{t \leq t} P_{g_t,b,t} \cdot h_b - \sum_{t \leq t} H_{g_t,t} \right) \\
& + \sum_{t,b,g} \alpha_{t,b,g} (P_{g,b,t} - \bar{P}_{g,b,t}) + \sum_{t,b,g_b} \alpha_{t,b,g_b} (P_{g_b,b,t} - \bar{P}_{g_b,b,t}) \\
& + \sum_{t,b,g_t} \alpha_{t,b,g_t} (P_{g_t,b,t} - \bar{P}_{g_t,b,t}) + \sum_{t,b,g} \bar{\alpha}_{t,b,g} (P_{g,b,t} - \bar{P}_{g,b,t}) \\
& + \sum_{t,b,g_b} \bar{\alpha}_{t,b,g_b} (P_{g_b,b,t} - \bar{P}_{g_b,b,t}) + \sum_{t,b,g_t} \bar{\alpha}_{t,b,g_t} (P_{g_t,b,t} - \bar{P}_{g_t,b,t})
\end{aligned} \tag{3.12}$$

Las condiciones de KKT para los generadores marginales térmicos, de pasada y eólicos se presentan en la ecuación (3.13). Están compuestos por los costos variables de los generadores ($C v_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t$); la variable dual de la restricción de demanda ($\lambda_{b,t}$); y los precios sombra de las líneas de transmisión ponderados por los PTDF de los nodos sobre esa línea $((\bar{\mu}_{b,t} - \underline{\mu}_{b,t}) \cdot \Psi_g)$.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{g,b,t}} = C v_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t - \lambda_{b,t} + (\bar{\mu}_{b,t} - \underline{\mu}_{b,t}) \cdot \Psi_g = 0 \tag{3.13}$$

Para el caso de generadores de embalse se debe agregar un término que considera la restricción de generación según la disponibilidad hídrica ($\gamma_{t,g_b} \cdot h_b$), ecuaciones (3.14) y (3.15).

$$\frac{\partial L}{\partial P_{g_b,b,t}} = C v_{g_b,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t - \lambda_{b,t} + (\bar{\mu}_{b,t} - \underline{\mu}_{b,t}) \cdot \Psi_{g_b} + \gamma_{t,g_b} \cdot h_b = 0 \tag{3.14}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{g_t,b,t}} = C v_{g_t,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t - \lambda_{b,t} + (\bar{\mu}_{b,t} - \underline{\mu}_{b,t}) \cdot \Psi_{g_t} + \sum_{t \geq t} \gamma_{t,g_t} \cdot h_b = 0 \tag{3.15}$$

Los generadores marginales térmicos y de pasada son capaces de cambiar su generación eléctrica en un redespacho óptimo ante pequeñas variaciones en los parámetros del sistema. Esto es posible porque existe holgura entre el despacho y los límites técnicos de generadores, se traducen en que la variable dual α es igual

a 0, lo anterior se denomina **condición fuerte de holgura complementaria**. Es por esto que los generadores marginales determinan el precio marginal local correspondiente a su nodo de inyección de electricidad, es decir, ante un aumento en la demanda en ese nodo es el generador marginal capaz de abastecer dicha demanda (Bertsekas 1999; Ruiz and Rudkevich 2010).

En el caso de los generadores de embalse marginal, un aumento en la demanda marginal en su nodo de inyección es suministrada por este generador, pero esto produce una disminución en la generación en otro periodo posterior debido a que la energía hídrica es limitada. Esta disminución del despacho en este nuevo periodo debe ser compensada por generadores marginales de ese periodo, produciendo una dependencia temporal en el redespacho óptimo.

En los generadores de embalse la variable dual γ es el valor estratégico del agua, que representa el cambio marginal en el costo de operación del sistema al contar con una unidad más de energía hídrica (Chaparro and Watts 2012). En el caso de las emisiones de carbono del sistema, el concepto análogo es el de intensidad marginal de carbono del agua, que nosotros introducimos en este paper y que mide el efecto marginal del agua embalsada (gestionada óptimamente) sobre las emisiones de CO₂e del sistema.

3.2. Cálculo y Análisis de los Indicadores de Emisiones Marginales en un sistema Hidrotérmico

Los precios marginales locales o nodales (LMP, por sus siglas en inglés) en un sistema eléctrico dependen de los costos variables de los generadores marginales; de las restricciones de transmisión activas en el despacho y de la demanda eléctrica. En particular, en un modelo de despacho óptimo lineal (sin pérdidas de transmisión) los LMP son combinaciones lineales de los costos variables de los generadores marginales dadas por la ecuación (3.16) (Conejo, Castillo, Mínguez

and Milano 2005; Chaparro and Watts 2012). Para una revisión del efecto de las pérdidas sobre los LMP véase en (Litvinov et al. 2004).

$$\lambda_n = \lambda_{ref} - \sum_k \mu_k \cdot \psi_{n,k} \quad \forall n \quad (3.16)$$

De esta ecuación se observa que los precios marginales locales (LMP) en un nodo n del sistema eléctrico dependen de la operación óptima de la red a través de las variables duales de demanda (λ_{ref}) y transmisión (μ_k); y de la topología propia de la red a través de los PTDF ($\psi_{n,k}$) de las líneas marginales correspondientes al nodo n del precio LMP.

Intuitivamente se puede inferir que las emisiones marginales de carbono poseen un comportamiento similar a los precios marginales locales, ya que responden a los factores de emisión de los generadores y a la topología de la red de transmisión del sistema. Es decir, existe una relación entre las tecnologías que marginan en el sistema y las intensidades marginales de carbono nodales, ver Figura 3-2.

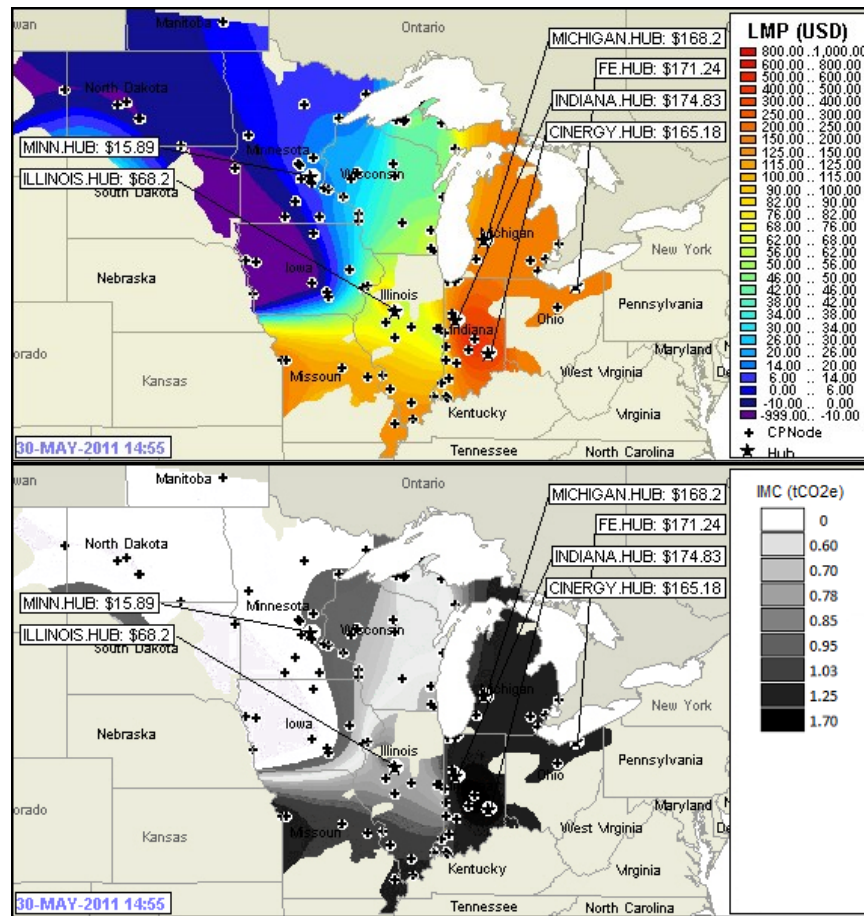


Figura 3-2. Comparación entre LMP e intensidades marginales de CO₂ estimadas en una hora de demanda alta en el sistema eléctrico de Midwest ISO (MISO 2012).

La estimación de las emisiones marginales de carbono en la Figura 3-2, se realizó en base a una aproximación a las combinaciones lineales de los factores de emisión de los generadores de acuerdo a la tecnología y los precios marginales del nodo correspondiente.

3.2.1. Definición de intensidad marginal de carbono (IMC) y metodología de cálculo en un sistema hidrotérmico

La emisión de carbono total (E) de un sistema eléctrico de potencia se puede medir a través del despacho (\bar{P}) y el factor de emisión (fe) de cada generador que inyecta energía a la red (Ruiz and Rudkevich 2010).

La intensidad marginal de carbono (IMC) en un nodo es definida como el cambio de emisiones de CO2 en el sistema eléctrico ante una variación de la demanda eléctrica en ese nodo (Rudkevich et al. 2011). Es decir, se obtiene de derivar la función de emisión total del sistema (E) respecto a la demanda en un nodo específico, ver ecuación (3.17).

$$I_{n_0} = \frac{dE}{dl_{n_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{dl_{n_0}} \quad (3.17)$$

El término $\partial E / \partial \bar{P}$ corresponde a los factores de emisión de cada generador en el sistema eléctrico (fe), es decir, la cantidad de emisiones de CO2e por unidad de energía generada en tCO2e/MWh. El término $d\bar{P} / dl_{n_0}$ indica el cambio en el despacho de los generadores ante una variación en la demanda eléctrica en el nodo n_0 , este término es cero para aquellos generadores que no son marginales, ya que no pueden realizar un cambio en su despacho para suministrar el cambio en la demanda.

a) Cálculo del redespacho óptimo ante cambios marginales de la demanda eléctrica nodal en un sistema hidrotérmico

El cálculo del cambio en el despacho de los generadores marginales ante un cambio en la demanda nodal $(d\bar{P}/dl_{n_0})$, se realiza a través de un análisis de sensibilidad del modelo de despacho óptimo (3.2)-(3.9) (Ruiz and Rudkevich 2010).

Se considera que el despacho óptimo de carga fue resuelto previamente, por lo que se cuenta con una solución óptima única que determina generadores marginales y líneas de transmisión operando al límite de su capacidad, que por facilidad denominaremos líneas marginales. Este conjunto de generadores y líneas de transmisión marginales no cambia ante una pequeña variación en la demanda del nodo n_0 , es decir, no entran o salen generadores ni líneas marginales, condición fuerte de holgura complementaria (Bertsekas 1999). El modelo utilizado se presenta en (3.18)-(3.24).

$$\begin{aligned} \underset{d\bar{P}_{g,b,t}, d\bar{P}_{g_b,b,t}, d\bar{P}_{g_t,b,t}}{\text{Min}} \quad & \sum_{g,b,t} \tilde{C}_v \cdot d\bar{P}_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g_b,b,t} \tilde{C}_v \cdot d\bar{P}_{g_b,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \\ & + \sum_{g_t,b,t} \tilde{C}_v \cdot d\bar{P}_{g_t,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \end{aligned} \quad (3.18)$$

s.a.:

$$\sum_g d\bar{P}_{g,b_0,t_0} + \sum_{g_b} d\bar{P}_{g_b,b_0,t_0} + \sum_{g_t} d\bar{P}_{g_t,b_0,t_0} = dl_{n_0,b_0,t_0} \quad (3.19)$$

$$\sum_g d\bar{P}_{g,b,t} + \sum_{g_b} d\bar{P}_{g_b,b,t} + \sum_{g_t} d\bar{P}_{g_t,b,t} = 0 \quad \forall b \neq b_0, t \neq t_0 \quad (3.20)$$

$$\tilde{\Psi}_{b_0,t_0} \cdot d\bar{P}_{b_0,t_0} = \psi_{n_0,k,t_0} \cdot dl_{n_0,b_0,t_0} \quad (3.21)$$

$$\tilde{\Psi}_{b,t} \cdot d\bar{P}_{b,t} = 0 \quad \forall b \neq b_0, t \neq t_0 \quad (3.22)$$

$$\sum_b d\bar{P}_{g_b,b,t} \cdot h_b = 0 \quad \forall g_b, t \quad (3.23)$$

$$\sum_{t \leq t, b} d\bar{P}_{g_t,b,t} \cdot h_b = 0 \quad \forall g_t, t \quad (3.24)$$

El redespacho busca nuevamente la minimización de costos de operación, ecuación (3.18), pero donde el cambio en el despacho de los generadores debe ser igual al cambio en la demanda en el nodo n_0 , del bloque b_0 y año t_0 , ver ecuación (3.19). A su vez, el redespacho neto agregado de todos los generadores marginales debe ser cero en todos los periodos de simulación distintos al bloque b_0 del año t_0 , ver ecuación (3.20). Además, el cambio en los flujos de las líneas restringidas debe ser cero, ya que no poseen mayor capacidad de transmisión, ver ecuaciones (3.21) y (3.22).

En el caso que un generador de embalse margine y la energía total disponible ($H_{g,t}$) fuese totalmente generada a lo largo del periodo t , el redespacho de ese generador debe ser compensado por el redespacho de ese mismo generador en otro bloque del mismo año, en el caso de generadores con regulación estacional, y en otro bloque y/o año en el caso de generadores con regulación interanual, ver ecuaciones (3.23) y (3.24).

El cambio en la generación del problema (redespacho) implica un cambio en el costo del despacho dado por $\tilde{C}_v \cdot d\tilde{P} = \lambda_{n_0} \cdot dl_{n_0}$. Es decir, el aumento marginal de la demanda nodal por su precio marginal local debe ser igual al redespacho de los generadores marginales por sus respectivos costos variables, producto de la optimalidad de la solución.

El Lagrangiano del problema de redespacho (3.18)-(3.24) se presenta en la ecuación (3.25).

$$\begin{aligned}
\tilde{L} = & \sum_{g,b,t} \tilde{C}_v \cdot d\tilde{P}_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g,b,t} \tilde{C}_v \cdot d\tilde{P}_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g,t} \tilde{C}_v \cdot d\tilde{P}_{g,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \\
& + \tilde{\lambda}_{b_0,t_0} \left(l_{n_0,b_0,t_0} - \sum_g P_{g,b_0,t_0} - \sum_{g_b} P_{g,b_0,t_0} - \sum_{g_t} P_{g,b_0,t_0} \right) \\
& - \sum_{t \neq t_0, b \neq b_0} \tilde{\lambda}_{b,t} \left(\sum_g P_{g,b,t} + \sum_{g_b} P_{g,b,t} + \sum_{g_t} P_{g,b,t} \right) \\
& + \tilde{\mu}_{b_0,t_0} \left(\tilde{\Psi}_{b_0,t_0} \cdot d\tilde{P}_{b_0,t_0} - \psi_{n_0,k,t_0} \cdot dl_{n_0,b_0,t_0} \right) + \sum_{t \neq t_0, b \neq b_0} \tilde{\mu}_{b,t} \left(\tilde{\Psi}_{b,t} \cdot d\tilde{P}_{b,t} \right) \\
& + \sum_{t,g_b} \tilde{\gamma}_{t,g_b} \left(\sum_b d\tilde{P}_{g_b,b,t} \cdot h_b \right) + \sum_{t,g_t} \tilde{\gamma}_{t,g_t} \left(\sum_{t \leq t, b} d\tilde{P}_{g_t,b,t} \cdot h_b \right)
\end{aligned} \tag{3.25}$$

Las condiciones de KKT del problema de redespacho (3.18)-(3.24) para generadores térmicos, de embalse estacional e interanual se presentan en las ecuaciones (3.26)-(3.28) respectivamente.

$$\frac{\partial \tilde{L}}{\partial d\tilde{P}_{g,b,t}} = \tilde{C}v_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t - \tilde{\lambda}_{b,t} + \tilde{\mu}_{b,t} \cdot \Psi_{g,b,t} = 0 \quad (3.26)$$

$$\frac{\partial \tilde{L}}{\partial d\tilde{P}_{g_s,b,t}} = \tilde{C}v_{g_s,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t - \lambda_{b,t} + \tilde{\mu}_{b,t} \cdot \tilde{\Psi}_{g_s,b,t} + \gamma_{t,g_s} \cdot h_b = 0 \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial \tilde{L}}{\partial d\tilde{P}_{g_i,b,t}} = \tilde{C}v_{g_i,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t - \lambda_{b,t} + \tilde{\mu}_{b,t} \cdot \tilde{\Psi}_{g_i,b,t} + \sum_{t \geq t} \gamma_{t+g_i} \cdot h_b = 0 \quad (3.28)$$

Las condiciones de KKT del problema de redespacho (3.26)-(3.28) son iguales a las condiciones de KKT (3.13)-(3.15) para los generadores marginales del problema original. Por lo tanto, las variables duales (λ, μ, γ) de la solución óptima del problema de despacho son una solución factible para el problema dual del redespacho, esto asegura la factibilidad del problema (3.18)-(3.24).

Por otro lado, el supuesto de unicidad de la solución óptima del problema de despacho (3.2)-(3.9) implica que sólo existe una solución factible en el problema dual del redespacho, lo que implica a su vez que en el primal sólo exista un elemento como región factible. Esto convierte al problema de redespacho óptimo (3.18)-(3.24) en un sistema de ecuaciones lineal representable matricialmente, ver ecuación (3.29).

En la ecuación (3.29) las filas de la matriz representan de forma ordenada las restricciones (3.19)-(3.24) del problema de redespacho. Esta matriz es invertible debido a que la solución al problema existe y es única por los argumentos descritos anteriormente.

$$\begin{bmatrix}
1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
\tilde{\Psi}_{g,t_0} & \tilde{\Psi}_{g_b,t_0} & \tilde{\Psi}_{g_r,t_0} & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & \tilde{\Psi}_{g,t} & \tilde{\Psi}_{g_b,t} & \tilde{\Psi}_{g_r,t} \\
0 & h_b & 0 & 0 & h_b & 0 \\
0 & 0 & h_b & 0 & 0 & h_b
\end{bmatrix}
\begin{bmatrix}
d\bar{P}_{g,t_0,t_0}/dl_{n_0,b_0,t_0} \\
d\bar{P}_{g_b,t_0,t_0}/dl_{n_0,b_0,t_0} \\
d\bar{P}_{g_r,t_0,t_0}/dl_{n_0,b_0,t_0} \\
d\bar{P}_{g,t}/dl_{n_0,b_0,t_0} \\
d\bar{P}_{g_b,t}/dl_{n_0,b_0,t_0} \\
d\bar{P}_{g_r,t}/dl_{n_0,b_0,t_0}
\end{bmatrix}
=
\begin{bmatrix}
1 \\
0 \\
\psi_{n_0,k,t_0} \\
0 \\
0 \\
0
\end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Al resolver el sistema de ecuaciones lineales de (3.29), se obtiene el cambio del despacho de los generadores marginales respecto al cambio en la demanda nodal $d\bar{P}/dl_{n_0}$. Además, $\partial E/\partial \bar{P}$ es el vector de factores de emisión de carbono correspondiente a los generadores marginales (\tilde{f}_e). Remplazando ambos términos en la ecuación (3.17) se obtiene la intensidad marginal de carbono en el nodo n_0 , del bloque b_0 y año t_0 , ver ecuación (3.30).

$$\iota_{n_0,b_0,t_0} = \frac{dE}{dl_{n_0,b_0,t_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{dl_{n_0}} = \tilde{f}_e \cdot \begin{bmatrix}
1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
\tilde{\Psi}_{g,t_0} & \tilde{\Psi}_{g_b,t_0} & \tilde{\Psi}_{g_r,t_0} & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & \tilde{\Psi}_{g,t} & \tilde{\Psi}_{g_b,t} & \tilde{\Psi}_{g_r,t} \\
0 & h_b & 0 & 0 & h_b & 0 \\
0 & 0 & h_b & 0 & 0 & h_b
\end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix}
1 \\
0 \\
\psi_{n_0,k,t_0} \\
0 \\
0 \\
0
\end{bmatrix} \quad (3.30)$$

De este resultado es posible concluir que en el redespacho del sistema eléctrico ante una variación marginal de la demanda en un nodo, están involucrados generadores marginales de otros bloques horarios e incluso de otros años, además de generadores marginales de nodos distintos al nodo marginal en cuestión. Esto debido a la dependencia temporal del despacho óptimo en sistemas hidrotérmicos producto de los embalses. Esta es una diferencia fundamental de este sistema respecto del térmico, donde sólo participan generadores marginales del periodo en cuestión.

3.2.2. Definición de intensidad sombra de carbono (ISC) y metodología de cálculo en un sistema hidrotérmico

La intensidad sombra de carbono (ISC) de una línea de transmisión marginal es el cambio en las emisiones de carbono del sistema eléctrico ante una variación marginal en la capacidad de transmisión de la línea (Ruiz and Rudkevich 2010). Es decir, se obtiene de derivar la función de emisión total del sistema (E) respecto de la capacidad de transmisión de una línea marginal f_{k_0} , ver ecuación (3.31). Este indicador abre una nueva posibilidad para mitigar emisiones de CO₂, a través de la expansión de la capacidad de transmisión de ciertas líneas marginales (Rudkevich, Ruiz and Carroll 2011).

$$\varsigma_{k_0} = \frac{dE}{df_{k_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{df_{k_0}} \quad (3.31)$$

El término $d\bar{P}/df_{k_0}$ indica el cambio en el despacho de los generadores del sistema eléctrico ante un cambio en la capacidad de transmisión de la línea k_0 . Este término es cero para generadores no marginales, ya que no tienen capacidad de modificar su despacho ante el cambio marginal en la transmisión. Además, el término $d\bar{P}/df_{k_0}$ también es cero para las líneas que no son marginales ya que no se necesita un redespacho al cambiar la capacidad la línea.

a) Cálculo del redespacho óptimo ante cambios marginales de capacidad de transmisión en un sistema hidrotérmico

Se realiza un análisis de sensibilidad que estudia el comportamiento del sistema eléctrico ante una pequeña variación en la capacidad de transmisión de una línea marginal $d\tilde{P}/df_{k_0}$ (Ruiz and Rudkevich 2010).

Este análisis se realiza en torno al mismo punto de operación óptimo del sistema del análisis de sensibilidad anterior, cuya solución óptima es única. De esta forma el conjunto de generadores y líneas marginales no cambia, condición fuerte de holgura complementaria. El modelo de redespacho óptimo de carga se presenta en (3.32)-(3.38).

$$\begin{aligned} \underset{d\tilde{P}_{g,b,t}, d\tilde{P}_{g_b,b,t}, d\tilde{P}_{g_t,b,t}}{\text{Min}} \quad & \sum_{g,b,t} \tilde{C}_v_{g,b,t} \cdot d\tilde{P}_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g_b,b,t} \tilde{C}_v_{g_b,b,t} \cdot d\tilde{P}_{g_b,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \\ & + \sum_{g_t,b,t} \tilde{C}_v_{g_t,b,t} \cdot d\tilde{P}_{g_t,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \end{aligned} \quad (3.32)$$

s.a.:

$$\sum_g d\tilde{P}_{g,b_0,t_0} + \sum_{g_b} d\tilde{P}_{g_b,b_0,t_0} + \sum_{g_t} d\tilde{P}_{g_t,b_0,t_0} = 0 \quad (3.33)$$

$$\sum_g d\tilde{P}_{g,b,t} + \sum_{g_b} d\tilde{P}_{g_b,b,t} + \sum_{g_t} d\tilde{P}_{g_t,b,t} = 0 \quad \forall b \neq b_0, t \neq t_0 \quad (3.34)$$

$$\varphi_{k_0,b_0,t_0} \cdot d\tilde{P}_{b_0,t_0} = df_{k_0,b_0,t_0} \quad (3.35)$$

$$\Psi_{k,b,t} \cdot d\tilde{P}_{b,t} = 0 \quad \forall k \neq k_0, b \neq b_0, t \neq t_0 \quad (3.36)$$

$$\sum_b d\tilde{P}_{g_b,b,t} \cdot h_b = 0 \quad \forall g_b, t \quad (3.37)$$

$$\sum_{t \neq t_0, b} d\tilde{P}_{g_t,b,t} \cdot h_b = 0 \quad \forall g_t, t \quad (3.38)$$

El modelo de redespacho minimiza los costos de operación, ecuación (3.32). El cambio neto en el despacho de los generadores marginales debe ser cero, para mantener el equilibrio entre la demanda y despacho eléctrico, ecuaciones (3.33) y

(3.34). El cambio en el flujo de la línea marginal k_0 debe ser igual al cambio marginal de su capacidad de transmisión (df_{k_0, b_0, t_0}) , ecuación (3.35). Asimismo, el cambio en los flujos de las líneas marginales distintas a k_0 debe ser cero, respetando la capacidad de transmisión y manteniendo el set de líneas marginales, ecuación (3.36).

Al igual que en el análisis de sensibilidad anterior, la dependencia temporal está dada por los generadores marginales de embalse. Debido a que la energía hídrica disponible durante todo el horizonte de estudio debe ser redistribuida según el nuevo despacho óptimo, lo cual afecta el despacho en todos los periodos de estudio, ecuaciones (3.37) y (3.38).

El cambio en la generación del problema implica un cambio en el costo del despacho dado por $\tilde{C}_v \cdot d\tilde{P} = \mu_{k_0} \cdot df_{k_0}$. Es decir, el cambio marginal de la capacidad de transmisión por su precio sombra de transmisión es igual al redespacho de los generadores marginales por sus respectivos costos variables (en el óptimo).

Por simple inspección es posible ver que las condiciones de KKT para los generadores de marginales de este problema de redespacho resultan ser las mismas que en el modelo de redespacho anterior, ecuaciones (3.26)-(3.28). Utilizando los mismo argumentos anteriores, se concluye que la región factible del problema posee un solo elemento, convirtiendo al problema de redespacho en un sistema de ecuaciones lineales representable matricialmente, ver ecuación (3.39).

En la ecuación (3.39) las filas de la matriz representan las restricciones (3.33)-(3.38) del problema de redespacho en forma ordenada. Esta matriz es invertible producto de que la solución al problema existe y es única, respaldada por los argumentos descritos con anterioridad.

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \tilde{\Psi}_{k_0, b_0, t_0} & \tilde{\Psi}_{k_0, b_0, t_0} & \tilde{\Psi}_{k_0, b_0, t_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \Psi_{k, b, t} & \Psi_{k, b, t} & \Psi_{k, b, t} \\ 0 & h_b & 0 & 0 & h_b & 0 \\ 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & h_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{g, b_0, t_0} / df_{k_0, b_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_s, b_0, t_0} / df_{k_0, b_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_r, b_0, t_0} / df_{k_0, b_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g, b, t} / df_{k_0, b_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_s, b, t} / df_{k_0, b_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_r, b, t} / df_{k_0, b_0, t_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Al resolver el sistema de ecuaciones lineales de (3.39), se obtiene el cambio en el despacho de los generadores marginales ante un cambio en la capacidad de transmisión de la línea marginal k_0 , es decir $d\bar{P}/df_{k_0}$. Remplazando este término y los factores de emisiones marginales de los generadores ($\partial E/\partial \bar{P} = \tilde{f}_e$) en la ecuación (3.31), se obtiene la intensidad sombra de carbono de la línea marginal k_0 , bloque b_0 y año t_0 , ver ecuación (3.40).

$$\varsigma_{k_0, b_0, t_0} = \frac{dE}{df_{k_0, b_0, t_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{df_{k_0}} = \tilde{f}_e \cdot \left[\begin{array}{cccccc} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \tilde{\varphi}_{k_0, b_0, t_0} & \tilde{\varphi}_{k_0, b_0, t_0} & \tilde{\varphi}_{k_0, b_0, t_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \tilde{\Psi}_{k, b, t} & \tilde{\Psi}_{k, b, t} & \tilde{\Psi}_{k, b, t} \\ 0 & h_b & 0 & 0 & h_b & 0 \\ 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & h_b \end{array} \right]^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

3.2.3. Definición de la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) y metodología de cálculo en un sistema hidrotérmico

La intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) corresponde al cambio marginal de las emisiones del sistema (E) ante una variación marginal en la energía disponible de embalse (H_{g_0, t_0}), ver ecuación (3.41). Este indicador representa las emisiones que es posible mitigar en el futuro si se embalsa agua en el presente, y es análogo al valor estratégico del agua explicado en (Chaparro and Watts 2012).

$$\varphi_{g_0} = \frac{dE}{dH_{g_0, t_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{dH_{g_0, t_0}} \quad (3.41)$$

El término $d\bar{P}/dH_{g_0, t_0}$ indica el cambio en el despacho de los generadores del sistema eléctrico ante un cambio en la energía disponible del embalse g_0 en el año

t_0 . Este término es cero para generadores de embalse no marginales, ya que no pueden modificar su despacho ante un cambio en la disponibilidad hídrica.

a) Cálculo del redespacho óptimo ante cambios marginales en la energía de embalse disponible en un sistema hidrotérmico

Se plantea un análisis de sensibilidad del modelo de despacho óptimo (3.2)-(3.9) ante una variación en la disponibilidad hídrica para obtener el término $d\tilde{P}/dH_{g_0, J_0}$. A continuación, se presenta el desarrollo del análisis de sensibilidad para un generador de embalse con capacidad de regulación estacional del agua, pero el caso para un generador interanual es análogo.

Al igual que el modelo de redespacho anterior, se mantiene la consideración de solución óptima única del problema (3.2)-(3.9), el conjunto de generadores y líneas marginales no cambia, condición fuerte de holgura complementaria. El modelo de redespacho óptimo de carga se presenta en (3.42)-(3.49).

$$\begin{aligned} \underset{d\tilde{P}_{g,b,t}, d\tilde{P}_{g_b,b,t}, d\tilde{P}_{g_t,b,t}}{\text{Min}} \quad & \sum_{g,b,t} \tilde{C}v_{g,b,t} \cdot d\tilde{P}_{g,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t + \sum_{g_b,b,t} \tilde{C}v_{g_b,b,t} \cdot d\tilde{P}_{g_b,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \\ & + \sum_{g_t,b,t} \tilde{C}v_{g_t,b,t} \cdot d\tilde{P}_{g_t,b,t} \cdot h_b \cdot \rho_t \end{aligned} \quad (3.42)$$

s.a.:

$$\sum_g d\tilde{P}_{g,b,t_0} + \sum_{g_b \neq g_0} d\tilde{P}_{g_b,b,t_0} + \sum_{g_t} d\tilde{P}_{g_t,b,t_0} + d\tilde{P}_{g_0,b,t_0} = 0 \quad \forall b \quad (3.43)$$

$$\sum_g d\tilde{P}_{g,b,t} + \sum_{g_b} d\tilde{P}_{g_b,b,t} + \sum_{g_t} d\tilde{P}_{g_t,b,t} = 0 \quad \forall t \neq t_0, b \quad (3.44)$$

$$\Psi_{k,b,t_0} \cdot d\tilde{P}_{b,t_0} = 0 \quad \forall b \quad (3.45)$$

$$\Psi_{k,b,t} \cdot d\tilde{P}_{b,t} = 0 \quad \forall t \neq t_0, b \quad (3.46)$$

$$\sum_b d\tilde{P}_{g_0,b,t_0} \cdot h_b = dH_{g_0, J_0} \quad (3.47)$$

$$\sum_b d\tilde{P}_{g_b,b,t} \cdot h_b = 0 \quad \forall g_b \neq g_0, t \neq t_0 \quad (3.48)$$

$$\sum_{t \leq t, b} d\tilde{P}_{g_i, b, t} \cdot h_b = 0 \quad \forall g_i, t \quad (3.49)$$

El redespacho óptimo neto del generador de embalse a analizar debe ser igual al cambio marginal en la energía de embalse disponible (3.48). El cambio en el resto de las restricciones del modelo debe ser cero.

El cambio en el despacho produce un cambio en el costo total de operación dado por el cambio marginal de la disponibilidad hídrica multiplicada por el valor estratégico del agua de ese generador de embalse $\tilde{C}_v \cdot d\tilde{P} = \tilde{\gamma}_{t_0, g_0} \cdot dH_{t_0, g_0}$.

Utilizando los mismo argumentos anteriores, se concluye que la región factible del problema (3.42)-(3.49) posee un solo elemento, por lo tanto es posible escribir el problema de forma matricial, ver ecuación (3.50).

En la ecuación (3.50) las filas de la matriz representan las ecuaciones (3.43)-(3.49). Esta matriz es invertible debido a la existencia y unicidad de la solución.

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \tilde{\gamma}_{g_0, t_0} & \tilde{\gamma}_{g_b, t_0} & \tilde{\gamma}_{g_i, t_0} & \tilde{\gamma}_{g_0, t_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \tilde{\gamma}_{g_i, t} & \tilde{\gamma}_{g_b, t} & \tilde{\gamma}_{g_i, t} \\ 0 & h_b & 0 & 0 & 0 & h_b & 0 \\ 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & 0 & h_b \\ 0 & 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{g_b, t_0} / dH_{g_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_b, b, t_0} / dH_{g_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_i, b, t_0} / dH_{g_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_0, b, t_0} / dH_{g_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_b, t} / dH_{g_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_b, b, t} / dH_{g_0, t_0} \\ d\tilde{P}_{g_i, b, t} / dH_{g_0, t_0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

Al resolver el sistema de ecuaciones lineales de (3.50) se obtiene el cambio en el despacho de los generadores marginales ante un cambio en la disponibilidad de energía hídrica de embalse, es decir $d\tilde{P}/dH_{g_0, t_0}$, el cual se remplaza en la ecuación (3.40) junto a los factores de emisión de los generadores marginales $\partial E / \partial \tilde{P} = \tilde{\gamma}_e$. Así se obtiene la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) para el generador de embalse g_0 en el año t_0 del sistema hidrotérmico, ecuación (3.51).

$$\varphi_{g_0} = \frac{dE}{dH_{g_0, I_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{dH_{g_0, I_0}} = \tilde{f}e \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \Psi_{g, I_0} & \Psi_{g_b, I_0} & \Psi_{g, I_0} & \Psi_{g_b, I_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \Psi_{g, I} & \Psi_{g_b, I} & \Psi_{g, I} \\ 0 & h_b & 0 & 0 & 0 & h_b & 0 \\ 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & 0 & h_b \\ 0 & 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

3.2.4. Descripción de la relación entre las intensidades marginales de carbono (IMC) y las intensidades sombra de carbono (ISC)

Existe una relación entre IMC e ISC, la cual es análoga a la existente entre los costos marginales de un sistema eléctrico con el precio sombra de las líneas de transmisión, ecuación (3.16). Para el desarrollo de esta relación, se reescribe el resultado de las intensidades marginales de carbono de la ecuación (3.30), separándola en la suma de dos términos, ver ecuación (3.52).

$$\begin{aligned} \iota_{n_0, h_0, I_0} = & \tilde{f}e \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \Psi_{g, I_0} & \Psi_{g_b, I_0} & \Psi_{g, I_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \Psi_{g, I} & \Psi_{g_b, I} & \Psi_{g, I} \\ 0 & h_b & 0 & 0 & h_b & 0 \\ 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & h_b \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \\ & + \tilde{f}e \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \Psi_{g, I_0} & \Psi_{g_b, I_0} & \Psi_{g, I_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \Psi_{g, I} & \Psi_{g_b, I} & \Psi_{g, I} \\ 0 & h_b & 0 & 0 & h_b & 0 \\ 0 & 0 & h_b & 0 & 0 & h_b \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \psi_{n_0, k, I_0} \end{aligned} \quad (3.52)$$

De la ecuación (3.52) se observa que el primer término corresponde a la intensidad marginal de carbono del nodo de referencia, donde $\psi_{ref, k, I} = 0$ para todas las líneas del sistema, ecuación (3.30). El segundo término corresponde a las intensidades

sombra de carbono de las líneas de transmisión, ecuación (3.40), ponderadas por los PTDF del nodo n_0 sobre las líneas marginales. Es decir, la ecuación (3.52) se puede escribir de forma vectorial según la ecuación (3.53).

$$I_{b,t} = I_{ref,b,t} + \Psi'_{b,t} \cdot \zeta_{b,t} \quad (3.53)$$

De esta relación se observa que las intensidades marginales de carbono (IMC) nodales en un sistema eléctrico dependen de la topología propia de la red, a través de los PTDF de las líneas marginales ($\Psi'_{b,t}$); además, dependen de la operación óptima de la red a través de la intensidad marginal de carbono del nodo de referencia $I_{ref,b,t}$ y de las intensidades sombra de carbono de las líneas marginales ($\zeta_{b,t}$) (Ruiz and Rudkevich 2010).

La ecuación (3.53) permite calcular las intensidades marginales de carbono nodales de todo el sistema en un periodo de tiempo (b,t) , habiendo calculado previamente la intensidad marginal de carbono en el nodo de referencia y las intensidades sombra de carbono de las líneas marginales en ese periodo.

Esta relación permite ahorrar recursos computacionales ya que comúnmente la cantidad de líneas marginales es menor que la de nodos del sistema, por lo que el número de redespacho o análisis de sensibilidad que se deben computar disminuye al utilizar esta relación. Además, las ecuaciones (3.29), (3.39) y (3.50) presentan la misma matriz, es decir para calcular las intensidades marginales de carbono y las intensidades sombra de carbono de todo el sistema en todos los periodos sólo es necesario invertir una misma matriz, lo que se traduce en un ahorro adicional de recursos computacionales.

3.3. Validación: Ejemplo numérico del despacho óptimo de un Sistema Eléctrico Hidrotérmico

Para validar el modelo y las expresiones presentadas, se considera un ejemplo numérico de un sistema que consta de tres nodos, con tres líneas de transmisión y tres unidades generadoras una en cada nodo. Estos generadores son de embalse con regulación estacional, diésel y carbón, donde el gran centro de consumo tiene generación diésel y los generadores carboneros y de embalse son lejanos y con baja demanda local, ver Figura 3-3.

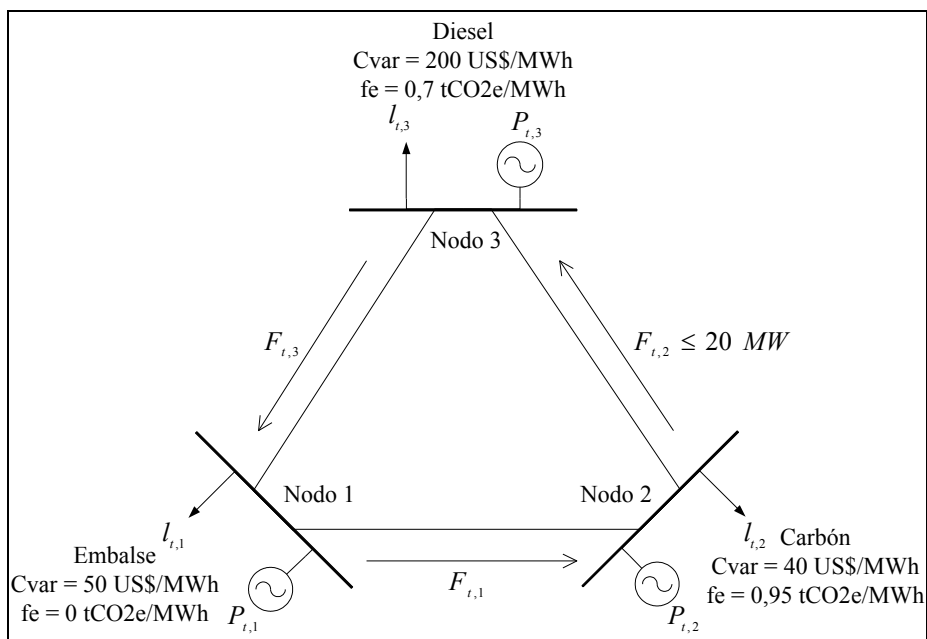


Figura 3-3: Sistema eléctrico de potencia hidrotérmico de 3 nodos.

Se modelan dos bloques de demanda eléctrica de una hora de duración cada uno, uno de demanda baja ($t=1$) y otro de demanda alta ($t=2$), los niveles de demanda por nodo se muestran en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Demanda eléctrica nodal en MWh.

Periodo	Nodo 1 (Embalse)	Nodo 2 (Carbón)	Nodo 3 (Diésel)	Total
1	1	1	28	30
2	1	1	68	70

El sistema de transmisión considera tres líneas iguales, con un límite térmico de 20 MW en la línea 2. Además, se considera al nodo 3 como referencia para asegurar el balance de potencia. En la ecuación (3.54) se presenta la matriz de sensibilidad del sistema de transmisión (PTDF).

$$\Psi = \begin{bmatrix} \psi_{1,1} & \psi_{1,2} & \psi_{1,3} \\ \psi_{2,1} & \psi_{2,2} & \psi_{2,3} \\ \psi_{3,1} & \psi_{3,2} & \psi_{3,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/3 & -1/3 & 0 \\ 1/3 & 2/3 & 0 \\ -2/3 & -1/3 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

El generador de embalse ubicado en el nodo 1 del sistema está caracterizado por el valor estratégico del agua, el cual representa el costo de almacenar agua en el largo plazo y se valoriza en 50 US\$/MWh, ver Tabla 3-2. Si el valor estratégico de largo plazo es mayor al de corto plazo se debe postergar uso del agua para periodos posteriores hasta conseguir que se igualen en un proceso iterativo dentro del

mismo modelo, o mediante un proceso de convergencia iterativo entre los modelos de programación de operación de largo y corto plazo (Chaparro and Watts 2012).

La energía disponible para el periodo de simulación que se reparte entre ambos bloques de demanda, y el factor de emisión de la tecnología se presenta en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Parámetros de tecnologías de embalse de generación.

Nodo	Tipo de Generador	Valor Estratégico del Agua (C_v) [US\$/MWh]	Energía de Embalse (H) [MWh]	Factor de Emisiones (f_e) [tCO ₂ e/MWh]
1	Embalse	50	40	0

Los generadores térmicos ubicados en los nodos 2 y 3 están caracterizados por su costo variable, que incluye el costo de combustible y de operación y mantenimiento; la potencia instalada; y los factores de emisión de carbono (CNE 2012b), ver Tabla 3-3.

Tabla 3-3: Parámetros de tecnologías térmicas de generación.

Nodo	Tipo de Generador	Costo Variable (C_v) [US\$/MWh]	Potencia Instalada (P) [MW]	Factor de Emisiones (f_e) [tCO ₂ e/MWh]
2	Carbón	40	25	0,95
3	Diésel	200	40	0,7

Este simple modelo hidrotérmico se presenta en (3.55)-(3.59).

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^2 \sum_{g=1}^3 C v_{t,g} \cdot P_{t,g} \quad (3.55)$$

s.a.:

$$\sum_{g=1}^3 P_{t,g} = \sum_{n=1}^3 l_{t,n} \quad \forall t=1,2 \quad (3.56)$$

$$\underline{P}_{t,g} \leq P_{t,g} \leq \overline{P}_{t,g} \quad \forall i=1..3, t=1,2 \quad (3.57)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{f}_1 \\ \underline{f}_2 \\ \underline{f}_3 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} F_{t,1} \\ F_{t,2} \\ F_{t,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_{1,1} & \psi_{1,2} & \psi_{1,3} \\ \psi_{2,1} & \psi_{2,2} & \psi_{2,3} \\ \psi_{3,1} & \psi_{3,2} & \psi_{3,3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{t,1} - l_{t,1} \\ P_{t,2} - l_{t,2} \\ P_{t,3} - l_{t,3} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \overline{f}_1 \\ \overline{f}_2 \\ \overline{f}_3 \end{bmatrix} \quad \forall t=1,2 \quad (3.58)$$

$$\sum_{t=1}^2 P_{t,1} \leq H \quad (3.59)$$

3.3.1. Solución del despacho óptimo del sistema hidrotérmico

En la solución óptima del despacho hidrotérmico en demanda alta ($t=2$) marginan dos generadores, debido a que se activa la restricción de transmisión de la línea 2 (20 MW) y es necesario controlar el flujo por esta línea. En el nodo 2 margina el generador a carbón que produce 14 MWh a 40 US\$/MWh. En el nodo 3 margina el generador diésel que produce 21 MWh a 200 US\$/MWh. El resto de la demanda es suministrada por el generador de embalse (35 MWh), completando los 70 MWh de demanda en este periodo ($t=2$).

El precio sombra de la línea de transmisión 2 se obtiene al analizar marginalmente el flujo, el cual es controlado por los generadores marginales. Si la capacidad de la línea aumenta en una unidad marginal permite el aumento del despacho en el generador más económico a carbón (nodo 2), disminuyendo el despacho del

generador diésel (nodo 3) en la misma proporción para mantener el balance entre la generación y la demanda, reduciendo el costo.

El PTDF del nodo 2 sobre la línea de transmisión 2 es $\psi_{2,2} = 2/3$, por lo que 2/3 del aumento del despacho del generador a carbón impactan en la línea marginal. Por otro lado, el PTDF del nodo 3 es cero $\psi_{2,3} = 0$ porque es el nodo de referencia, el redespacho del generador diésel no tiene impacto sobre la línea marginal de transmisión. De esta forma el cambio en el flujo de la línea de transmisión viene dado por la ecuación (3.60), ver Figura 3-4.

$$dF_{2,2} = dP_{2,2} \cdot \psi_{2,2} + dP_{2,3} \cdot \psi_{2,3} = 1,5 \cdot 2/3 - 1,5 \cdot 0 = 1 \quad (3.60)$$

Valorizando el cambio marginal del despacho con los costos variables de los generadores marginales, carbón 40 US\$/MWh y diésel 200 US\$/MWh, se obtiene $\mu_{2,2} = 3/2 \cdot 40 - 3/2 \cdot 200 = 240 \text{ US\$} / \text{MWh}$.

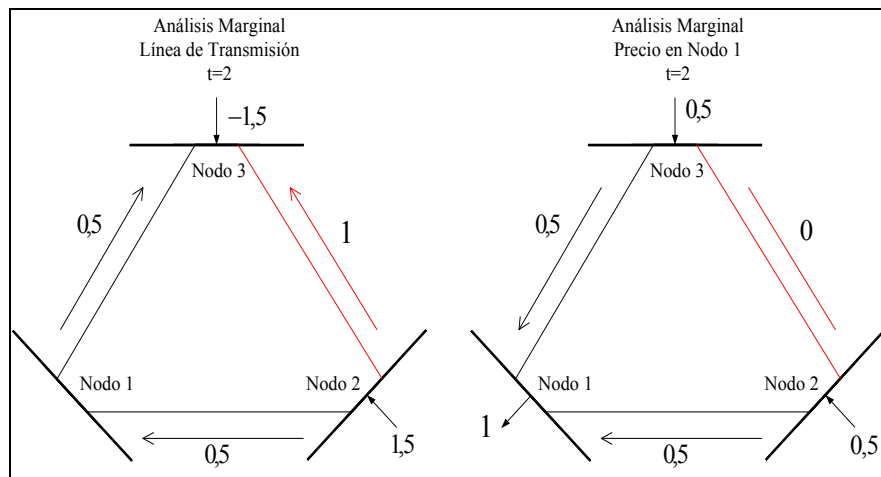


Figura 3-4: Análisis marginal del precio sombra de la línea 2 de transmisión y el precio marginal del Nodo 1 en demanda alta.

El cálculo del precio marginal local de energía en el nodo 1 se explica a través de un análisis de sensibilidad. Si marginalmente se produce un aumento de una unidad en la demanda del nodo 1, esta será suministrada por los generadores marginales de tal forma que el flujo por la línea de transmisión 2 es cero. Es decir, los generadores a carbón del nodo 2 y diésel del nodo 3 aumentan su producción en 0,5 unidades marginales cada uno. De esta forma, el precio local del nodo 1 es $\lambda_{2,1} = 0,5 \cdot 40 + 0,5 \cdot 200 = 120 \text{ US\$}/MWh$ y el cambio en la línea de transmisión es cero según ecuación (3.61), ver Figura 3-4.

$$\sum_{n=1..3} (dP_{2,n} - dl_{2,n}) \cdot \psi_{2,n} = (1-0) \cdot 1/3 + (0-1/2) \cdot 2/3 + (0-1/2) \cdot 0 = 0 \quad (3.61)$$

Los precios marginales locales del periodo de demanda alta se pueden obtener a través de la relación del costo marginal del nodo de referencia y del precio sombra de la línea, según ecuación (3.16), como se presenta en la ecuación (3.62).

$$\begin{bmatrix} \lambda_{2,1} \\ \lambda_{2,2} \\ \lambda_{2,3} \end{bmatrix} = \lambda_{2,ref} + \mu_{2,2} \cdot \begin{bmatrix} \psi_{2,1} \\ \psi_{2,2} \\ \psi_{2,3} \end{bmatrix} = 200 - 240 \cdot \begin{bmatrix} 1/3 \\ 2/3 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 120 \\ 40 \\ 200 \end{bmatrix} \frac{\text{US\$}}{MWh} \quad (62)$$

La solución óptima del despacho en demanda baja ($t=1$) entrega un precio marginal de energía de $\lambda_1 = 120 \text{ US\$}/MWh$. La restricción de transmisión de la línea 2 no está activa, cuyo flujo llega a 17,33 MW. Por lo tanto el único generador marginal es de embalse en el nodo 1 con un despacho de 5 MWh, mientras que el generador a carbón del nodo 2 despacha a su máxima capacidad de 25 MWh, de esta forma se suministra la totalidad de demanda de 30 MWh en este periodo ($t=1$).

El precio marginal de energía en demanda baja ($t=1$) viene dado por la restricción de energía hídrica del generador de embalse. Si aumentara en una unidad marginal la demanda eléctrica en $t=1$, esta energía debe ser suministrada por el generador marginal de embalse, pero debido a que toda la energía hídrica disponible para ambos periodos de operación fue despachada, es necesario disminuir la generación del embalse en demanda alta ($t=2$) y aumentarla en demanda baja ($t=1$). Este cambio del despacho produce un costo de 120 US\$/MWh en demanda alta, como fue descrito anteriormente ver Figura 3-4. Este costo se transfiere a la demanda baja producto de la dependencia temporal del despacho óptimo en sistemas hidrotérmicos.

El valor estratégico de contar con una unidad más de agua de embalse en el presente se obtiene de la reducción en el costo de la generación de 120 US\$/MWh más el aumento por no contar con esa unidad de agua en el futuro de 50 US\$/MWh (valor estratégico del agua en el largo plazo), así el valor estratégico del agua en el corto plazo es de $\gamma = 120 - 50 = 70 \text{ US\$/MWh}$. Se habla de corto plazo, pues este ejemplo sólo considera dos periodos

3.3.2. Ejemplo del cálculo de intensidades marginales de carbono (nodal) en un sistema de potencia hidrotérmico

Según los resultados del ejemplo numérico descrito anteriormente, en demanda baja ($t=1$) el generador marginal es de embalse en el nodo 1 por lo que un redespacho en este periodo afecta también al despacho en demanda alta ($t=2$), producto de la dependencia temporal. En demanda alta ($t=2$) la línea restringida es

la 2 y marginan los generadores térmicos ubicados en los nodos 2 y 3. De esta forma se plantea el modelo de redespacho para calcular la intensidad marginal de carbono del sistema cambiando marginalmente la demanda en $t=2$, ecuaciones (3.63)-(3.67).

$$\text{Min} \quad \tilde{C}_{v_{1,1}}(d\tilde{P}_{1,1}) + \sum_{g=1}^3 \tilde{C}_{v_{2,g}}(d\tilde{P}_{2,g}) \quad (3.63)$$

s.a.:

$$d\tilde{P}_{1,1} = 0 \quad (3.64)$$

$$\sum_{g=1}^3 d\tilde{P}_{2,g} = dl_{2,n} \quad (3.65)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{2,1} \\ \psi_{2,2} \\ \psi_{2,3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{2,1} \\ d\tilde{P}_{2,2} \\ d\tilde{P}_{2,3} \end{bmatrix} = \psi_{2,n} \cdot dl_{2,n} \quad (3.66)$$

$$d\tilde{P}_{1,1} + d\tilde{P}_{2,1} = 0 \quad (3.67)$$

Las ecuaciones (3.64) y (3.65) representan las restricciones de demanda en los periodos $t=1$ y $t=2$ respectivamente. La ecuación (3.66) mantiene que el cambio en el flujo por la línea 2 sea cero. Por último, la ecuación (3.67) asegura que la restricción de energía hídrica se mantenga.

Producto de que la solución al problema de redespacho existe y es única, por los argumentos descritos en la sección 3.2, se escriben las ecuaciones (3.64)-(3.67) de forma matricial en la ecuación (3.68).

$$\begin{bmatrix} d\tilde{P}_{1,1}/dl_{2,n} \\ d\tilde{P}_{2,1}/dl_{2,n} \\ d\tilde{P}_{2,2}/dl_{2,n} \\ d\tilde{P}_{2,3}/dl_{2,n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & \psi_{2,1} & \psi_{2,2} & \psi_{2,3} \\ 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ \psi_{2,n} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & \psi_{2,1} & \psi_{2,2} & \psi_{2,3} \\ 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1/3 & 2/3 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0,5 & 0 & 1,5 & -0,5 \\ 0,5 & 1 & -1,5 & -0,5 \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

La matriz inversa del problema de redespacho se muestra en la ecuación (3.69). Esta matriz es la misma para el cambio marginal de la demanda en todos los nodos del sistema. Así, es posible obtener el redespacho para los nodos de demanda baja y demanda alta sólo variando el vector de términos independientes según corresponda, es decir cambian el PTDF del nodo correspondiente sobre la línea de transmisión marginal. De esta forma el redespacho de los generadores marginales ante un cambio en la demanda nodal está dada por:

$$\begin{aligned} \frac{d\tilde{P}}{dl_{1,n}} &= \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{1,1}/dl_{1,n} \\ d\tilde{P}_{2,1}/dl_{1,n} \\ d\tilde{P}_{2,2}/dl_{1,n} \\ d\tilde{P}_{2,3}/dl_{1,n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{bmatrix} & \frac{d\tilde{P}}{dl_{2,1}} &= \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{1,1}/dl_{2,1} \\ d\tilde{P}_{2,1}/dl_{2,1} \\ d\tilde{P}_{2,2}/dl_{2,1} \\ d\tilde{P}_{2,3}/dl_{2,1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{bmatrix} \\ \frac{d\tilde{P}}{dl_{2,2}} &= \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{1,1}/dl_{2,2} \\ d\tilde{P}_{2,1}/dl_{2,2} \\ d\tilde{P}_{2,2}/dl_{2,2} \\ d\tilde{P}_{2,3}/dl_{2,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} & \frac{d\tilde{P}}{dl_{2,3}} &= \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{1,1}/dl_{2,3} \\ d\tilde{P}_{2,1}/dl_{2,3} \\ d\tilde{P}_{2,2}/dl_{2,3} \\ d\tilde{P}_{2,3}/dl_{2,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Los factores de emisión de los generadores marginales se presentan en (3.70). Los dos primeros términos corresponden al factor de emisión del generador de embalse en $t=1$ y $t=2$ (cero), los siguientes factores de emisión corresponden a los generadores de carbón y diésel respectivamente.

$$\frac{dE}{d\bar{P}} = \begin{bmatrix} fe_{1,1} \\ fe_{2,1} \\ fe_{2,2} \\ fe_{2,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \left[\frac{tCO2e}{MWh} \right] \quad (3.70)$$

Con el vector de factores de emisión de los generadores marginales $(dE/d\bar{P})$ y el resultado del redespacho de los generadores marginales, se calculan las intensidades marginales de carbono de cada uno de los nodos del sistema reemplazando en la ecuación (3.17), estos resultados se presentan a continuación y en forma resumida en la ecuación (3.71).

$$\begin{aligned} t_{1,n} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{bmatrix} = 0,825 \left[\frac{tCO2e}{MWh} \right] & t_{2,1} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{bmatrix} = 0,825 \left[\frac{tCO2e}{MWh} \right] \\ t_{2,2} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} = 0,95 \left[\frac{tCO2e}{MWh} \right] & t_{2,3} &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} = 0,7 \left[\frac{tCO2e}{MWh} \right] \end{aligned}$$

$$\bar{\tau} = \frac{dE}{d\bar{P}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{d\bar{P}} = \begin{bmatrix} t_{1,n} \\ t_{2,1} \\ t_{2,2} \\ t_{2,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,825 \\ 0,825 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \left[\frac{tCO2e}{MWh} \right] \quad (3.71)$$

En los nodos donde existen generadores marginales la intensidad marginal de carbono nodal corresponde al factor de emisión de ese generador, ver nodo 2 y 3 en el periodo de demanda alta ($t=2$) en la ecuación (3.71). En demanda alta en el nodo 1 no existe un generador marginal, por lo que la IMC corresponde a una combinación lineal de los factores de emisión de los generadores marginales dada por el redespacho, obteniéndose 0,825 tCO2e/MWh.

En demanda baja ($t=1$) no hay restricción de líneas de transmisión por lo que la intensidad marginal de carbono (IMC) es una para todo el sistema. Si bien margina el generador de embalse en el nodo 1, la IMC es de 0,825 tCO₂e/MWh debido al redespacho que ocurre en demanda alta ($t=2$) producto de que se utiliza toda la energía disponible para el generador de embalse entre ambos periodos. Este resultado es análogo a lo que ocurre con los precios marginales locales (LMP) descritos en la sección anterior.

3.3.3. Ejemplo del cálculo de intensidades sombra de carbono (de un línea) en un sistema de potencia hidrotérmico

En el ejemplo numérico sólo existe una línea de transmisión marginal en el despacho óptimo. Esta corresponde a la línea 2 en demanda alta ($t=2$), por lo que para este análisis de sensibilidad se cambia marginalmente la capacidad de transmisión de esta línea. El modelo de redespacho se presenta en (3.72)-(3.76).

$$\text{Min} \quad \tilde{C}_{v_{1,1}}(d\tilde{P}_{1,1}) + \sum_{g=1}^3 \tilde{C}_{v_{2,g}}(d\tilde{P}_{2,g}) \quad (3.72)$$

s.a.:

$$d\tilde{P}_{1,1} = 0 \quad (3.73)$$

$$\sum_{g=1}^3 d\tilde{P}_{2,g} = 0 \quad (3.74)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{2,1} \\ \psi_{2,2} \\ \psi_{2,3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{2,1} \\ d\tilde{P}_{2,2} \\ d\tilde{P}_{2,3} \end{bmatrix} = df_{2,2} \quad (3.75)$$

$$d\tilde{P}_{1,1} + d\tilde{P}_{2,1} = 0 \quad (3.76)$$

Las ecuaciones (3.73) y (3.74) representan las restricciones de demanda, aseguran que el equilibrio entre el despacho y la demanda se mantenga. La ecuación (3.75) restringe que el cambio del flujo por la línea 2 sea igual al cambio en su capacidad de transmisión. Por último la ecuación (3.76) asegura que la restricción hídrica se mantenga.

En la ecuación (3.77) se presenta la forma matricial de las restricciones del problema de redespacho óptimo. Resulta la misma matriz a invertir que en la sección anterior, ecuación (3.68).

$$\frac{d\bar{P}}{df_{2,2}} = \begin{bmatrix} d\bar{P}_{1,1}/df_{2,2} \\ d\bar{P}_{2,1}/df_{2,2} \\ d\bar{P}_{2,2}/df_{2,2} \\ d\bar{P}_{2,3}/df_{2,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & \psi_{2,1} & \psi_{2,2} & \psi_{2,3} \\ 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.77)$$

El redespacho de los generadores marginales ante una variación en la capacidad de transmisión de la línea 2 en $t=2$ se presenta en la ecuación (3.78).

$$\frac{dP}{df_{2,2}} = \begin{bmatrix} d\bar{P}_{1,1}/df_{2,2} \\ d\bar{P}_{2,1}/df_{2,2} \\ d\bar{P}_{2,2}/df_{2,2} \\ d\bar{P}_{2,3}/df_{2,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0,5 & 0 & 1,5 & -0,5 \\ 0,5 & 1 & -1,5 & -0,5 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1,5 \\ -1,5 \end{bmatrix} \quad (3.78)$$

Para obtener la intensidad sombra de carbón (ISC) de la línea 2 en $t=2$ es necesario el factor de emisión de los generadores marginales, ecuación (3.70). Se remplazan las ecuaciones (3.70) y (3.78) en (3.31) y se obtiene la intensidad marginal de la línea, ecuación (3.79).

$$\varsigma_{2,2} = \frac{dE}{df_{2,2}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{df_{2,2}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1,5 \\ -1,5 \end{bmatrix} = 0,375 \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right] \quad (3.79)$$

Según este resultado, contar con una unidad más en la capacidad de transmisión de la línea 2 produce un aumento en las emisiones del sistema de 0,375 tCO₂e/MWh. Esto ocurre porque en el redespacho el generador a carbón aumenta su generación eléctrica en 1,5 con un factor de emisión de 0,95 tCO₂e/MWh y disminuye en la misma proporción la generación del generador diésel con un factor de 0,7 tCO₂e/MWh, ver ecuación (3.78), reduciendo el costo de operación.

3.3.4. Ejemplo de la relación entre las intensidades marginales de carbono (IMC) de nodos y las intensidades sombras de carbono (ISC) de líneas en un sistema hidrotérmico

Aplicando la ecuación (3.53), que relaciona las intensidades marginales de carbono (IMC) nodales con las intensidades sombra de carbono (ISC) de las líneas de transmisión, se obtienen las emisiones marginales para todo los nodos del sistema en $t = 2$, ecuación (3.80).

$$\bar{t}_2 = t_{2,ref} + \begin{bmatrix} \psi_{1,1} & \psi_{1,2} & \psi_{1,3} \\ \psi_{2,1} & \psi_{2,2} & \psi_{2,3} \\ \psi_{3,1} & \psi_{3,2} & \psi_{3,3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \zeta_{2,2} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.80)$$

$$t_2 = 0,7 + \begin{bmatrix} -2/3 & 1/3 & 1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0,375 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,825 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \quad (3.81)$$

En la ecuación (3.81) se obtiene el valor de las intensidades marginales de carbono en todos los nodos del sistema en $t = 2$, obteniendo los mismos resultados que en (3.71), mostrando que ambas formas de cálculo son equivalentes.

3.3.5. Ejemplo del cálculo de la intensidad marginal de carbono del Agua en un sistema hidrotérmico

En el ejemplo numérico el generador de embalse utiliza toda la energía disponible para ambos periodos de demanda. En este análisis de sensibilidad se varía marginalmente la energía disponible de embalse para calcular el cambio de las emisiones marginales de carbono en todo el sistema eléctrico. El modelo se presenta en las ecuaciones (3.82)-(3.86).

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \tilde{C}_{v_{1,1}}(d\tilde{P}_{1,1}) + \sum_{g=1}^3 \tilde{C}_{v_{2,g}}(d\tilde{P}_{2,g}) \\ \text{s.a.:} \quad & \end{aligned} \quad (3.82)$$

$$d\tilde{P}_{1,1} = 0 \quad (3.83)$$

$$\sum_{g=1}^3 d\tilde{P}_{2,g} = 0 \quad (3.84)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{2,1} \\ \psi_{2,2} \\ \psi_{2,3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\tilde{P}_{2,1} \\ d\tilde{P}_{2,2} \\ d\tilde{P}_{2,3} \end{bmatrix} = 0 \quad (3.85)$$

$$d\tilde{P}_{1,1} + d\tilde{P}_{2,1} = dH \quad (3.86)$$

Las ecuaciones (3.83) y (3.84) representan las restricciones de demanda, aseguran que el equilibrio entre el despacho y la demanda se mantenga. La ecuación (3.85) obliga que el cambio del flujo por la línea 2 sea cero, manteniendo la restricción de esta línea. Por último, la ecuación (3.86) asegura que el cambio en el despacho de los generadores de embalse, en ambos periodos de estudio, sea igual al cambio marginal de la disponibilidad de energía hídrica.

En la ecuación (3.87) se presenta la solución del sistema de ecuaciones (3.83)-(3.86). Se obtiene la misma matriz a invertir que en las secciones anteriores.

$$\frac{d\bar{P}}{dH} = \begin{bmatrix} d\bar{P}_{1,1}/dH \\ d\bar{P}_{2,1}/dH \\ d\bar{P}_{2,2}/dH \\ d\bar{P}_{2,3}/dH \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & \psi_{2,1} & \psi_{2,2} & \psi_{2,3} \\ 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.87)$$

El redespacho de los generadores marginales ante un cambio en la energía de embalse disponible se presenta en la ecuación (3.88).

$$\frac{d\bar{P}}{dH} = \begin{bmatrix} d\bar{P}_{1,1}/dH \\ d\bar{P}_{2,1}/dH \\ d\bar{P}_{2,2}/dH \\ d\bar{P}_{2,3}/dH \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0,5 & 0 & 1,5 & -0,5 \\ 0,5 & 1 & -1,5 & -0,5 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -0,5 \\ -0,5 \end{bmatrix} \quad (3.88)$$

Para obtener la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) es necesario el factor de emisión de los generadores marginales, ecuación (3.70). Se calcula el IMCA en la ecuación (3.89).

$$\varphi = \frac{dE}{dH} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{dH} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,95 \\ 0,7 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -0,5 \\ -0,5 \end{bmatrix} = -0,825 \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right] \quad (89)$$

Según este resultado, contar con una unidad más de energía hídrica disponible para los generadores de embalse, reduce en 0,825 tCO₂e/MWh las emisiones del sistema.

3.3.6. Análisis de Resultados

La intensidad marginal de carbono (IMC) en el nodo del generador de embalse (nodo 1) es alta (0,825 tCO₂e/MWh), dado que la energía hídrica es escasa por lo

que los generadores de embalse no son capaces de sostener IMCs bajos, y se utiliza energía de nodos térmicos (2 y 3) para suministrar la demanda.

El nodo 3 con mayor precio marginal de energía (200 US\$/MWh diésel) tiene la intensidad de emisión más baja (0,7 tCO₂e/MWh). Si bien es el nodo más atractivo para la inversión de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) es el de menor potencial de reducción de emisiones para el sistema, ver Tabla 3-4.

El nodo con generación a carbón (nodo 2) tiene los precios marginales de energía más bajos (40 US\$/MWh) y es el de mayor intensidad marginal de carbono (0,9 tCO₂/MWh). En este nodo las ERNC producen la mayor reducción de emisiones para el sistema, pero es el nodo menos atractivo para la inversión ERNC, ver Tabla 3-4.

Tabla 3-4: Potenciales de reducción de emisiones de carbono e incentivos a la inversión ERNC en cada nodo del ejemplo numérico en demanda alta.

Nodo	Tecnología	IMC [tCO ₂ e/MWh]	Potencial Reducción de Emisiones	LMP [US\$/MWh]	Incentivo a la Inversión	Energía ERNC 5 [MWh]	
						Reducción de Emisiones [tCO ₂ e]	Venta de Energía [US\$]
1	Embalse	0,825	medio	120	medio	4,1	600
2	Carbón	0,9	alto	40	bajo	4,5	200
3	Diésel	0,7	bajo	200	alto	3,5	1.000

Un mismo generador ERNC reduce un 29% más en el nodo 2 (carbón) que en el nodo 3 (Diésel), pero el precio es un 30% menor y por lo tanto la venta de energía

ERNC (valorizada en el mercado spot) es un 80% menos. Es decir hay un fuerte incentivo a conectarse en nodos donde se reducen menos emisiones de carbono pero se vende energía a mayor precio, tal como ocurre en Chile y otros países de la región.

3.4. Conclusiones del Capítulo

El cálculo algebraico y los resultados numéricos obtenidos muestran que las intensidades marginales de carbono (IMC) de los nodos y las intensidades sombra de carbono (ISC) de líneas de transmisión se ven afectadas por la dependencia temporal del despacho óptimo en sistemas hidrotérmicos de potencia, de la misma forma en que se afectan los precios marginales de la energía. Así, este capítulo extiende la teoría de las emisiones marginales desde los sistemas térmicos a los hidrotérmicos, incorporando el valor estratégico del agua embalsada en este contexto.

El efecto de los generadores de embalse en la operación óptima de los sistemas hidrotérmicos y por ende en las emisiones marginales de carbono, tiene importancia en la medida que la capacidad de regulación de estos embalses sea comparable con los requerimientos energéticos del sistema, como ocurre en muchos países de Centro y Sud América. En caso contrario, modelar la temporalidad del embalse no genera una ganancia significativa de optimalidad en la operación del sistema, ni en el cálculo de sus emisiones marginales.

Los índices de emisiones marginales (IMC, ISC e IMCA) no tienen restricción de signo, pudiendo ser positivos, negativos o cero, al igual que los precios de la

energía en un sistema multinodal. En el caso de las intensidades marginales de carbono (IMC) nodales negativas significa que un aumento en la demanda en ese nodo produce una reducción en las emisiones totales del sistema, este efecto es estudiado en (Ruiz and Rudkevich 2010) y se produce dependiendo de las restricciones de transmisión de las líneas y los factores de emisión de los generadores marginales. Las intensidades marginales de carbono (ISC) negativas indican que ante un aumento en la capacidad de transmisión de la línea se produce una reducción en las emisiones de carbono del sistema. Este efecto depende básicamente de los factores de emisión de los generadores marginales. Por último, el signo positivo de la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) indica que ante una mayor disponibilidad hídrica aumentan las emisiones de carbono, lo cual es posible bajo ciertas restricciones de transmisión.

Medidas de eficiencia energética, instalación de pequeños medios de generación renovable o instalación de parques eólicos que por su bajo factor de planta se traducen en una reducción marginal de la energía contaminante, pueden tener un mayor potencial de reducción de emisiones si se instalan en nodos con altas intensidades marginales de carbono.

En el ejercicio numérico propuesto no se presentan incentivos correctos para la instalación de nuevos generadores ERNC, debido a que los mayores precios marginales de la energía no coinciden espacialmente con las mayores intensidades marginales de carbono. Esto puede interpretarse como una ineficiencia del sistema de “cuota” renovable, que valoriza el atributo renovable de la energía, en lugar de la contribución a la reducción de emisiones. Ineficiencia que también tiene el

sistema Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) al utilizar factores de emisión medios en el sistema. Alcanzar la eficiencia del sistema y dar las señales correctas a los proyectos futuros de cero emisiones de carbono requeriría de utilizar modelaciones como la propuesta para que su instalación se realice en los nodos con mayor potencial de reducción de emisiones.

Como trabajo a futuro se recomienda incorporar los índices de emisiones descritos en este trabajo (IMC, ISC e IMCA) como una herramienta para el diseño de políticas ambientales, ya que entregan información de las emisiones de carbono considerando la operación del sistema eléctrico y sus características hidrotérmicas y topológicas. Por último, se recomienda que de la misma forma en que se considera el valor estratégico del agua de los generadores de embalse para la operación óptima de los sistemas hidrotérmicos, la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) puede ser utilizada para calcular las emisiones de carbono del sistema y cuantificar de forma más exacta la reducción de emisiones de carbono de pequeños proyectos de energías renovables o del MDL.

4. CÁLULO DE LAS EMISIONES MARGINALES DE CARBONO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE (SIC)

Chile comprende un extenso y angosto territorio (de 4.300 km de largo y 177 km de ancho aproximadamente), suministrado de electricidad mayoritariamente mediante dos sistemas interconectados, el Sistema Interconectado Central (SIC), y el del Norte Grande (SING). El SIC abarca cerca de 2.000 km de largo y abastece al 92,23% de la población nacional, con una demanda máxima de 6.881 MW y consumo anual de 43.804 GWh y una capacidad instalada de 12.365 MW (cifras al año 2011) (CNE 2012a). Este sistema, al igual que la mayor parte de Sudamérica, tiene un gran componente hidráulico (47,4% de la capacidad instalada), haciendo un uso intensivo del sistema de transmisión y condicionando la operación, precios y despachos a la condición hidráulica (año hidrológico) y a la administración de sus diversos embalses.

Este capítulo contribuye integrando la inter-temporalidad del despacho óptimo en los sistemas hidrotérmicos de potencia, considerando los efectos de la transmisión y la gestión óptima del agua embalsada sobre las emisiones de carbono marginales de un sistema hidrotérmico, siendo éste el primer trabajo en desarrollar esta teoría en sistemas hidrotérmicos. Para tal efecto se construyó un modelo de despacho óptimo hidrotérmico y de cálculo de emisiones marginales, simulando la operación óptima del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, estudiando su operación con el desarrollo de futuros proyectos de generación renovable.

La estructura del capítulo es la siguiente: en la sección 4.1 se describe el modelo de despacho óptimo de carga utilizado para simular la operación del SIC en el largo plazo y

la definición de los índices marginales de carbono del sistema; en la sección 4.2 se describe la programación matemática aplicada al sistema chileno; en la sección 4.3 se detallan los parámetros utilizados en el modelamiento del SIC; en la sección 4.4 se describe la validación del modelo y los resultados obtenidos; por último, en la sección 4.5 se presentan las conclusiones del capítulo.

4.1. Descripción del Modelo de Despacho Óptimo de Carga y del Cálculo de Intensidades Marginales de Carbono en un Sistema Eléctrico Hidrotérmico

Los modelos de despacho óptimo de potencia para sistemas hidrotérmicos son complejos, debido a la gestión óptima de la energía de embalse que produce una dependencia inter-temporal en el despacho de diversos periodos (Xiaohong, Luh and Lan 1995; Zoumas, Bakirtzis, Theocharis and Petridis 2004), y a la incertidumbre de la disponibilidad energética hídrica en el futuro (Barroso and Conejo 2006). Estas características de los sistemas hidrotérmicos inciden considerablemente en su operación óptima, afectando también a los precios marginales locales (LMP) (Chaparro and Watts 2012) y a las intensidades marginales de carbono (IMC) del sistema.

4.1.1. Descripción del modelo de despacho óptimo de carga en un sistema hidrotérmico de potencia

En las ecuaciones (4.1)-(4.8) se presenta el modelo de despacho óptimo de carga en un sistema hidrotérmico utilizado. Este modelo considera la temporalidad de la operación del sistema, donde cada periodo de estudio (t) está determinado por: un

bloque (b) de demanda el cual es modelado nodalmente; un sistema de transmisión (Ψ_t); y los generadores instalados que se clasifican en: generadores de embalse con regulación estacional (g_b) e interanual (g_t); y generadores térmicos, eólicos y de pasada (g). Además, la función objetivo y las restricciones del modelo de optimización son lineales lo que agrega simplicidad al análisis.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{g,b,t} \hat{C}_v \cdot P_{g,b,t} + \sum_{g_b,b,t} \hat{C}_v \cdot P_{g_b,b,t} + \sum_{g_t,b,t} \hat{C}_v \cdot P_{g_t,b,t} \\ \text{s.a.:} \quad & \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$\sum_g P_{g,b,t} + \sum_{g_b} P_{g_b,b,t} + \sum_{g_t} P_{g_t,b,t} = \sum_n l_{n,b,t} \quad \forall b,t \quad (4.2)$$

$$\underline{f}_t \leq \Psi_t \cdot (\bar{P}_{b,t} - \bar{l}_{b,t}) \leq \bar{f}_t \quad \forall b,t \quad (4.3)$$

$$\sum_b P_{g_b,b,t} \cdot h_b \leq H_{g_b,t} \quad \forall g_b,t \quad (4.4)$$

$$\sum_{t \leq t,b} P_{g_t,b,t} \cdot h_b \leq \sum_{t \leq t} H_{g_t,t} \quad \forall g_t,t \quad (4.5)$$

$$\underline{P}_{g,b,t} \leq P_{g,b,t} \leq \bar{P}_{g,b,t} \quad \forall g,b,t \quad (4.6)$$

$$\underline{P}_{g_b,b,t} \leq P_{g_b,b,t} \leq \bar{P}_{g_b,b,t} \quad \forall g_b,b,t \quad (4.7)$$

$$\underline{P}_{g_t,b,t} \leq P_{g_t,b,t} \leq \bar{P}_{g_t,b,t} \quad \forall g_t,b,t \quad (4.8)$$

El modelo de despacho óptimo de carga minimiza el costo total de generación a lo largo del horizonte de estudio, ver (4.1). El balance entre el despacho ($P_{g,b,t}$) y la demanda nodal del sistema ($l_{n,b,t}$) se representa en (4.2).

El sistema de transmisión se modela linealmente a través de la matriz de sensibilidad de transmisión (Ψ_t) o *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF)

(Gómez-Expósito, Conejo and Cañizares 2008; Kirschen, Allan and Strbac 1997).

Esta matriz contiene la sensibilidad del flujo de potencia en una línea de transmisión ante un cambio en el flujo neto de potencia en cada nodo del sistema (Ejebe, Waight, Sanots-Nieto and Tinney 2000; Wu, Yixin and Ping 2000), de esta forma se modelan las restricciones de transmisión del sistema $(\underline{f}_t, \bar{f}_t)$, ver (4.3).

La suma de la potencia despachada de cada generador de embalse multiplicada por las horas correspondientes al bloque de demanda (h_b) debe ser menor a la energía anual disponible del generador $(H_{g_b,t}, H_{g_t,t})$, ver (4.4) y (4.5). La energía hídrica anual disponible de cada generador de embalse se estima dependiendo de la capacidad de regulación que esta tenga, ya sea diaria, semanal⁷, estacional o interanual⁸ y en base a estadísticas de afluentes históricos, aplicándose un sorteo de MonteCarlo tal como lo hacen algunos modelos de programación hidrotérmico convencionales (Granville, Oliveira, Thome, Campodonico, Latorre, Pereira and Barroso 2003) y otras aplicaciones del sector (Barroso and Conejo 2006).

4.1.2. Definición de las Intensidades Marginales de Carbono nodales en un sistema hidrotérmico

La intensidad marginal de carbono (IMC) en un nodo del sistema se define como el cambio de emisiones de CO₂ en el sistema eléctrico ante una variación de la

⁷ La regulación diaria o semanal consiste en almacenar agua en horas de demanda baja, para ser usada en demanda alta dentro del mismo día o semana, muy común en la mayoría de los generadores de pasada con un limitado embalse de regulación (pondaje). En Chile existe una capacidad instalada de 2.010 MW de esta tecnología.

⁸ La regulación estacional o interanual es la capacidad de almacenar agua en meses o años con hidrologías húmedas para utilizarla en periodos posteriores más secos, generadores de embalse. En Chile existe una capacidad instalada de 3.749 MW de esta tecnología, siendo el lago Laja el embalse principal.

demanda eléctrica en ese nodo (Ruiz and Rudkevich 2010). Matemáticamente la definición de IMC se presenta en (4.9).

$$I_{n_0, b_0, t_0} = \frac{dE(\bar{P})}{dl_{n_0, b_0, t_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{dl_{n_0, b_0, t_0}} \quad (4.9)$$

$E(\bar{P})$ representa la suma de todas las emisiones de CO2 provenientes de generadores despachados. El término $\partial E / \partial \bar{P}$ corresponde a los factores de emisión de cada generador marginal en el sistema eléctrico (fe), es decir la cantidad de emisiones de CO2e equivalente por unidad de energía generada en tCO2e/MWh. El término $d\bar{P} / dl_{n_0, b_0, t_0}$ indica el cambio en el despacho de los generadores ante una variación en la demanda eléctrica en el nodo n_0 bloque b_0 y año t_0 .

La metodología para calcular $d\bar{P} / dl_{n_0, b_0, t_0}$ en sistemas hidrotérmicos se obtiene del análisis de sensibilidad del modelo de despacho óptimo (4.1)-(4.8), modificando marginalmente la demanda nodal y considerando las restricciones activas de la solución óptima del sistema.

4.1.3. Definición de las Intensidades Sombra de Carbono de las líneas de transmisión en un sistema hidrotérmico

La intensidad sombra de carbono (ISC) de una línea de transmisión marginal es el cambio en las emisiones de carbono del sistema eléctrico ante una variación marginal en la capacidad de transmisión de la línea (Ruiz and Rudkevich 2010). Matemáticamente la definición de ISC se presenta en (4.10).

$$S_{k_0, b_0, t_0} = \frac{dE(\bar{P})}{df_{k_0, b_0, t_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{df_{k_0, b_0, t_0}} \quad (4.10)$$

El término $d\bar{P}/df_{k_0, b_0, t_0}$ indica el cambio en el despacho de los generadores del sistema eléctrico ante un cambio en la capacidad de transmisión de la línea k_0 bloque b_0 y año t_0 .

De la misma forma que el caso anterior, el cálculo del término $d\bar{P}/df_{k_0, b_0, t_0}$ en sistemas hidrotérmicos se basa en el análisis de sensibilidad del modelo de despacho óptimo (4.1)-(4.8), modificando marginalmente la capacidad de transmisión de las líneas y respetando las restricciones activas de la solución óptima del sistema.

4.1.4. Definición de la Intensidad Marginal de Carbono del Agua en un sistema hidrotérmico

La *intensidad marginal de carbono del agua* (IMCA), concepto que se define por primera vez en esta tesis, es el cambio marginal de las emisiones del sistema ante una variación marginal en la energía disponible de embalse. Este indicador representa las emisiones que es posible mitigar en el futuro si se almacena agua en el presente, es análogo al *valor estratégico del agua* explicado en (Chaparro and Watts 2012).

Matemáticamente la definición de IMCA se presenta en (4.11).

$$\varphi_{g_0} = \frac{dE(\bar{P})}{dH_{g_0, t_0}} = \frac{\partial E}{\partial \bar{P}} \cdot \frac{d\bar{P}}{dH_{g_0, t_0}} \quad (4.11)$$

En este caso el término $d\bar{P}/dH_{g_0, t_0}$ indica el cambio en el despacho de los generadores del sistema eléctrico ante un cambio en la energía disponible del embalse g_0 en el año t_0 . La metodología para calcular $d\bar{P}/dH_{g_0, t_0}$ en sistemas

hidrotérmicos se basa en el análisis de sensibilidad del modelo de despacho óptimo (4.1)-(4.8), modificando marginalmente la energía anual disponible del generador de embalse y considerando las restricciones activas de la solución óptima del sistema.

4.1.5. Relación de las Intensidades Marginales de Carbono (nodos) y las Intensidades Sombra de Carbono (líneas)

Al igual que en los precios nodales, donde existe una relación entre el precio marginal nodal y los precios sombra de las líneas de transmisión marginales (Chaparro and Watts 2012; Rudnick et al. 1995), en las emisiones, existe una relación estructural entre intensidad marginal de los nodos y la intensidad sombra de las líneas de transmisión. Esta relación permite calcular las emisiones marginales nodales del sistema necesitando calcular sólo las intensidades sombra de carbono de las líneas de transmisión y la intensidad marginal de carbono en el nodo de referencia, ver (4.12). El análisis algebraico de esta expresión se presenta en (Ruiz and Rudkevich 2010). De esta forma, se evita realizar el análisis de sensibilidad de demanda para cada nodo del sistema, economizando recursos computacionales.

$$I_{b,t} = I_{ref,b,t} + \Psi'_{b,t} \cdot \zeta_{b,t} \quad (4.12)$$

La ecuación (4.12) muestra que la intensidad marginal de carbono (IMC) nodal es una combinación lineal entre elementos dependientes del punto de operación óptima del sistema $(I_{ref,b,t}, \zeta_{b,t})$, ponderados por elementos característicos de la topológicas de la red $(\Psi'_{b,t})$.

4.2. Algoritmo de Solución

Para resolver flujo óptimo de potencia en sistemas térmicos estáticos se utiliza un algoritmo basado en rutinas de MatPower⁹ (Zimmerman et al. 2011), es decir, para un bloque de demanda y una hidrología sorteada se resuelve el problema (4.1)-(4.8).

Para agregar la dependencia temporal del despacho hidrotérmico y la transferencia de energía entre distintos periodos de tiempo, cada bloque de demanda se modela como un subsistema independiente eléctricamente entre sí (sin nodos ni líneas de transmisión comunes), modelándose bloques anuales y secuencias hidrológicas de 10 años (más un año de empalme al principio y al final del horizonte de estudio). Cada subsistema eléctrico considera un nodo de referencia, generadores, líneas de transmisión y demanda nodal del bloque y año correspondiente.

La dependencia temporal entre los subsistemas o bloques de demanda del SIC, dadas en (4.4) y (4.5) del modelo, se ingresaron como restricciones lineales adicionales, modelando la dependencia temporal de los sistemas hidrotérmicos y la gestión óptima de la energía hídrica de embalse.

Los principales parámetros de entrada son la cantidad de años a simular; el número de simulaciones; la tasa de descuento anual; la cantidad de bloques anuales de demanda y las duración en horas de cada uno; los parámetros de generadores y líneas de transmisión; la potencia por bloque de demanda; hidrologías anuales; entre otros parámetros. Estos parámetros se ingresan mediante un archivo XLS.

⁹ Código abierto desarrollada por PSERC (Zimmerman & Murillo-Sánchez).

El modelo sortea series hidrológicas al azar, y con ellas calcula la energía disponible de generadores de embalse y de pasada en cada caso. Se realiza el despacho óptimo de cada bloque y año respetando las restricciones del sistema. Posteriormente, se identifican las líneas y generadores marginales para calcular las intensidades marginales de carbono (IMC) y las intensidades sombra de carbono (ISC) del sistema utilizando (4.12), para ello anteriormente el modelo calcula la matriz de sensibilidad de transmisión (Ψ_t) en cada año del horizonte de estudio.

Para validar el cálculo de las emisiones marginales (y en particular la identificación de generadores y líneas marginales), el modelo calcula también los precios marginales espaciales a través del precio marginal local del nodo de referencia y el precio sombra de las líneas de transmisión, comparándolos con los resultados entregados por un flujo de potencia óptimo tradicional.

El proceso descrito anteriormente se repite en cada simulación, una vez completado el proceso se calculan los resultados esperados de la operación óptima del SIC, ver Figura 4-1.

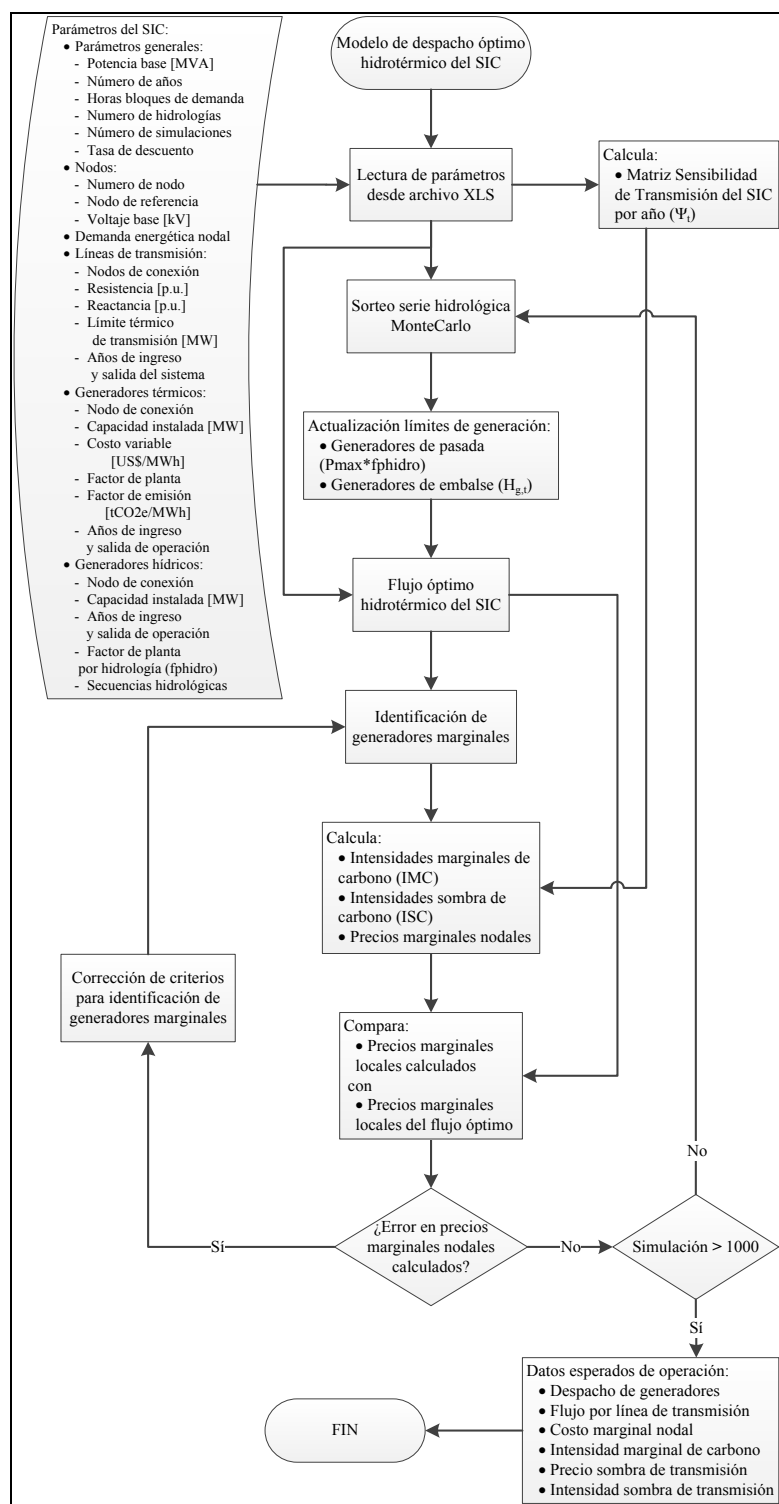


Figura 4-1: Diagrama de flujo del modelo de optimización y cálculo de factores de emisión marginales.

4.3. Descripción de los Parámetros Utilizados en la Modelación del Sistema Interconectado Central de Chile

El modelo hidrotérmico del SIC desarrollado calcula un despacho óptimo con movimiento de agua entre tres bloques de demanda anual, además cuenta con un embalse interanual. Entrega como resultado los precios y las emisiones marginales nodales del sistema; el precio y emisión sombra de las líneas de transmisión; los despachos de cada generador; los flujos de las líneas de transmisión; el costo y emisión de carbono total de la operación del sistema; entre otros resultados de la operación del SIC.

El modelo utilizado dispuso de 256 generadores eléctricos, 160 líneas de transmisión y 80 nodos donde se inyecta o retira energía eléctrica. Se simuló la operación del sistema por un horizonte de 10 años, desde el año 2013 hasta el 2022, se simularon 1000 secuencias hidrológicas anuales (sorteo de MonteCarlo con independencia anual) para determinar la operación esperada del SIC ante distintos escenarios de energía hídrica disponible.

La información y parámetros requeridos para la modelación del SIC se obtuvieron del “Informe Técnico de Precio de Nudo Abril 2012” (CNE 2012b) este documento es publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile.

4.3.1. Descripción de la demanda nodal por bloque y año en el SIC

La demanda nodal ($P_{n,b,t}$) es el requerimiento de energía en cada bloque del año en cada nodo del sistema, se compone de la suma de la demanda residencial e industrial. Cada componente está caracterizado por la energía anual estimada ($E_{,t}$);

el porcentaje de la demanda anual correspondiente al nodo ($en_{n,t}$); el porcentaje de la demanda anual correspondiente al bloque (eb_{b}); y la duración en horas de cada bloque anual (h_b), según ecuación (4.13).

$$P_{n,b,t} = \frac{E_{res,t} \cdot eb_{res,b} \cdot en_{res,n,t}}{h_b} + \frac{E_{ind,t} \cdot eb_{ind,b} \cdot en_{ind,n,t}}{h_b} \quad [MW] \quad (4.13)$$

a) Previsión de la demanda anual del SIC

La demanda eléctrica del SIC crece a una tasa de 5,4% anual en promedio entre los años 2013 al 2022, donde la participación del sector industrial es del 43% y del sector residencial es del 57%, ver Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Estimación de la demanda eléctrica anual del SIC 2013 – 2022 en GWh-año (CNE 2012b).

Año	Demanda Industrial	Demanda Residencial	Demanda Total	Año	Demanda Industrial	Demanda Residencial	Demanda Total
2013	20.223	28.919	49.142	2018	27.789	36.934	64.723
2014	21.634	30.481	52.115	2019	29.385	38.589	67.974
2015	23.099	32.066	55.165	2020	31.074	40.319	71.393
2016	24.646	33.701	58.347	2021	32.794	42.127	74.920
2017	26.223	35.349	61.572	2022	34.610	44.015	78.625

b) Descripción de la demanda anual en bloques

La curva de duración de la demanda anual del SIC posee grandes diferencias en sus requerimientos de potencia horaria, provocado por el perfil de la demanda residencial. La demanda industrial del SIC posee un perfil plano durante el año, debido a las características propias de operación de la gran industria, ver Figura 4-2. Debido a lo anterior, la demanda anual del SIC se modela con tres bloques:

demanda punta, demanda media y demanda baja. El bloque de demanda punta simula las horas críticas del sistema. Los bloques de demanda media y baja se ajustan a la curva de duración de demanda del SIC minimizando el error cuadrático medio, ver Figura 4-2.

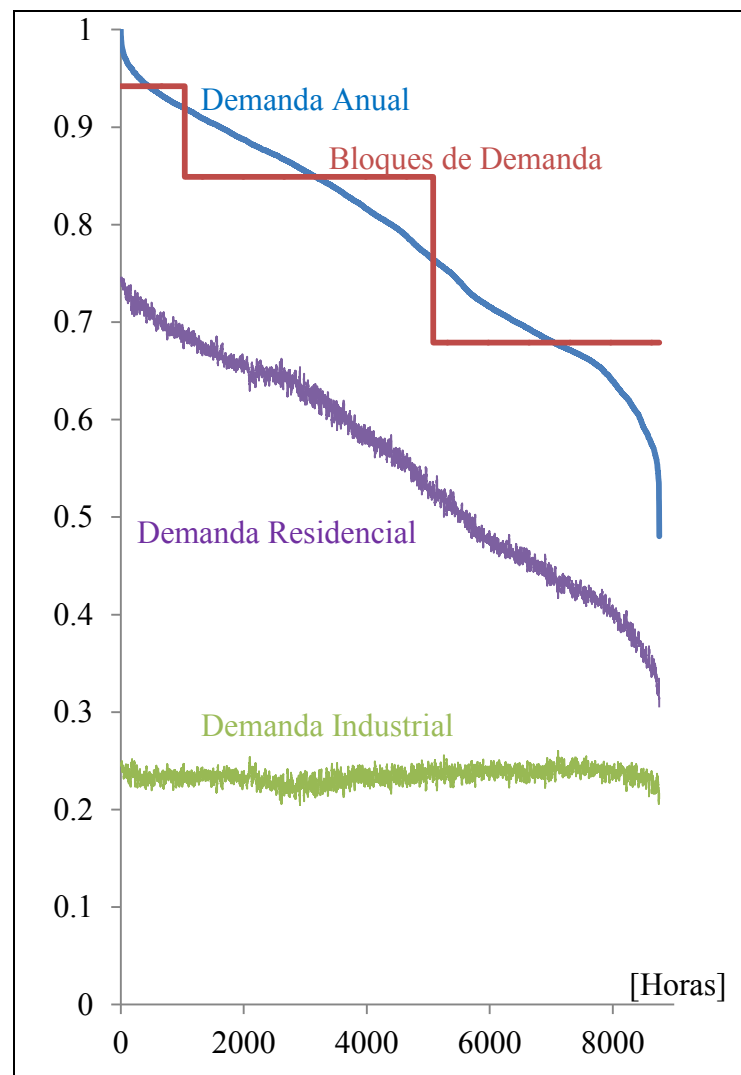


Figura 4-2: Demanda anual del SIC respecto a la potencia máxima anual requerida (CNE 2010).

El bloque de demanda alta abarca 1.040 horas del año, siendo estas principalmente las horas de invierno entre 18:00 y 22:00, producto que la demanda residencial se concentra en estas horas, alcanzando el 14% del consumo total. El bloque de demanda media contiene 4.072 horas del año, comprendiendo desde 8:00 a las 18:00 en invierno y desde 8:00 hasta las 22:00 en verano, lo que significa el 49% del consumo total. El bloque de demanda baja concierne 3.648 horas del año considerando desde 22:00 hasta las 8:00, que representa el 37% del consumo total, ver Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Duración anual en horas y porcentaje de asignación de demanda eléctrica anual de cada bloque.

Bloque Demanda	Horas % anual	Demanda Industrial	Demanda Residencial	Demanda Total
Punta	1.040 12%	12%	15%	14%
Media	4.072 46%	46%	52%	49%
Baja	3.648 42%	42%	33%	37%
Total	8.760 100%	100%	100%	100%

c) Distribución espacial de la demanda nodal del SIC

La asignación de la demanda en cada nodo se hizo de acuerdo a la distribución de la demanda nodal utilizada por la CNE (CNE 2012b).

Santiago, la capital, concentra la mayor demanda del SIC (49%) por su alta densidad residencial e industrial. La zona norte concentra un 26% de la demanda industrial producto de la gran minería predominante en la región. La zona Centro Costa y Sur Costa presenta un equilibrio entre la demanda industrial y residencial, debido a la presencia de grandes ciudades y una actividad industrial fomentada por la presencia de importantes terminales portuarios. Finalmente, las zonas Centro Sur y Sur se caracterizan por una baja demanda industrial comparada con la demanda

residencial. En la Tabla 4-3 se muestra la suma del porcentaje de la demanda eléctrica asignada a cada nodo según zona geográfica del SIC.

Tabla 4-3: Asignación de la demanda nodal según zona geográfica desagregada en demanda industrial, residencial y total.

Zona Geográfica	Demanda Industrial	Demanda Residencial	Demanda Total
Norte	26%	7%	15%
Centro Costa	10%	7%	8%
Centro	45%	53%	49%
Centro Sur	5%	10%	8%
Sur Costa	11%	11%	11%
Sur	3%	12%	8%
Total	100%	100%	100%

4.3.2. Descripción del sistema de transmisión eléctrico del SIC

El sistema de transmisión del SIC es longitudinal, en concordancia a la geografía del país, posee 12.919 kms de líneas conectados en sistemas desde 500 kV a 33 kV. El modelo cuenta con 141 líneas de transmisión y 80 nodos, considerando la información oficial de la CNE (CNE 2012b). Además el SIC se dividió en seis zonas geográficas de Norte a Sur para facilitar la descripción de este, ver Figura 4-5.

La zona Norte del SIC se modeló con un sistema de 220 kV, entrando en operación un nuevo sistema de 500 kV a partir del año 2017.

En la zona Centro Costa del SIC se consideraron los sistemas de 110 y 220 kV, transmitiendo parte de la energía generada hacia el centro del SIC.

La zona Centro del SIC es el mayor centro de consumo eléctrico del país (49% de la demanda total), se modeló con sistemas de 110, 220 y 500 kV. Se proyecta la entrada en operación de barras Lo Aguirre 500 y 220 kV en el año 2015.

La zona Centro Sur del SIC posee generación principalmente hídrica, la cual es transmitida hacia el Centro del país a través del sistema de 500 kV. Esta zona cuenta con un sistema de 154 kV, que se pretende expandir a un sistema de 220 kV a partir del año 2014.

En la zona Sur Costa se consideraron los sistemas de 154 y 220 kV, no se contempla un plan de obras futuras en transmisión.

La zona Sur cuenta con generación principalmente hídrica, esta energía es transmitida al centro del país a través del sistema de 500 kV. Esta zona se modeló con un sistema de 220 kV y de 500 kV, en el cual entra en operación la barra Pichirropulli 220 en el año 2018.

Referirse a la Figura 4-5 para una mejor comprensión del sistema de transmisión existente y el plan de obras utilizado.

4.3.3.Descripción de generadores eléctricos y del plan de expansión de potencia instalada del SIC

El SIC posee actualmente generadores térmicos convencionales que utilizan como combustible carbón 1.309 MW, gas natural 2.578 MW y diésel 2.190 MW. También cuenta con energías renovables no convencionales, como biomasa

forestal 231 MW, y 5 parques eólicos sumando 197 MW. Además, posee generadores hídricos de pasada 2.110 MW (donde los de menor escala son considerados no convencionales) y generadores de embalse capaces de trasladar el uso del agua desde horas de demanda baja a horas de punta, entre diversos días (regulación semanal) e incluso meses del año (regulación estacional) con una capacidad total de ambos tipos de generadores de embalse de 2.997 MW, ver Tabla 4-4.

Por último, el SIC cuenta con un gran embalse con capacidad de regulación interanual, el Laja, que traslada el agua de años húmedos a años secos posteriores disminuyendo el costo de generación eléctrica, ver Tabla 4-4. Este embalse provee de agua a los generadores El toro y Antuco (772 MW), además las filtraciones del Laja son utilizadas por Abanico con una potencia de 129 MW.

Tabla 4-4: Potencia instalada de generadores de embalse y Volumen de regulación de embalses del SIC (CNE 2012a).

Generador	Potencia Instalada [MW]	Embalse	Embalse	Volumen de regulación [millones m ³]	Energía de Regulación [GWh]	Tipo de Regulación
El Toro	448	Laja	Laja	5.071	6.820	Interanual
Antuco	324	Laja	Colbún	1.116	552	Estacional
Colbún	478	Colbún	Chapo	850	473	Estacional
Canutillar	172	Chapo	Ralco	800	316	Estacional
Ralco	764	Ralco	Rapel	435	73	Estacional
Rapel	380	Rapel	Invernada	179	380	Estacional
Cipreses	100	Invernada	Melado	33	16	Semanal
Pehuenche	551	Melado	Pangue			No regula

Pangue	456	Pangue	Machicura	No regula	
Machicura	96	Machicura			
Total	3.769		Total	8.484	8.630

a) Expansión de potencia instalada del SIC

La expansión de potencia instalada del SIC se produce principalmente en base a generadores hídricos de pasada (2.121 MW) y térmicos de carbón (1.070 MW). Asimismo, ocurre la reconversión de generadores diésel a gas natural a partir del año 2018, entrando 1.585 MW de GNL y saliendo 1.297 MW de diésel, debido a que en el futuro se espera mayor disponibilidad de combustible GNL (CNE 2012b) por los nuevos terminales de importación y regasificación. También se produce una expansión de las tecnologías eólica (515 MW), biomasa (44 MW) y geotermia (160 MW) pero su aporte es menor respecto al resto de las tecnologías, ver Figura 4-3.

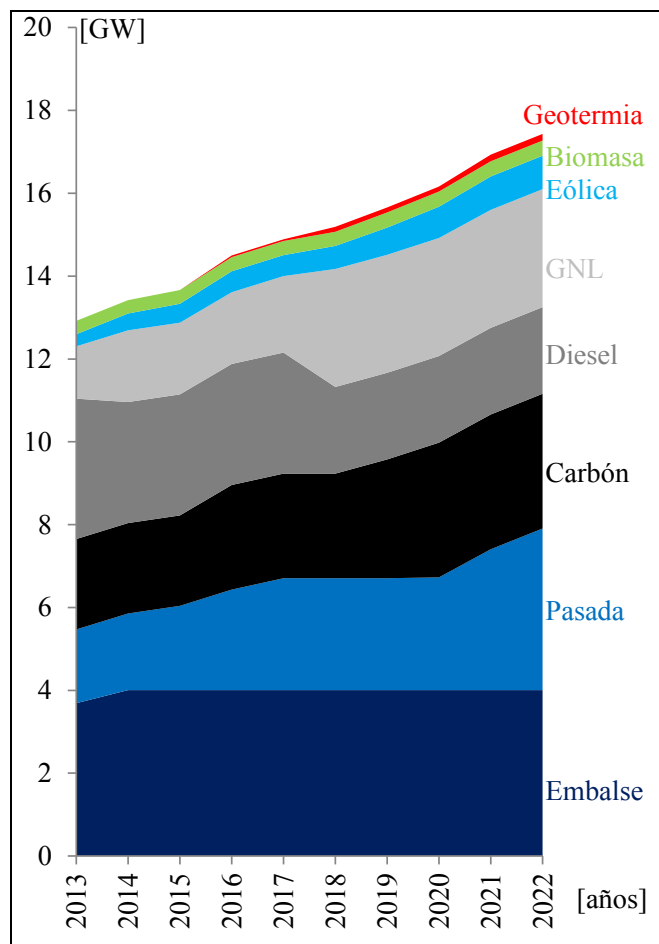


Figura 4-3: Expansión de potencia instalada del SIC entre los años 2013 y 2022
(CNE 2012b).

b) Descripción de la modelación de generadores térmicos y eólicos

El despacho óptimo de carga se calcula minimizando el costo de operación del sistema basándose en los costos variables de los generadores respetando las restricciones del sistema, modelo (4.1)-(4.8). Este despacho óptimo determina los costos y emisiones marginales en cada nodo.

Las tecnologías low-cost/must-run son geotermia, eólica y algunos generadores de biomasa, por sus bajos costos variables. Generadores térmicos carbón, GNL y diésel son despachados para suministrar la demanda eléctrica restante, respetando

la operación óptima económica del SIC, de acuerdo a los costos variables por tecnología de la Tabla 4-5.

Las tecnologías que utilizan combustibles fósiles son responsables de las emisiones de CO₂e, generadores diésel, carbón y GNL en orden descendente de emisiones de carbono. Generadores con combustible biomasa se asumen con factor de emisión cero debido a que durante la vida de la biomasa esta captura carbono. Ver el factor de emisión por tecnología en Tabla 4-5.

El factor de planta de generadores diésel, GNL, carbón y biomasa considera la indisponibilidad por mantención de estos. En el caso de tecnología geotermia y eólica el factor de planta dependen de la disponibilidad del recurso natural correspondiente, ver el factor de planta por tecnología en Tabla 4-5.

Tabla 4-5: Costo variable, factor de emisión de carbono y factor de planta por tecnología de generadores del SIC (CNE 2012b).

Tecnología	Costo Variable [US\$/MWh]	Factor de Emisión [tCO ₂ e/MWh]	Factor de Planta
Diésel	269	0,948	95%
GNL	122	0,594	97%
Biomasa	52	0	96%
Carbón	42	0,946	97%
Eólica	7,7	0	28%
Geotermia	2	0	80%

Los costos variables de generadores térmicos y eólicos se modulan según la duración horaria de cada bloque de demanda y se ponderan por el factor de descuento anual, de esta forma se representa la participación real del bloque en el costo total de la operación del SIC y se modela la importancia temporal del despacho. La ecuación (4.14) muestra el cálculo del costo variable por generador

ingresado al modelo, donde $\hat{C}_{v_{g,b,t}}$ es el costo variable por bloque y año de cada generador.

$$\hat{C}_{v_{g,b,t}} = \frac{Cv_g \cdot h_b \cdot \rho_t}{8760} \quad \forall g, b, t \quad (4.14)$$

Los límites de potencia para generadores térmicos y eólicos se determinan considerando el factor de planta (fp) según la ecuación (4.15). Es decir, la generación se modela fija dentro de un bloque de demanda.

$$\underline{P}_{g,b,t} = 0 \wedge \bar{P}_{g,b,t} = P_{\max,g} \cdot fp \quad \forall g, b, t \quad (4.15)$$

c) Descripción de la modelación de generadores hídricos de pasada y embalse

Para generadores de pasada y de embalse se consideraron costos variables y factor de emisión igual a cero.

Las restricciones de producción de electricidad de generadores de pasada y embalse dependen de la hidrología sorteada en cada año de simulación. La elección hidrológica es al azar en cada año y se calcula con la información real de estadísticas de años anteriores.

Para representar los escenarios hidrológicos, se utiliza la energía hídrica afluyente al SIC de 50 años de recolección de datos entre 1960 y 2009 (CNE 2012b). Además se agregan tres series hidrológicas más extremas creadas artificialmente, dos hidrologías secas y una húmeda manteniendo el promedio de la muestra original, de esta forma se cuenta con 53 factores de planta hídricos a escoger en cada año. Con esta información se calcula el factor de planta hídrico anual por hidrología ($fp_{hídrico,h}$) según (4.16).

$$fp_{hídrico,h} = \frac{E_{afluente,h}}{P_{hídrico,2012} \cdot 8760} \quad h=1 \dots 53 \quad (4.16)$$

Donde $E_{afluente,h}$ es la energía afluyente anual al SIC de la hidrología y $P_{hídrico,2012}$ es la potencia total instalada de generadores de embalse y pasada al año 2012.

La energía máxima generable en cada bloque de demanda para generadores de pasada se calcula en base al factor de planta hídrico anual sorteado ($fp_{hidro,t}$) y la potencia instalada del generador, según (4.17).

$$\underline{P}_{g,b,t} = 0 \wedge \overline{P}_{g,b,t} = P_{\max,g} \cdot fp_{hidro,t} \quad \forall g,b,t \quad (4.17)$$

La potencia máxima disponible para generadores de embalse en cada bloque es la potencia instalada ($P_{\max,g,t}$). En cambio, la energía máxima anual disponible para generadores de embalse estacionales se calcula con el factor de planta hídrico anual sorteado ($fp_{hidro,t}$) y la potencia instalada del generador, según (4.18).

$$H_{g_b,t} = fp_{hidro,t} \cdot P_{\max,g_b,t} \cdot 8760 \quad \forall g_b,t \quad (4.18)$$

La energía máxima anual disponible para generadores de embalse interanual se calcula con la suma de los factores de planta hídricos anuales sorteados hasta el año de simulación y la potencia instalada del generador, según (4.19).

$$\sum_{t \leq t} H_{g_i,t} = \sum_{t \leq t} fp_{hidro,t} \cdot P_{\max,g_i,t} \cdot 8760 \quad \forall g_i,t \quad (4.19)$$

4.4. Validación y Análisis de los Resultados de la Operación Óptima del SIC

Los resultados de la operación esperada del SIC muestran que la expansión de potencia instalada se ajusta al crecimiento de la demanda. Los costos medios variables del sistema se mantienen bajos y constantes (25,6 US\$/MWh) durante el horizonte de estudio debido al aporte hidráulico, mientras que los costos marginales (con promedio de 76,1 US\$/MWh), varían de acuerdo al cambio del mix de tecnología marginal (GNL, carbón y diésel) de cada periodo. Además, el mix de tecnología de expansión posee un equilibrio entre tecnologías emisoras de GEI y renovables, traduciéndose en un factor medio de emisión anual alrededor de

0,384 tCO₂e/MWh con valor peak de 0,416 tCO₂e/MWh debido al ingreso de 727 MW a carbón entre los años 2019 y 2020.

El costo marginal esperado del SIC baja de 77,36 US\$/MWh el año 2013 a 70,24 US\$/MWh el año 2014, producto de la entrada de 300 MW de generación de embalse, 100 MW de pasada y la reconversión de diésel a GNL de generadores en la barra Renca (343 MW). A su vez, entran en operación nuevas líneas de transmisión, ampliando la capacidad de transportar energía del sur hacia el centro del país (1500MW en 2014). Estos cambios en la topología del SIC entre los años 2013 y 2014 se traducen en un leve aumento en las emisiones marginales de 0,812 a 0,821 tCO₂e/MWh.

En los años 2015 y 2016 los costos marginales suben a 78,31 US\$/MWh producto del aumento de demanda la cual se suministra con mayor generación GNL (más costoso) y en menor medida con diésel, haciendo bajar las emisiones marginales a 0,805 tCO₂/MWh pues el factor de emisión del GNL es bajo (0,594 tCO₂e/MWh). El año 2017 se produce una disminución en el costo marginal bordeando los 68,72 US\$/MWh, debido a la expansión de la capacidad de transmisión de la línea Charrúa 500 – Ancoa 500kV, la cual transporta la energía hídrica del sur hacia el centro de demanda del país. Posteriormente, desde el año 2018 al 2022 el costo marginal aumenta sostenidamente debido a las frecuentes congestiones de transmisión en la zona centro del país llegando a 86,75 US\$/MWh (Transformador Cerro Navia 220/110kW).

A partir del año 2019 se produce una reducción en las emisiones marginales del SIC, de 0,792 tCO₂e/MWh en el 2018 a 0,730 tCO₂e/MWh el 2019, esto se debe

que a partir de este año el aumento de la demanda se suministra a través de mayor generación GNL, marginando un mayor número de este tipo de generadores por sobre generadores a carbón, disminuyendo las emisiones marginales de carbono. Lo descrito anteriormente se aprecia en la Figura 4-4.a y Figura 4-4.b.

4.4.1. Efecto de la hidrología

Los costos y emisiones marginales dependen de la hidrología sorteada, que se basa en 53 registros históricos. Realizados los sorteos hidrológicos, estos se categorizan en hidrologías húmedas, secas y media para facilitar la presentación de resultados. Las emisiones marginales en hidrologías húmedas promedian 0,832 tCO₂e/MWh y son mayores que en hidrologías medias con 0,819 tCO₂e/MWh y secas con 0,608 tCO₂e/MWh, ver Figura 4-4.d. Este resultado puede ser anti intuitivo (al menos en un principio) pero ocurre debido a que en hidrologías húmedas marginan generadores a carbón con altos factores de emisión de carbono, pero que poseen costos variables más bajos que generadores GNL, ver Figura 4-4.c.

El factor medio de emisión en series hidrológicas secas promedia 0,452 tCO₂e/MWh, en este caso la menor disponibilidad de energía hídrica debe ser remplazada por generación térmica contaminante. Por el contrario, en hidrologías medias y húmedas los factores medios de emisión promedian 0,380 tCO₂e/MWh y 0,318 tCO₂e/MWh respectivamente, ver Figura 4-4.e y Figura 4-4.f.

4.4.2. Descripción de la operación del SIC según región geográfica

En la zona Norte del SIC ocurre un desacople del resto del sistema producto de la congestión de la línea Pan de Azúcar 220 - Las Palmas 220 en el año 2016, ver

Figura 4-5. El costo marginal de la zona norte del SIC es mayor debido a que el flujo va en sentido sur – norte. Durante el desacople tiende a marginar generadores GNL con un alto costo variable pero bajo factor de emisión, ver Figura 4-4.g y Figura 4-4.h.

La congestión de la línea de transmisión Pan de Azúcar 220 - Las Palmas 220 desaparece a partir del año 2017 con la entrada en operación de un generador de ciclo combinado en la barra Diego de Almagro 220 y posteriormente con la construcción del sistema de 500 kV en la zona norte del país que opera a partir del año 2018.

La región Sur Costa se desacopla del resto del sistema producto de la congestión en la línea Charrúa 500 – Ancoa 500 entre los años 2015 y 2016. Esta línea transmite la energía hídrica del sur hacia el centro del país, ver Figura 4-5. Este desacople produce costos marginales más bajos en la región Sur Costa del SIC, pero esta diferencia no se ve reflejada en las emisiones marginales de carbono, ver Figura 4-4.g y Figura 4-4.h.

La congestión de la línea de transmisión Charrúa 500 – Ancoa 500 desaparece con la expansión al doble de su capacidad de transmisión en el año 2017.

La región Centro del SIC, donde se encuentra la mayor demanda eléctrica del sistema, se desacopla principalmente por la congestión del transformador Cerro Navia 220/110 a partir del año 2018. De esta forma, marginan generadores GNL con un alto costo variable y bajo factor de emisión, ver Figura 4-4.g y Figura 4-4.h.

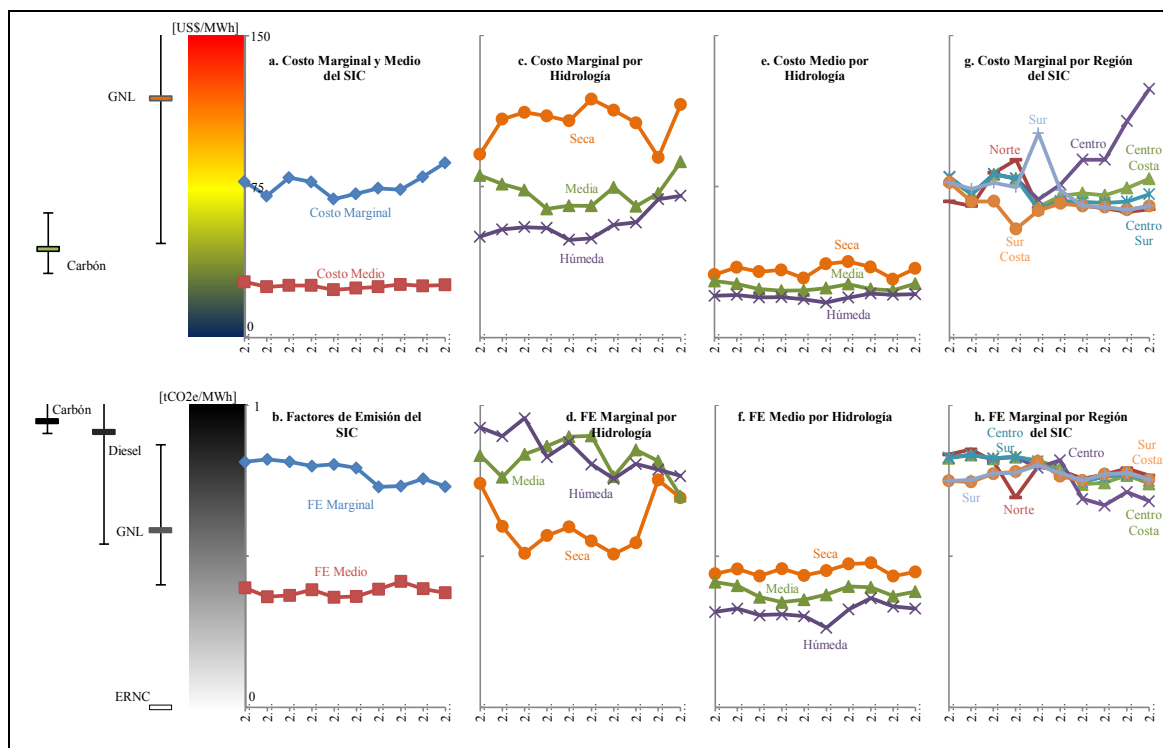


Figura 4-4: Resultados de costos y factores de emisión en la operación esperada del SIC, por serie hidrológica sorteada y por región geográfica.

4.4.3. Análisis de los costos e intensidades de emisión marginales nodales del SIC

Los nodos con mayor potencial de abatimiento de emisiones, es decir, aquellos con mayor intensidad marginal de carbono (IMC), están situados en la zona Centro del SIC entre las barras Rapel 220 a Cerro Navia 220 con un IMC nodal de 0,8 tCO₂e/MWh y en la zona Norte del SIC entre las barras Las Palmas 220 a Nogales 220 con un IMC de 0,799 tCO₂e/MWh. Sin embargo, en estas zonas se presentan bajos precios marginales locales (LMP) de energía comparados con otros nodos

del sistema, promediando 66,7 US\$/MWh en los nodos de la zona Centro del SIC y 69,9 US\$/MWh en los nodos de la zona Norte del SIC, ver Figura 4-5. Por lo tanto son nodos menos atractivos económicamente para el desarrollo de proyectos de generación, ver Figura 4-5.

En la zona Sur del SIC entre las barras Pichirropulli y Puerto Montt se presentan altos precios marginales de 80,2 US\$/MWh pero bajas intensidades marginales de carbono promediando 0,768 tCO₂e/MWh. Además, esta zona concentra un potencial energético de 3.228 GWh-año en futuros proyectos de energías renovables desglosado en 904 GWh-año de generadores de pasada¹⁰, 2.009 GWh-año de eólica¹¹ y un proyecto de 315 GWh-año (40 MW) de biomasa (Energía 2012), ver Figura 4-5. Si bien resulta rentable desarrollar proyectos renovables en estos nodos, no es eficiente desde el punto de vista de reducción de emisiones de carbono en el sistema.

La zona Norte del SIC presenta proyectos eólicos¹² futuros con una energía anual de 5.424 GWh-año (1.851 MW) y solar¹³ de 966 GWh-año (458 MW), pero los bajos precios marginales de energía (69,0 US\$/MWh) limitan el atractivo de desarrollar proyectos renovables en esta zona, ver Figura 4-5. Cabe notar que el Norte de Chile es una de las áreas de mayor potencial del mundo, donde el costo medio de generación solar fotovoltaica (considerando inversión 1800 US\$/kW y

¹⁰ 16 proyectos mini-hidro que suman 161.17 MW, entre ellos El Salto (20 MW), Casualidad (19.95 MW) y Río Blanco Hornopirén (18.2 MW).

¹¹ 6 proyectos eólicos que suman 675.5 MW, entre ellos San Pedro (216 MW), Ancud (120 MW), Pichihué (117,5), Chiloé (112 MW) y Renaico (106 MW).

¹² 15 proyectos eólicos que suman 1.851 MW, entre ellos Talinay Segunda Etapa (400 MW), Sarco (240 MW), Cabo Leones II (204 MW), San Juan de Chañaral de Aceituno (186) y Cabo Leones (170 MW).

¹³ 8 proyectos solares que suman 458 MW, entre ellos Diego de Almagro M (162 MW), Llano de Llampos (93,6 MW), Diego de Almagro F (90 MW) y Denersol III (30 MW).

retorno de 10%) es de 101,5 US\$/MWh, por lo que a precios bajos no rentan las instalaciones solares FV.

La zona Centro Sur presenta un potencial mini-hidro con una cartera de 7 proyectos a futuro sumando 64 MW. Además, la zona Sur Costa tiene un gran potencial eólico contando con 8 proyectos en estudio que suman 470 MW, siendo los más significativos Lebu Sur II (158 MW), Lebu Sur (108 MW) y Arauco (100 MW). También otras zonas con potencial de biomasa son la Sur Costa con un proyecto futuro de 20 MW y la zona Centro con un proyecto de biogás de 14 MW.

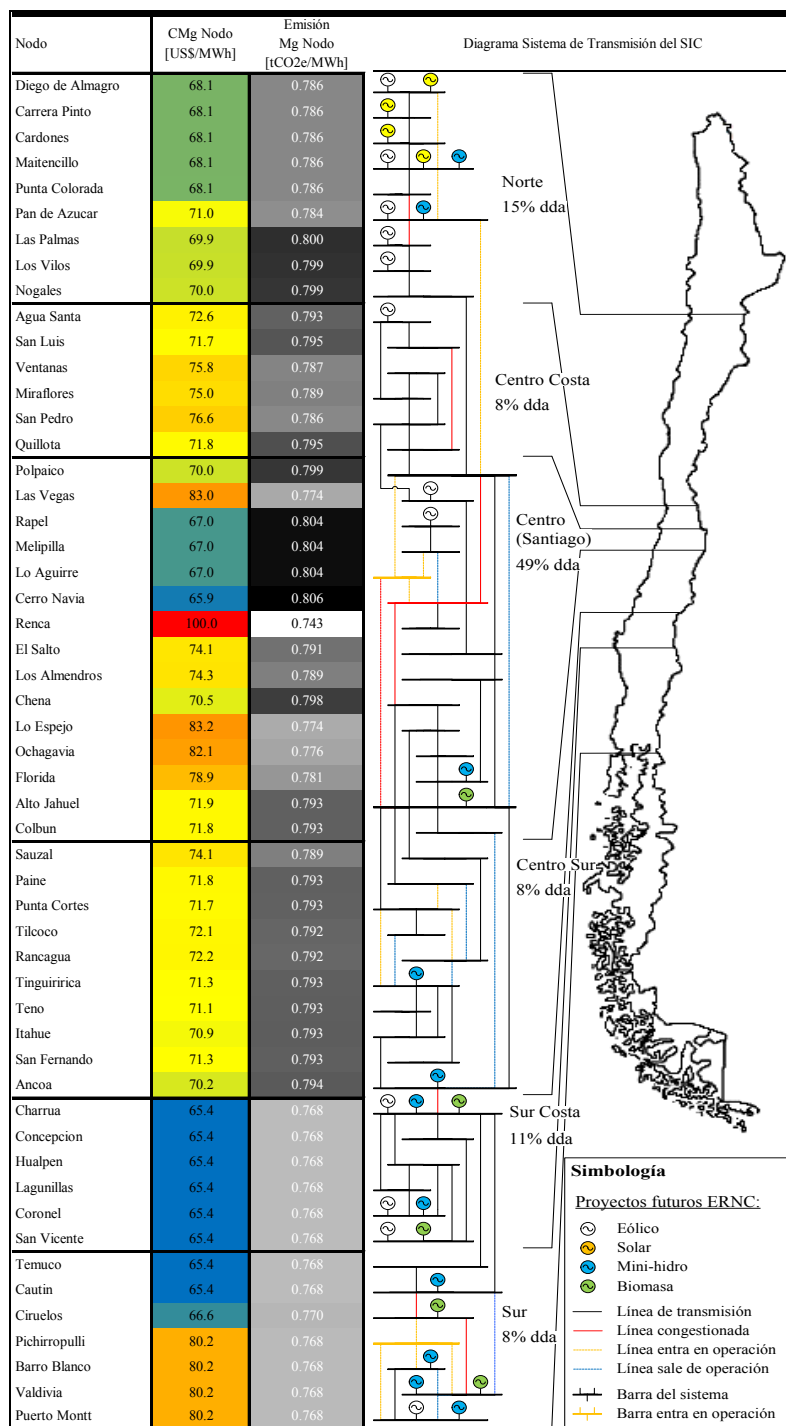


Figura 4-5: Costos y factores marginales nodales esperados durante el horizonte de estudio (2013-2022). Se presentan nodos con potencial de desarrollo de energías renovables (Energía 2012).

4.4.4. Implicancias económicas

El actual sistema de factores de emisiones medios (utilizado vía MDL) es ineficiente y produce indeseables subsidios cruzados, producto de ignorar las limitaciones espaciales de la red, la variabilidad hidráulica (usando valores esperados) y el potencial de los embalses. Para ejemplificar estas limitaciones se valoriza la reducción de emisiones de carbono de un mismo proyecto renovable, conectándolo en dos puntos, uno del Norte y otro del Sur del SIC (zonas con mayor potencial renovable del país.). Para esto se considera un pequeño generador de 20 MW eólico (pequeño para despreciar las necesidades de reserva), que genera 50 GWh-año, de acuerdo a los factores de emisión descritos en Tabla 4-6.

El proyecto en el norte abate (valor esperado del abatimiento) $0,79 \cdot 50 = 39,5$ MtCO_{2e}, mientras que en el sur el mismo proyecto abatiría $0,76 \cdot 50 = 38$ MtCO_{2e}. Es decir, en condiciones esperadas a lo largo del horizonte de análisis el abatimiento no es muy distinto, pues no se “esperan” muchas restricciones en el sistema. Sin embargo, el factor de emisiones del MDL considera un abatimiento mucho menor ($0,57 \cdot 50 = 28,5$ MtCO_{2e}), pues se desarrolla en base un promedio histórico (mirando hacia atrás) y no a valores esperados, ni marginales, ver Tabla 4-6.

El ejemplo anterior podría sugerir que el uso de factores marginales, no es muy necesario, pues en el largo plazo, los factores de emisión (marginales promedio) de ambos nodos se ven similares, por lo que ambos proyectos son recompensados con la misma cantidad abatida. Sin embargo, en cada condición hidrológica ambos

factores son muy distintos. Por ejemplo, en condición hidrológica muy húmeda los proyectos del sur abaten muy pocas emisiones, incluso en el año 2016 el factor de emisión de las 5 hidrología más húmedas es cero, mientras que las del norte serían 0,701 tCO₂e (ver Tabla 4-6), debido a las restricciones de transmisión¹⁴. En este caso, el uso de factores medios, que no refleja estas diferencias se convierte en un gran subsidio desde los generadores renovables del norte hacia los generadores del sur. Estas grandes diferencias se repiten bajo otras condiciones, por lo que considerar todas las posibles hidrologías, para luego utilizar el valor esperado, esconde la potencial ineficiencia de corto plazo asociada al uso de factores medios. Un problema similar a la falta de flexibilidad del factor de emisiones, está documentado en la literatura de “precios flexibles”, donde los precios son óptimos ex - ante e ineficientes ex – post, cuando se resuelven las incertidumbres.

¹⁴ Pan de Azúcar 220 – Las Palmas 220, Ciruelos 220 – Cautín 220 y Charrúa 500 – Ancoa 500.

Tabla 4-6: Potenciales de reducción de emisiones de carbono del SIC por zona geográfico en hidrología media y húmeda.

Fe medio SIC Modelo: 0,38 tCO₂e/MWh. - Fe medio MDL: 0,57 tCO₂e/MWh.

Condición Hidrológica Media (Valor esperado):				
Región	Energía Renovable Generada [GWh-año]	Factor de Emisión [tCO ₂ e/MWh]		Reducción emisiones [tCO ₂ e-año]
SIC Mg Medio	50	0,78	Mg	39
SIC Norte	50	0,79	Mg	40
SIC Sur	50	0,76	Mg	38
SIC - MDL	50	0,57	Medio	29
Condición hidrológica húmeda año 2016:				
Región	Energía Renovable Generada [GWh-año]	Factor de Emisión [tCO ₂ e/MWh]		Reducción emisiones [tCO ₂ e-año]
SIC Mg Medio	50	0,19	Mg	9
SIC Norte	50	0,70	Mg	35
SIC Sur	50	0,00	Mg	0
SIC - MDL	50	0,57	Medio	29

4.5. Conclusiones del Capítulo

El modelo hidrotérmico desarrollado calcula las emisiones marginales del sistema, entregando una señal precisa de las emisiones asociadas al consumo en cada nodo en cada periodo, entregándolas también para cada periodo y condición hidrológica. Esta misma señal sirve para cuantificar las emisiones abatidas por proyectos de energía renovable. La señal propuesta varía en el tiempo y en los nodos, de manera

similar a la variación de precios óptimos de energía en el tiempo y espacio que utilizan los mercados eléctricos.

Si bien ya existía una propuesta metodológica para abordar sistemas térmicos, este trabajo aporta a la literatura entregando, por primera vez, un modelo que acomoda las relaciones inter-temporales de los embalses, aportando consistencia inter-temporal a los cálculos de emisiones marginales, lo que permitiría extender esta teoría a países con sistemas hidrotérmicos, varios de los cuales son objetos de un simple, pero ineficiente, sistema de factores medios establecido mediante el protocolo de Kyoto (mercado MDL). Entre estos países se encuentran Brasil, China, India, Chile y otros.

La señal temporal y espacial es fundamental para incentivar la eficiencia económica en el abatimiento de emisiones del sistema, pues el abatimiento de emisiones asociado a un MWh eólico, es diferente si este se inyecta en la noche, el día, en el norte, en el sur, en un año seco o húmedo. Todos estos factores son ignorados al evaluar las reducciones de emisiones en proyectos MDL, pues se utilizan simples e ineficientes factores de emisión medios.

Los resultados confirman la importante dependencia de los precios marginales locales y de las intensidades marginales de carbono de la condición hidrológica del sistema y de las restricciones de transmisión, siendo fundamental conocer el estado de la transmisión y de la disponibilidad hidráulica para cuantificar el potencial real de abatimiento de un proyecto renovable.

Chile, uno de los 7 países con más proyectos MDL (luego de China, India, Brasil y otros), es uno de los potenciales beneficiarios de este tipo de metodologías. En

Chile (SIC), la restricción de transmisión de la línea Ancoa 500 - Charrúa 500kV que trae energía hidroeléctrica desde el sur al centro de consumo, desacopla al sistema SIC en dos subsistemas, alcanzando costos marginales y emisiones marginales radicalmente diferentes. Un efecto similar ocurre en la zona norte del SIC, con la congestión de la línea Pan de Azúcar 220 - Las Palmas 220kV. El potencial abatimiento de emisiones de un proyecto a cada lado de la restricción es fundamentalmente distinto. En el sur hidráulico y congestionado, los proyectos renovables abaten pocas emisiones, pues desplazan un mix de generación con un componente hidráulico importante.

Un problema para el desarrollo de proyectos renovables con el objetivo de reducir emisiones de carbono, es que las fuentes de los recursos renovables no coinciden con los puntos de mayor emisión de carbono en el sistema y tampoco con los nodos más atractivos (en términos de precios) para el desarrollo de proyectos, ver Figura 4-5. Es por esto que resulta necesario crear mecanismos que transfieran los incentivos correctos a los proyectos renovables con mayor potencial de reducción de emisiones.

Se recomienda mejorar el cálculo del factor de emisión con el que se evalúa la reducción de proyectos MDL, considerando las restricciones de transmisión y el efecto de la gestión óptima del agua de embalse y medidas marginales en lugar de medias, de esta forma se entregan incentivos correctos para el desarrollo de proyectos MDL en las zonas con mayor potencial de reducción de emisiones en sistemas hidrotérmicos de potencia.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJO A FUTURO

Los resultados obtenidos en los distintos modelos utilizados indican cómo las diversas características de los sistemas eléctricos (topología, impedancias, restricciones, ubicaciones de demandas y generadores, disponibilidad de recursos de generación) pueden influir sobre el despacho óptimo y los precios de energía en el espacio y en el tiempo. Estos precios son señales económicas e incentivos poderosos a la inversión de generación y al ahorro del consumo eléctrico en los diversos nodos. Además, en sistemas hidrotérmicos de potencia el valor estratégico del agua cumple un rol fundamental en el despacho óptimo de carga.

Las intensidades marginales de carbono (IMC) de los nodos y las intensidades sombra de carbono (ISC) de líneas de transmisión se ven afectadas por la dependencia temporal del despacho óptimo en sistemas hidrotérmicos de potencia, de la misma forma en que se afectan los precios marginales de la energía.

De este estudio se desprende que las emisiones de carbono en los sistemas eléctricos son afectadas por la gestión óptima del agua embalsada, obteniéndose la Intensidad Marginal de Carbono del Agua (IMCA) como indicador de este efecto.

Como trabajo a futuro se recomienda incorporar los índices de emisiones descritos en este trabajo (IMC, ISC e IMCA) como una herramienta para el diseño de políticas ambientales, ya que entregan información de las emisiones de carbono considerando la operación del sistema eléctrico y sus características hidrotérmicas y topológicas.

Por último, se recomienda que de la misma forma en que se considera el valor estratégico del agua de los generadores de embalse para la operación óptima de los sistemas hidrotérmicos, la intensidad marginal de carbono del agua (IMCA) puede ser utilizada para calcular las emisiones de carbono del sistema y cuantificar de forma más exacta la reducción de emisiones de carbono de pequeños proyectos de energías renovables o MDL.

BIBLIOGRAFIA

Barroso, L. A. and A. J. Conejo. Decision making under uncertainty in electricity markets. In *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE.* 2006, p. 3 pp.

Berry, T. and M. Jaccard The renewable portfolio standard:: design considerations and an implementation survey. *Energy Policy*, 2001, 29(4), 263-277.

Bertsekas, D. *Nonlinear Programming*. Edition ed.: Athena Scientific, 1999. ISBN 1886529000.

Bohn, R. E., M. C. Caramanis and F. C. Schweppe Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time. *The RAND Journal of Economics*, 1984, 15(3), 360-376.

Caramanis, M. C., R. E. Bohn and F. C. Schweppe Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 1982, PAS-101(9), 3234-3245.

Cne. Estudio de Transmisión Troncal. 2010.

Cne. Comisión Nacional de Energía. In.: <http://www.cne.cl/>, 2012a.

Cne. Fijación de Precios de Nudo Abril 2012 Sistema Interconectado Central (SIC) 2012b.

Conejo, A. J., E. Castillo, R. Mínguez and F. Milano Locational marginal price sensitivities. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2005, 20(4), 2026-2033.

Chaparro, I. and D. Watts Understanding Locational Marginal Prices (LMPs) and Strategic Value of Water in Optimal Dispatch. *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, 2012, 10(2), 1581-1588.

Chile. Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. In D. OFICIAL. *Ley N° 20.257*. 2008, vol. 1.

Chowdhury, B. H. and S. Rahman A review of recent advances in economic dispatch. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1990, 5(4), 1248-1259.

Ejebe, G. C., J. G. Waight, M. Sanots-Nieto and W. F. Tinney Fast calculation of linear available transfer capability. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2000, 15(3), 1112-1116.

Energía, C. Lista de Proyectos. In.: <http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>, 2012.

Enkvist, P., T. Nauclér and J. Rosander A cost curve for greenhouse gas reduction. *McKinsey Quarterly*, 2007, 1, 34.

Glatvitsch, H. and F. Alvarado Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1998, 13(3), 1013-1019.

Gómez-Expósito, A., A. J. Conejo and C. Cañizares *Electric energy systems: analysis and operation*. Edition ed.: CRC, 2008. ISBN 0849373654.

Granville, S., G. C. Oliveira, L. M. Thome, N. Campodonico, et al. Stochastic optimization of transmission constrained and large scale hydrothermal systems in a competitive framework. In *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*. 2003, vol. 2, p. 1106 Vol. 1102.

Grubb, M. and K. Neuhoﬀ Allocation and competitiveness in the EU emissions trading scheme: Policy overview. *Climate Policy*, 2006, 6(1), 7-30.

Houghton, J. T. *Climate change 1992*. Edition ed.: Cambridge University Press, 1992. ISBN 0521438292.

Kelman, M. P. N. C. R. Long-term hydro scheduling based on stochastic models. *EPSOM*, 1998, 98, 23-25.

Kirschen, D., R. Allan and G. Strbac Contributions of individual generators to loads and flows. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1997, 12(1), 52-60.

Litvinov, E., T. Zheng, G. Rosenwald and P. Shamsollahi Marginal loss modeling in LMP calculation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2004, 19(2), 880-888.

Miso. LMP Contour Map and Table. In.: www.midwestiso.org, 2012.

Molina, J. D. and H. Rudnick Transmission of Electric Energy: a Bibliographic Review. *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, 2010, 8(3), 245-258.

Nations, U. Methodological tool: "Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption". 2008.

Protocol, K. United Nations framework convention on climate change. *Kyoto Protocol*, Kyoto, 1997.

Reta, R. and A. Vargas New price system to mitigate marginal price volatility in electricity markets. *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, 2011, 9(5), 793-799.

Rggi. Program Design. In.: <http://www.rggi.org/design>, 2012.

Rudkevich, A., P. A. Ruiz and R. C. Carroll. Locational Carbon Footprint and Renewable Portfolio Policies: A Theory and its Implications for the Eastern Interconnection of the US. In *System Sciences (HICSS), 2011 44th Hawaii International Conference on*. 2011, p. 1-12.

Rudnick, H. *Second generation electricity reforms in Latin America and the California paradigm*. Edition ed.: Pontificia Universidad Católica de Chile, Instituto de Economía, 2002.

Rudnick, H., L. A. Barroso, S. Mocarquer and B. Bezerra A delicate balance in South America. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2008, 6(4), 22-35.

Rudnick, H., R. Palma and J. E. Fernandez Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1995, 10(2), 1125-1132.

Ruiz, P. A. and A. Rudkevich. Analysis of Marginal Carbon Intensities in Constrained Power Networks. In *System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on*. 2010, p. 1-9.

Stern, N. H. and G. Britain *Stern Review: The economics of climate change*. Edition ed.: HM treasury London, 2006.

Tanaka, M. and Y. Chen Emissions Trading in Forward and Spot Markets for Electricity. *Energy Journal-Cleveland*, 2012, 33(2), 195.

Warsono, W., C. S. Ozveren, D. J. King and D. Bradley. A review of the use of genetic algorithms in economic load dispatch. In *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*. 2008, p. 1-5.

Wu, F. F., N. Yixin and W. Ping Power transfer allocation for open access using graph theory-fundamentals and applications in systems without loopflow. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2000, 15(3), 923-929.

Xiaohong, G., P. B. Luh and Z. Lan Nonlinear approximation method in Lagrangian relaxation-based algorithms for hydrothermal scheduling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1995, 10(2), 772-778.

Xu, C. and T. J. Overbye An energy reference bus independent LMP decomposition algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2006, 21(3), 1041-1049.

Zhao, J., B. F. Hobbs and J. S. Pang Long-run equilibrium modeling of emissions allowance allocation systems in electric power markets. *Operations research*, 2010, 58(3), 529-548.

Zimmerman, R. D., S. Murillo, X. C. E. Nchez, et al. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. Power Systems, IEEE Transactions on, 2011, 26(1), 12-19.

Zoumas, C. E., A. G. Bakirtzis, J. B. Theocharis and V. Petridis A genetic algorithm solution approach to the hydrothermal coordination problem. Power Systems, IEEE Transactions on, 2004, 19(3), 1356-1364.

ANEXOS

ANEXO A : NOMENCLATURA CAPÍTULO 3

g	Generador de electricidad térmico, de pasada y eólico.
g_b	Generador de electricidad de embalse con regulación estacional.
g_t	Generador de electricidad de embalse con regulación anual.
k	Línea de transmisión eléctrica.
n	Nodo del sistema
b	Bloque de demanda eléctrica.
t	Año de estudio.
$P_{g,b,t}$	Potencia despachada del generador g , bloque b y año t .
$C_{g,b,t}(\cdot)$	Costo total de generación del generador g , bloque b y año t .
$l_{n,b,t}$	Demanda de potencia en el nodo n , bloque b y año t .
$\underline{P}_{g,b,t} \bar{P}_{g,b,t}$	Capacidad máxima de potencia de generador g , bloque b y año t .
h_b	Horas del bloque de demanda b .
$H_{g,t}$	Energía disponible nueva anual para generadores de embalse.
$\bar{P}_{b,t}$	Vector de generación de los generadores en bloque b y año t .
$\bar{l}_{b,t}$	Vector de demanda por nodo en bloque b y año t .
$F_{k,b,t}(\cdot)$	Flujo de potencia por la línea k , en bloque b y año t .
$\underline{f}_{k,t} \bar{f}_{k,t}$	Capacidad máxima de transmisión de la línea k .
$Cv_{g,b,t}$	Costo variable del generador g , bloque b y año t .
ρ_t	Factor de descuento anual.
Ψ_t	Matriz de sensibilidad de transmisión del sistema.
λ_{ref}	Precio marginal en el nodo de referencia.
λ_n	Precio marginal en el nodo n .
μ_k	Precio sombra de la línea de transmisión k .
$\psi_{n,k}$	Sensibilidad de transmisión del nodo n sobre la línea k .
n_0	Nodo en que varía marginalmente la demanda.
b_0	Bloque en que varía marginalmente la demanda.
t_0	Año en que varía marginalmente la demanda.
$d\bar{P}_{g,b,t}$	Redespacho del generador marginal g , bloque b y año t .
$\bar{C}v_{g,b,t}$	Costo variable de los generadores marginales.
dl_{n_0,b_0,t_0}	Cambio marginal de la demanda.
$d\bar{P}_{b,t}$	Vector de redespacho de generadores marginales.
$\bar{\Psi}_{b,t}$	Matriz de sensibilidad de transmisión reducida. Considera nodos y líneas de transmisión marginales.
ψ_{n_0,k,t_0}	Vector de sensibilidad de transmisión. Elementos del nodo n_0 sobre líneas marginales en b_0 y t_0 .
k_0	Línea en que varía marginalmente la capacidad de transmisión.
df_{k_0,b_0,t_0}	Cambio marginal de la capacidad de transmisión.
$\bar{\psi}_{k_0,b_0,t_0}$	Elementos de la matriz de sensibilidad de transmisión de la línea k_0 correspondientes a los nodos de los generadores marginales en b_0 y t_0 .
$\bar{\Psi}_{k,b,t}$	Matriz de sensibilidad de transmisión reducida. Considera nodos y líneas de transmisión marginales.

ANEXO B : NOMENCLATURA CAPÍTULO 4

g	Generador eléctrico térmico, de pasada y eólico.
g_b	Generador eléctrico de embalse con gestión estacional.
g_t	Generador eléctrico de embalse con gestión anual.
k	Línea de transmisión eléctrica.
n	Nodo del sistema
b	Bloque de demanda eléctrica.
t	Año de estudio.
$P_{g,b,t}$	Potencia despachada del generador g , bloque b y año t .
$Cv_{g,b,t}$	Costo variable del generador g , bloque b y año t .
ρ_t	Factor de descuento anual.
$I_{n,b,t}$	Demanda de potencia en el nodo n , bloque b y año t .
$\underline{P}_{g,b,t} \bar{P}_{g,b,t}$	Límites de potencia del generador g , bloque b y año t .
h_b	Horas del bloque de demanda b .
$H_{g,t}$	Energía disponible nueva anual para generador de embalse.
$\bar{P}_{b,t}$	Vector de despacho de los generadores en bloque b y año t .
$\bar{I}_{b,t}$	Vector de demanda por nodo en bloque b y año t .
Ψ_t	Matriz de sensibilidad de transmisión del sistema.
$\bar{f}_{k,t} \bar{f}_{k,t}$	Capacidad máxima de transmisión de la línea k .
$P_{n,b,t}$	Potencia requerida en nodo n , bloque b y año t . [MW]
$E_{.t}$	Energía eléctrica anual demandada estimada en el año t . [MWh]
$en_{.n,t}$	Porcentaje de demanda anual correspondiente al nodo n y año t . [%]
$eb_{.b}$	Porcentaje de demanda anual correspondiente al bloque b . [%]
h_b	Horas del año correspondiente al bloque b . [horas]

ANEXO C : PARÁMETROS DE ENTRADA DEL SIC MODELO HIDROTÉRMICO

Tabla C- 1: Parámetros generales modelo hidrotérmico SIC.

Base [MVA]	Años	Nº Bus	Nº Branch	Nº Gen	Bus Ref	Bloques	Punta [Hr]	Semi-Punta [Hr]	Valle [Hr]	Hidrologías	Nº Sim
100	13	80	160	256	13	3	1040	4072	3648	53	1000

Nº Embalse	Nº Term	Nº Pasada	Nº Fallas	Profundidad Falla	Mov agua anual	Embalse Anual	Tasa Dcto.	Nº Branch Relleno	Disponibilidad hidro	FP hidro Inicial
8	133	35	80	100%	1	1	10%	10	0.98	0.09

Tabla C- 2: Parámetros nodos del SIC.

BarNom	Bus Number	Base kV	Region
Diego de Almagro 220	1	220	Norte
Carrera Pinto 220	2	220	Norte
Cardones 500	3	500	Norte
Cardones 220	4	220	Norte
Maitencillo 500	5	500	Norte
Maitencillo 220	6	220	Norte
Punta Colorada 220	7	220	Norte
Pan de Azucar 500	8	500	Norte
Pan de Azucar 220	9	220	Norte
Las Palmas 220	10	220	Norte
Los Vilos 220	11	220	Norte
Nogales 220	12	220	Norte
Quillota 220	13	220	CentroCosta
Quillota 110	14	110	CentroCosta
San Luis 220	15	220	CentroCosta
Agua Santa 220	16	220	CentroCosta
Agua Santa 110	17	110	CentroCosta
Ventanas 110	18	110	CentroCosta
Miraflores 110	19	110	CentroCosta
San Pedro 110	20	110	CentroCosta
Polpaico 500 Aux	21	500	Centro
Polpaico 500	22	500	Centro
Polpaico 220	23	220	Centro
Lo Aguirre 500	24	500	Centro
Lo Aguirre 220	25	220	Centro
Melipilla 220	26	220	Centro
Rapel 220	27	220	Centro
El Salto 220	28	220	Centro
El Salto 110	29	110	Santiago
Cerro Navia 220	30	220	Centro
Cerro Navia 110	31	110	Santiago
Las Vegas 110	32	110	Santiago
Renca 110	33	110	Santiago
Chena 220	34	220	Centro
Chena 110	35	110	Santiago
Los Almendros 220	36	220	Centro
Los Almendros 110	37	110	Santiago
Florida 110	38	110	Santiago
Ochagavia 110	39	110	Santiago

Lo Espejo 110	40	110	Santiago
Colbun 220	41	220	Centro
Alto Jahuel 500 Aux	42	500	Centro
Alto Jahuel 500	43	500	Centro
Alto Jahuel 220	44	220	Centro
Alto Jahuel 110	45	110	Santiago
Alto Jahuel 154	46	154	CentroSur
Sauzal 110	47	110	CentroSur
Paine 220	48	220	CentroSur
Paine 154	49	154	CentroSur
Rancagua 154	50	154	CentroSur
Punta Cortes 220	51	220	CentroSur
Punta Cortes 154	52	154	CentroSur
Tinguiririca 220	53	220	CentroSur
Tinguiririca 154	54	154	CentroSur
Tilcoco 154	55	154	CentroSur
San Fernando 154	56	154	CentroSur
Teno 220	57	220	CentroSur
Teno 154	58	154	CentroSur
Itahue 220	59	220	CentroSur
Itahue 154	60	154	CentroSur
Ancoa 500 Aux	61	500	CentroSur
Ancoa 500	62	500	CentroSur
Ancoa 220	63	220	CentroSur
Charrua 154	64	154	SurCosta
Concepcion 220	65	220	SurCosta
Concepcion 154	66	154	SurCosta
San Vicente 154	67	154	SurCosta
Hualpen 220	68	220	SurCosta
Hualpen 154	69	154	SurCosta
Lagunillas 220	70	220	SurCosta
Coronel 154	71	154	SurCosta
Charrua 500	72	500	Sur
Charrua 220	73	220	Sur
Temuco 220	74	220	Sur
Cautin 220	75	220	Sur
Ciruelos 220	76	220	Sur
Pichirropulli 220	77	220	Sur
Valdivia 220	78	220	Sur
Barro Blanco 220	79	220	Sur
Puerto Montt 220	80	220	Sur

Tabla C- 3: Bloque de demanda alta por nodo y año [MW].

Bus Number	BarNom	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Diego de Almagro 220	105	112	120	126	132	136	146	155	164	174	184	194	194
2	Carrera Pinto 220	16	17	18	19	19	20	21	23	24	25	27	29	29
3	Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Cardones 220	231	246	263	295	329	347	369	390	412	435	458	483	483
5	Maitencillo 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Maitencillo 220	65	69	74	92	124	188	201	213	226	239	253	268	268
7	Punta Colorada 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Pan de Azucar 220	237	250	266	295	315	334	353	372	392	412	433	455	455
10	Las Palmas 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Los Vilos 220	45	48	50	53	56	59	62	65	69	72	75	79	79
12	Nogales 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Quillota 220	140	150	161	170	180	190	204	217	230	244	259	274	274
14	Quillota 110	5	6	6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	9
15	San Luis 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Agua Santa 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Agua Santa 110	87	91	96	101	106	112	117	122	128	133	139	146	146
18	Ventanas 110	53	56	60	62	65	67	72	76	80	85	90	95	95
19	Miraflores 110	171	180	190	200	209	219	230	241	253	265	277	290	290
20	San Pedro 110	27	28	30	31	33	35	36	38	40	41	43	45	45
21	Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Polpaico 220	345	367	393	438	472	510	544	577	611	648	684	723	723
24	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Lo Aguirre 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Melipilla 220	78	82	86	91	96	100	105	110	114	119	125	130	130
27	Rapel 220	40	42	44	48	51	53	55	58	60	63	66	69	69
28	El Salto 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	El Salto 110	267	280	296	311	327	343	359	375	392	410	428	447	447
30	Cerro Navia 220	29	31	33	34	35	35	37	38	40	41	43	45	45
31	Cerro Navia 110	482	508	538	562	588	612	641	670	700	731	763	797	797
32	Las Vegas 110	89	94	100	105	110	115	121	127	134	141	148	155	155
33	Renca 110	135	141	149	157	165	173	181	189	198	207	216	226	226
34	Chena 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Chena 110	134	141	150	157	164	171	178	186	194	203	212	221	221
36	Los Almendros 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Los Almendros 110	276	290	306	322	338	354	371	388	405	423	442	461	461
38	Florida 110	237	249	263	276	290	303	318	332	347	362	378	395	395

39	Ochagavia 110	279	293	310	325	341	357	374	391	408	426	445	465	465
40	Lo Espejo 110	232	244	258	270	282	294	308	322	336	351	367	384	384
41	Colbun 220	46	49	52	54	55	57	60	64	68	72	77	81	81
42	Alto Jahuel 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Alto Jahuel 220	240	256	275	282	290	297	318	339	359	382	404	428	428
45	Alto Jahuel 110	42	44	46	48	51	53	56	58	61	63	66	69	69
46	Alto Jahuel 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	Sauzal 110	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
48	Paine 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	Paine 154	25	26	28	29	30	31	32	34	35	37	38	40	40
50	Rancagua 154	146	154	163	173	182	192	202	212	223	234	245	257	257
51	Punta Cortes 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Punta Cortes 154	22	23	24	25	26	27	28	29	30	32	33	34	34
53	Tinguiririca 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	Tinguiririca 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	Tilcoco 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	San Fernando 154	87	91	96	101	106	111	116	121	126	132	138	144	144
57	Teno 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	Teno 154	75	79	83	88	92	96	101	106	111	116	122	128	128
59	Itahue 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	Itahue 154	141	148	156	164	173	181	190	198	207	217	226	236	236
61	Ancoa 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	Ancoa 220	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7
64	Charrua 154	199	209	221	235	247	260	273	286	299	313	327	342	342
65	Concepcion 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	Concepcion 154	178	187	198	209	220	230	242	254	266	278	291	305	305
67	San Vicente 154	148	157	168	177	185	193	206	218	231	245	258	273	273
68	Hualpen 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	Hualpen 154	43	46	50	54	58	62	66	70	74	79	84	89	89
70	Lagunillas 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	Coronel 154	70	73	77	81	85	89	93	97	102	107	111	116	116
72	Charrua 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	Charrua 220	66	71	76	71	73	75	80	85	90	95	101	107	107
74	Temuco 220	169	177	187	197	208	218	229	239	250	261	273	285	285
75	Cautin 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	Ciruelos 220	8	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13	13
77	Pichirropulli 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
78	Valdivia 220	84	88	93	98	103	108	114	119	124	130	136	142	142
79	Barro Blanco 220	79	82	87	92	97	102	107	112	117	122	127	133	133
80	Puerto Montt 220	140	146	154	163	172	181	190	199	207	217	227	237	237

Tabla C- 4: Bloque de demanda media por nodo y año [MW].

Bus Number	BarNom	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Diego de Almagro 220	102	109	116	122	128	132	141	150	159	169	178	188	188
2	Carrera Pinto 220	16	17	18	18	19	19	21	22	24	25	26	28	28
3	Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Cardones 220	220	234	250	282	314	332	353	373	394	416	439	462	462
5	Maitencillo 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Maitencillo 220	62	66	71	88	120	182	195	207	219	232	246	260	260
7	Punta Colorada 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Pan de Azucar 220	219	232	246	274	293	310	329	346	364	384	403	424	424
10	Las Palmas 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Los Vilos 220	41	43	45	48	50	53	56	59	62	65	68	71	71
12	Nogales 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Quillota 220	137	147	157	167	176	187	200	213	226	239	254	268	268
14	Quillota 110	5	5	5	5	6	6	6	7	7	7	8	8	8
15	San Luis 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Agua Santa 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Agua Santa 110	77	80	85	89	94	99	104	108	113	118	123	129	129
18	Ventanas 110	51	54	58	60	62	65	69	73	77	82	86	91	91
19	Miraflores 110	154	161	171	179	188	197	207	217	227	238	249	261	261
20	San Pedro 110	24	25	26	28	29	31	32	33	35	37	38	40	40
21	Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Polpaico 220	332	354	379	423	457	493	526	558	591	627	662	700	700
24	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Lo Aguirre 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Melipilla 220	69	73	77	81	85	89	93	97	101	106	111	116	116
27	Rapel 220	35	37	39	42	45	47	49	52	54	56	59	61	61
28	El Salto 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	El Salto 110	236	248	262	275	289	303	318	332	347	362	378	395	395
30	Cerro Navia 220	29	31	33	33	34	35	36	37	39	40	42	44	44
31	Cerro Navia 110	437	460	488	509	532	554	580	606	633	661	690	721	721
32	Las Vegas 110	83	88	94	98	103	107	113	119	126	132	139	146	146
33	Renca 110	119	125	132	139	146	153	160	168	175	183	191	200	200
34	Chena 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Chena 110	121	128	135	141	148	154	161	168	175	183	191	199	199
36	Los Almendros 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Los Almendros 110	245	257	271	285	299	314	329	343	359	375	391	409	409
38	Florida 110	210	221	233	245	257	269	282	295	308	321	336	351	351

39	Ochagavia 110	249	262	277	290	304	318	333	348	363	379	396	414	414
40	Lo Espejo 110	209	220	233	243	254	264	277	290	303	316	330	345	345
41	Colbun 220	45	48	51	52	54	55	59	63	67	71	75	79	79
42	Alto Jahuel 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Alto Jahuel 220	235	251	270	277	284	292	312	332	352	374	396	419	419
45	Alto Jahuel 110	37	39	41	43	45	47	49	52	54	56	59	61	61
46	Alto Jahuel 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	Sauzal 110	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
48	Paine 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	Paine 154	23	24	26	27	28	28	30	31	32	34	35	37	37
50	Rancagua 154	134	141	150	158	167	176	185	195	205	215	225	236	236
51	Punta Cortes 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Punta Cortes 154	20	21	23	23	24	25	26	27	28	29	31	32	32
53	Tinguiririca 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	Tinguiririca 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	Tilcoco 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	San Fernando 154	78	81	86	90	94	99	103	108	113	118	123	128	128
57	Teno 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	Teno 154	68	71	76	79	83	87	92	96	101	106	111	116	116
59	Itahue 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	Itahue 154	125	131	138	145	153	160	168	175	183	191	200	209	209
61	Ancoa 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	Ancoa 220	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6
64	Charrua 154	178	187	197	209	220	232	244	255	267	279	292	305	305
65	Concepcion 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	Concepcion 154	160	169	179	189	198	208	219	229	240	251	263	275	275
67	San Vicente 154	142	151	162	170	178	186	198	210	223	236	249	263	263
68	Hualpen 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	Hualpen 154	43	45	49	53	57	60	65	69	73	77	82	87	87
70	Lagunillas 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	Coronel 154	63	66	70	73	76	80	84	88	92	96	100	105	105
72	Charrua 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	Charrua 220	65	69	74	69	71	73	78	83	88	93	99	104	104
74	Temuco 220	149	156	165	174	183	192	202	211	220	230	240	251	251
75	Cautin 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	Ciruelos 220	7	7	8	8	9	9	9	10	10	11	11	12	12
77	Pichirropulli 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
78	Valdivia 220	74	78	82	87	91	96	101	106	110	116	121	126	126
79	Barro Blanco 220	69	72	76	81	85	90	94	98	103	107	112	117	117
80	Puerto Montt 220	123	129	136	144	151	160	167	175	183	191	199	208	208

Tabla C- 5: Bloque de demanda baja por nodo y año [MW].

Bus Number	BarNom	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Diego de Almagro 220	102	108	116	122	128	132	141	150	159	168	178	188	188
2	Carrera Pinto 220	16	17	19	19	20	20	21	23	24	26	27	29	29
3	Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Cardones 220	208	221	237	268	300	318	338	358	378	400	422	445	445
5	Maitencillo 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Maitencillo 220	59	63	68	85	118	182	194	206	219	232	246	260	260
7	Punta Colorada 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Pan de Azucar 220	188	199	212	238	256	271	288	304	320	337	355	374	374
10	Las Palmas 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Los Vilos 220	31	33	35	37	39	41	44	46	48	50	53	55	55
12	Nogales 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Quillota 220	141	151	162	172	182	192	206	219	232	247	261	276	276
14	Quillota 110	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6
15	San Luis 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Agua Santa 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Agua Santa 110	56	58	62	65	68	72	75	79	82	86	90	94	94
18	Ventanas 110	49	52	56	58	61	63	67	71	75	80	84	89	89
19	Miraflores 110	118	125	132	139	145	152	160	167	175	184	193	202	202
20	San Pedro 110	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	28
21	Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Polpaico 220	327	349	374	418	451	488	521	553	587	622	658	695	695
24	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Lo Aguirre 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Melipilla 220	51	53	56	59	62	65	68	71	74	77	81	84	84
27	Rapel 220	26	28	29	32	34	36	37	39	41	42	44	46	46
28	El Salto 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	El Salto 110	171	180	190	199	209	219	230	240	251	262	274	286	286
30	Cerro Navia 220	29	31	34	34	35	36	37	39	40	42	43	45	45
31	Cerro Navia 110	348	367	390	406	423	439	460	480	502	524	547	571	571
32	Las Vegas 110	75	79	84	88	92	96	102	107	113	119	125	131	131
33	Renca 110	87	91	96	101	106	111	116	122	127	133	139	145	145
34	Chena 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Chena 110	96	101	107	112	116	121	126	132	137	143	149	156	156
36	Los Almendros 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Los Almendros 110	179	188	199	209	219	229	240	251	262	273	286	298	298
38	Florida 110	155	162	172	180	189	198	207	216	226	236	246	257	257

39	Ochagavia 110	186	196	207	217	227	237	249	259	271	283	295	308	308
40	Lo Espejo 110	163	172	182	190	197	205	215	225	235	245	256	268	268
41	Colbun 220	46	49	52	54	55	56	60	64	68	72	77	81	81
42	Alto Jahuel 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Alto Jahuel 220	242	259	278	285	293	300	321	342	363	385	408	432	432
45	Alto Jahuel 110	27	28	30	31	33	34	36	38	39	41	43	45	45
46	Alto Jahuel 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	Sauzal 110	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
48	Paine 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	Paine 154	20	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29	31	31
50	Rancagua 154	111	118	125	133	140	147	155	163	172	181	190	199	199
51	Punta Cortes 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Punta Cortes 154	18	19	20	21	21	22	23	23	24	25	27	28	28
53	Tinguiririca 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	Tinguiririca 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	Tilcoco 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	San Fernando 154	58	61	64	67	70	73	77	80	84	87	91	95	95
57	Teno 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	Teno 154	54	57	61	64	66	69	73	77	81	85	89	93	93
59	Itahue 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	Itahue 154	90	94	100	105	110	115	121	126	132	138	144	151	151
61	Ancoa 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	Ancoa 220	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4
64	Charrua 154	133	140	148	157	165	174	183	191	200	210	219	230	230
65	Concepcion 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	Concepcion 154	126	132	140	148	156	163	172	180	189	198	207	217	217
67	San Vicente 154	138	148	158	166	174	182	194	206	218	231	244	258	258
68	Hualpen 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	Hualpen 154	44	47	50	54	58	62	67	71	75	80	84	89	89
70	Lagunillas 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	Coronel 154	48	51	54	56	59	61	64	67	71	74	77	81	81
72	Charrua 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	Charrua 220	66	70	75	70	72	74	79	84	89	95	100	106	106
74	Temuco 220	107	112	118	124	131	137	144	150	157	164	172	179	179
75	Cautin 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	Ciruelos 220	5	5	6	6	6	6	7	7	7	8	8	8	8
77	Pichirropulli 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
78	Valdivia 220	55	58	61	64	67	71	74	78	82	85	89	94	94
79	Barro Blanco 220	49	51	54	57	60	63	67	70	73	76	79	83	83
80	Puerto Montt 220	87	91	96	102	107	113	119	124	129	135	141	148	148

Tabla C- 6: Parámetros líneas de transmisión del SIC.

LinINum	LinBarA	LinBarB	LinFecOpeIni	LinFecOpeFin	F Bus	T Bus	Br R	Br X	Rate A	Rate B	Rate C	Ang Min	Ang Max
1	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	*	*	1	2	0.0151	0.0611	220	220	220	-360	360
2	Carrera Pinto 220	Cardones 220	*	*	2	4	0.0144	0.0585	220	220	220	-360	360
3	Pan de Azucar 500	Polpaico 500	jul-17	*	8	22	0.0020	0.0112	1500	1500	1500	-360	360
4	Pan de Azucar 500	Pan de Azucar 220	jul-17	*	8	9	0.0002	0.0195	750	750	750	-360	360
5	Pan de Azucar 500	Maitencillo 500	jul-17	*	8	5	0.0009	0.0054	1500	1500	1500	-360	360
6	Maitencillo 500	Maitencillo 220	jul-17	*	5	6	0.0002	0.0195	750	750	750	-360	360
7	Maitencillo 500	Cardones 500	jul-17	*	5	3	0.0006	0.0037	1500	1500	1500	-360	360
8	Cardones 500	Cardones 220	jul-17	*	3	4	0.0001	0.0098	1500	1500	1500	-360	360
9	Cardones 220	Diego de Almagro 220	jul-17	*	4	1	0.0304	0.1213	290	290	290	-360	360
10	Cardones 220	Maitencillo 220	*	*	4	6	0.0091	0.0363	490	490	490	-360	360
11	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	*	*	6	7	0.0111	0.0441	259	259	259	-360	360
12	Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	*	*	7	9	0.0089	0.0356	259	259	259	-360	360
13	Pan de Azucar 220	Las Palmas 220	*	*	9	10	0.0145	0.0646	274	274	274	-360	360
14	Las Palmas 220	Los Vilos 220	*	*	10	11	0.0070	0.0312	275	275	275	-360	360
15	Los Vilos 220	Nogales 220	*	*	11	12	0.0097	0.0386	320	320	320	-360	360
16	Nogales 220	Quillota 220	*	oct-11	12	13	0.0031	0.0121	320	320	320	-360	360
17	Nogales 220	Polpaico 220	nov-11	*	12	23	0.0010	0.0122	1500	1500	1500	-360	360
18	Quillota 220	Polpaico 220	*	*	13	23	0.0010	0.0121	1145	1145	1145	-360	360
19	San Luis 220	Quillota 220	*	*	15	13	0.0002	0.0022	1520	1520	1520	-360	360
20	Agua Santa 220	San Luis 220	*	*	16	15	0.0034	0.0194	321	321	321	-360	360
21	Agua Santa 220	Agua Santa 110	*	*	16	17	0.0000	0.0419	10000	10000	10000	-360	360
22	Quillota 220	Quillota 110	*	*	13	14	0.0006	0.0485	10000	10000	10000	-360	360
23	San Pedro 110	Quillota 110	*	*	20	14	0.0002	0.0008	10000	10000	10000	-360	360
24	Ventanas 110	San Pedro 110	*	*	18	20	0.0139	0.0480	10000	10000	10000	-360	360

25	Miraflores 110	San Pedro 110	*	*	19	20	0.0270	0.0455	10000	10000	10000	-360	360
26	Ventanas 110	Miraflores 110	*	*	18	19	0.0144	0.0539	10000	10000	10000	-360	360
27	Agua Santa 110	Miraflores 110	*	*	17	19	0.0025	0.0067	10000	10000	10000	-360	360
28	Las Vegas 110	San Pedro 110	*	*	32	20	0.0078	0.0438	10000	10000	10000	-360	360
29	Cerro Navia 110	Las Vegas 110	*	*	31	32	0.0316	0.1162	10000	10000	10000	-360	360
30	El Salto 110	Los Almendros 110	*	*	29	37	0.0069	0.0257	10000	10000	10000	-360	360
31	El Salto 110	Cerro Navia 110	*	*	29	31	0.0207	0.0545	10000	10000	10000	-360	360
32	Cerro Navia 110	Renca 110	*	*	31	33	0.0017	0.0110	10000	10000	10000	-360	360
33	Ochagavia 110	Florida 110	*	*	39	38	0.0085	0.0256	10000	10000	10000	-360	360
34	Florida 110	Los Almendros 110	*	*	38	37	0.0101	0.0315	10000	10000	10000	-360	360
35	Cerro Navia 110	Chena 110	*	*	31	35	0.0053	0.0189	10000	10000	10000	-360	360
36	Chena 110	Lo Espejo 110	*	*	35	40	0.0003	0.0015	10000	10000	10000	-360	360
37	Lo Espejo 110	Ochagavia 110	*	*	40	39	0.0021	0.0091	10000	10000	10000	-360	360
38	Alto Jahuel 110	Lo Espejo 110	*	*	45	40	0.0080	0.0288	10000	10000	10000	-360	360
39	Alto Jahuel 110	Florida 110	*	*	45	38	0.0112	0.0255	10000	10000	10000	-360	360
40	Chena 220	Chena 110	*	*	34	35	0.0026	0.0261	10000	10000	10000	-360	360
41	Cerro Navia 220	Cerro Navia 110	*	*	30	31	0.0002	0.0163	735	735	735	-360	360
42	Cerro Navia 220	Polpaico 220	*	mar-12	30	23	0.0032	0.0125	620	620	620	-360	360
43	Cerro Navia 220	Polpaico 220	abr-12	*	30	23	0.0032	0.0126	620	620	620	-360	360
44	Chena 220	Cerro Navia 220	*	*	34	30	0.0013	0.0050	400	400	400	-360	360
45	Melipilla 220	Cerro Navia 220	*	jun-15	26	30	0.0059	0.0229	10000	10000	10000	-360	360
46	Rapel 220	Melipilla 220	*	mar-18	27	26	0.0059	0.0229	10000	10000	10000	-360	360
47	Melipilla 220	Lo Aguirre 220	jul-15	mar-18	26	25	0.0044	0.0172	10000	10000	10000	-360	360
48	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	jul-15	feb-17	25	30	0.0015	0.0057	10000	10000	10000	-360	360
49	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	mar-17	*	25	30	0.0003	0.0039	1500	1500	1500	-360	360
50	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220	jul-15	jul-16	24	25	0.0002	0.0195	771	771	771	-360	360
51	Alto Jahuel 500 Aux	Lo Aguirre 500	jul-15	jul-16	42	24	0.0004	0.0042	1400	1400	1400	-360	360
52	Lo Aguirre 500	Polpaico 500 Aux	jul-15	jul-16	24	21	0.0003	0.0037	1400	1400	1400	-360	360
53	Polpaico 220	El Salto 220	*	*	23	28	0.0017	0.0162	10000	10000	10000	-360	360

54	El Salto 220	El Salto 110	*	*	28	29	0.0026	0.0261	10000	10000	10000	-360	360
55	Alto Jahuel 220	Chena 220	*	*	44	34	0.0012	0.0068	920	920	920	-360	360
56	Colbun 220	Alto Jahuel 220	*	*	41	44	0.0095	0.0475	10000	10000	10000	-360	360
57	Los Almendros 220	Alto Jahuel 220	*	*	36	44	0.0025	0.0174	10000	10000	10000	-360	360
58	Los Almendros 220	Los Almendros 110	*	*	36	37	0.0026	0.0261	10000	10000	10000	-360	360
59	Polpaico 500	Polpaico 220	*	*	22	23	0.0001	0.0098	1543	1543	1543	-360	360
60	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 500 Aux	*	*	43	42	0.0000	0.0000	1401	1401	1401	-360	360
61	Polpaico 500	Polpaico 500 Aux	*	*	22	21	0.0000	0.0000	1402	1402	1402	-360	360
62	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	*	*	43	44	0.0001	0.0098	1543	1543	1543	-360	360
63	Alto Jahuel 500 Aux	Polpaico 500 Aux	*	jun-15	42	21	0.0006	0.0079	10000	10000	10000	-360	360
64	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	*	*	61	43	0.0026	0.0133	10000	10000	10000	-360	360
65	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	mar-13	*	61	43	0.0025	0.0133	10000	10000	10000	-360	360
66	Alto Jahuel 500 Aux	Polpaico 500 Aux	mar-13	jun-16	42	21	0.0007	0.0077	10000	10000	10000	-360	360
67	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	jul-13	*	61	43	0.0025	0.0133	10000	10000	10000	-360	360
68	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 110	*	*	44	45	0.0003	0.0155	10000	10000	10000	-360	360
69	Sauzal 110	Alto Jahuel 110	*	*	47	45	0.0364	0.1062	10000	10000	10000	-360	360
70	Sauzal 110	Rancagua 154	*	*	47	50	0.0166	0.0852	10000	10000	10000	-360	360
71	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 154	*	*	44	46	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
72	Alto Jahuel 154	Paine 154	*	jul-14	46	49	0.0061	0.0283	10000	10000	10000	-360	360
73	Paine 154	Rancagua 154	*	jul-14	49	50	0.0147	0.0701	10000	10000	10000	-360	360
74	Alto Jahuel 154	Punta Cortes 154	*	jul-14	46	52	0.0249	0.1132	10000	10000	10000	-360	360
75	Punta Cortes 154	Tilcoco 154	*	jun-12	52	55	0.0086	0.0351	128	128	128	-360	360
76	Teno 154	Itahue 154	*	jul-14	58	60	0.0125	0.0597	198	198	198	-360	360
77	Itahue 220	Itahue 154	*	*	59	60	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
78	Tinguiririca 154	Itahue 154	*	jul-14	54	60	0.0227	0.1051	198	198	198	-360	360
79	Tilcoco 154	Tinguiririca 154	may-12	jul-14	55	54	0.0111	0.0467	198	198	198	-360	360
80	Tinguiririca 154	Teno 154	*	jul-14	54	58	0.0122	0.0516	198	198	198	-360	360
81	Tinguiririca 154	San Fernando 154	*	*	54	56	0.0073	0.0284	198	198	198	-360	360
82	Paine 220	Paine 154	ago-14	*	48	49	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360

83	Punta Cortes 220	Punta Cortes 154	ago-14	*	51	52	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
84	Tinguiririca 220	Tinguiririca 154	ago-14	*	53	54	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
85	Teno 220	Teno 154	ago-14	*	57	58	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
86	Alto Jahuel 220	Paine 220	ago-14	*	44	48	0.0028	0.0134	256	256	256	-360	360
87	Paine 220	Punta Cortes 220	ago-14	*	48	51	0.0071	0.0340	256	256	256	-360	360
88	Alto Jahuel 220	Punta Cortes 220	ago-14	*	44	51	0.0100	0.0474	256	256	256	-360	360
89	Punta Cortes 220	Tinguiririca 220	ago-14	*	51	53	0.0041	0.0198	566	566	566	-360	360
90	Tinguiririca 220	Teno 220	ago-14	*	53	57	0.0063	0.0299	283	283	283	-360	360
91	Teno 220	Itahue 220	ago-14	*	57	59	0.0061	0.0292	283	283	283	-360	360
92	Tinguiririca 220	Itahue 220	ago-14	*	53	59	0.0124	0.0591	283	283	283	-360	360
93	Punta Cortes 154	Rancagua 154	ago-14	*	52	50	0.0022	0.0081	358	358	358	-360	360
94	Alto Jahuel 220	Punta Cortes 220	abr-16	*	44	51	0.0020	0.0170	500	500	500	-360	360
95	Punta Cortes 220	Tinguiririca 220	abr-16	*	51	53	0.0028	0.0236	500	500	500	-360	360
96	Tinguiririca 220	Itahue 220	abr-16	*	53	59	0.0023	0.0194	500	500	500	-360	360
97	Punta Cortes 154	Rancagua 154	abr-16	*	52	50	0.0022	0.0081	358	358	358	-360	360
98	Tinguiririca 154	San Fernando 154	abr-16	*	54	56	0.0073	0.0284	198	198	198	-360	360
99	Paine 220	Paine 154	abr-16	*	48	49	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
100	Punta Cortes 220	Punta Cortes 154	abr-16	*	51	52	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
101	Tinguiririca 220	Tinguiririca 154	abr-16	*	53	54	0.0002	0.0320	10000	10000	10000	-360	360
102	Ancoa 220	Itahue 220	*	ene-17	63	59	0.0029	0.0278	400	400	400	-360	360
103	Ancoa 500	Ancoa 500 Aux	*	jul-13	62	61	0.0000	0.0000	1900	1900	1900	-360	360
104	Ancoa 500	Ancoa 220	*	mar-16	62	63	0.0002	0.0195	771	771	771	-360	360
105	Colbun 220	Ancoa 220	sep-12	jun-13	41	63	0.0000	0.0000	10000	10000	10000	-360	360
106	Charrua 220	Charrua 154	*	*	73	64	0.0005	0.0280	10000	10000	10000	-360	360
107	Concepcion 154	Charrua 154	*	*	66	64	0.0402	0.1224	10000	10000	10000	-360	360
108	San Vicente 154	Concepcion 154	*	*	67	66	0.0037	0.0099	10000	10000	10000	-360	360
109	Hualpen 154	San Vicente 154	*	*	69	67	0.0012	0.0043	10000	10000	10000	-360	360
110	Hualpen 220	Hualpen 154	*	*	68	69	0.0006	0.0322	10000	10000	10000	-360	360
111	Hualpen 154	Coronel 154	*	*	69	71	0.0108	0.0417	10000	10000	10000	-360	360

112	Charrua 220	Concepcion 220	*	*	73	65	0.0066	0.0291	600	600	600	-360	360
113	Concepcion 220	Concepcion 154	*	jun-13	65	66	0.0005	0.0300	10000	10000	10000	-360	360
114	Charrua 220	Lagunillas 220	abr-12	*	73	70	0.0057	0.0433	300	300	300	-360	360
115	Lagunillas 220	Coronel 154	*	*	70	71	0.0003	0.0200	10000	10000	10000	-360	360
116	Lagunillas 220	Hualpen 220	*	*	70	68	0.0019	0.0094	10000	10000	10000	-360	360
117	Charrua 220	Hualpen 220	*	*	73	68	0.0064	0.0485	230	230	230	-360	360
118	Charrua 220	Charrua 500	*	jun-13	73	72	0.0001	0.0098	1301	1301	1301	-360	360
119	Charrua 500	Ancoa 500	*	mar-13	72	62	0.0010	0.0064	1300	1300	1300	-360	360
120	Charrua 220	Temuco 220	*	*	73	74	0.0313	0.1600	225	225	225	-360	360
121	Charrua 220	Cautin 220	*	*	73	75	0.0103	0.0624	500	500	500	-360	360
122	Temuco 220	Cautin 220	*	*	74	75	0.0013	0.0040	332	332	332	-360	360
123	Valdivia 220	Cautin 220	*	jun-13	78	75	0.0354	0.1118	166	166	166	-360	360
124	Valdivia 220	Ciruelos 220	*	jul-13	78	76	0.0091	0.0288	166	166	166	-360	360
125	Ciruelos 220	Cautin 220	*	ene-19	76	75	0.0263	0.0830	166	166	166	-360	360
126	Puerto Montt 220	Valdivia 220	*	dic-17	80	78	0.0637	0.1707	166	166	166	-360	360
127	Barro Blanco 220	Valdivia 220	*	dic-17	79	78	0.0220	0.0870	182	182	182	-360	360
128	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	*	*	80	79	0.0227	0.0942	174	174	174	-360	360
129	Ciruelos 220	Pichirropulli 220	ene-18	*	76	77	0.0069	0.0275	290	290	290	-360	360
130	Pichirropulli 220	Valdivia 220	ene-18	*	77	78	0.0218	0.0871	166	166	166	-360	360
131	Pichirropulli 220	Barro Blanco 220	ene-18	*	77	79	0.0176	0.0236	166	166	166	-360	360
132	Pichirropulli 220	Puerto Montt 220	ene-18	*	77	80	0.0171	0.0682	166	166	166	-360	360
133	Alto Jahuel 500 Aux	Lo Aguirre 500	jul-16	*	42	24	0.0002	0.0021	1400	1400	1400	-360	360
134	Ancoa 220	Itahue 220	ene-17	*	63	59	0.0019	0.0185	800	800	800	-360	360
135	Ancoa 500	Ancoa 220	mar-16	*	62	63	0.0001	0.0098	1542.52	1542.52	1542.52	-360	360
136	Ancoa 500	Ancoa 500 Aux	jul-13	*	62	61	0.0000	0.0000	2800	2800	2800	-360	360
137	Charrua 220	Charrua 500	jul-13	feb-17	73	72	0.0001	0.0065	1950	1950	1950	-360	360
138	Charrua 500	Ancoa 500	abr-13	feb-17	72	62	0.0010	0.0064	1500	1500	1500	-360	360
139	Concepcion 220	Concepcion 154	jul-13	*	65	66	0.0003	0.0200	10000	10000	10000	-360	360
140	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220	jul-16	*	24	25	0.0001	0.0098	1542.52	1542.52	1542.52	-360	360

141	Lo Aguirre 500	Polpaico 500 Aux	jul-16	*	24	21	0.0002	0.0019	1400	1400	1400	-360	360
142	Punta Cortes 154	Tilcoco 154	jun-12	jul-14	52	55	0.0072	0.0327	198	198	198	-360	360
143	Punta Cortes 154	Tilcoco 154	ago-14	*	52	55	0.0081	0.0316	198	198	198	-360	360
144	Rancagua 154	Tinguiririca 154	jun-12	jul-14	50	54	0.0098	0.0483	10000	10000	10000	-360	360
145	Valdivia 220	Ciruelos 220	jul-13	*	78	76	0.0046	0.0144	166	166	166	-360	360
146	Charrua 500	Ancoa 500	mar-17	*	72	62	0.0007	0.0043	2600	2600	2600	-360	360
147	Charrua 220	Charrua 500	mar-17	*	73	72	0.0001	0.0065	2600	2600	2600	-360	360
148	Ciruelos 220	Cautin 220	ene-19	*	76	75	0.0131	0.0415	332	332	332	-360	360
149	Rapel 220	Melipilla 220	mar-18	*	27	26	0.0039	0.0153	10000	10000	10000	-360	360
150	Melipilla 220	Lo Aguirre 220	mar-18	*	26	25	0.0029	0.0115	10000	10000	10000	-360	360
151	Cardones 500	Cardones 220	*	ago-17	3	4	0.0001	0.0098	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
152	Maitencillo 500	Maitencillo 220	*	ago-17	5	6	0.0002	0.0195	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
153	Pan de Azucar 500	Pan de Azucar 220	*	ago-17	8	9	0.0002	0.0195	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
154	Paine 220	Paine 154	*	sep-14	48	49	0.0002	0.0320	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
155	Punta Cortes 220	Punta Cortes 154	*	sep-14	51	52	0.0002	0.0320	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
156	Tinguiririca 220	Tinguiririca 154	*	sep-14	53	54	0.0002	0.0320	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
157	Teno 220	Teno 154	*	sep-14	57	58	0.0002	0.0320	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
158	Pichirropulli 220	Barro Blanco 220	*	feb-18	77	79	0.0176	0.0236	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
159	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220	*	ago-15	24	25	0.0002	0.0195	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360
160	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	*	ago-15	25	30	0.0015	0.0057	0.00001	0.00001	0.00001	-360	360

Tabla C- 7: Parámetros generadores térmicos y eólicos del SIC.

CenINu m	CenNom	CenBarEqui	CenAux	CenFec OpeIni	CenFec OpeFin	Gen Bus	Q Max	Q Min	Vg	Mbase	P Max	P Min	Model	Ncost	c2	c1	c0	F. Planta	Emisione s
1	Taltal 01 Diesel+Taltal 02 Diesel	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	*	sep-12	1	245	-245	1.02	245	245	0	2	3	0	293.2	0	0.95	0.88
2	Taltal 01 GNL+Taltal 02 GNL	Diego de Almagro 220	GNL	oct-12	jun-16	1	245	-245	1.02	245	245	0	2	3	0	73.2	0	0.95	0.70
3	Taltal CC GNL	Diego de Almagro 220	GNL	jul-16	*	1	360	-360	1.02	360	360	0	2	3	0	46.4	0	0.95	0.70
4	Diego de Almagro TG	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	*	*	1	23	-23	1.02	23	23	0	2	3	0	384.6	0	0.95	1.06
5	San Lorenzo 01	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	*	*	1	29	-29	1.02	29	29	0	2	3	0	413.0	0	0.98	0.71
6	San Lorenzo 02	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	*	*	1	26	-26	1.02	26	26	0	2	3	0	456.5	0	0.98	0.71
7	Emelda 01	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	*	*	1	33	-33	1.02	33	33	0	2	3	0	336.6	0	0.95	0.71
8	Emelda 02	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	*	*	1	36	-36	1.02	36	36	0	2	3	0	417.3	0	0.95	0.71
9	El Salvador TG	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	*	*	1	24	-24	1.02	24	24	0	2	3	0	417.8	0	0.95	2.36
10	Cardones	Cardones 220	Petróleo Diesel	*	*	4	153	-153	1.02	153	153	0	2	3	0	311.0	0	0.95	0.76
11	Cenizas	Cardones 220	Petróleo Diesel	*	*	4	14	-14	1.02	14	14	0	2	3	0	196.7	0	0.95	0.65
12	Termopacífico	Cardones 220	Petróleo Diesel	*	*	4	81	-81	1.02	81	81	0	2	3	0	272.3	0	0.95	0.76
13	Guacolda 01+Guacolda 02	Maitencillo 220	Carbón	*	*	6	286	-286	1.02	286	286	0	2	3	0	43.5	0	0.98	0.91
14	Guacolda 03	Maitencillo 220	Carbón	*	*	6	137	-137	1.02	137	137	0	2	3	0	31.4	0	0.98	0.95
15	Guacolda 04	Maitencillo 220	Carbón	*	*	6	139	-139	1.02	139	139	0	2	3	0	39.8	0	0.98	0.95
16	Huasco TG	Maitencillo 220	Petróleo IFO-180	*	*	6	58	-58	1.02	58	58	0	2	3	0	394.7	0	0.64	1.14
17	El Peñón	Pan de Azucar 220	Petróleo Diesel	*	*	9	81	-81	1.02	81	81	0	2	3	0	272.4	0	0.98	0.71
18	Punta Colorada 01 FUEL	Pan de Azucar 220	Petróleo IFO-180	*	*	9	17	-17	1.02	17	17	0	2	3	0	207.8	0	0.95	1.14
19	Eolica Punta Colorada	Punta Colorada 220	Eolica	*	*	7	20	-20	1.02	20	20	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
20	Eolica Canela 01+Eolica Canela 02+Monte Redondo+Eolica Totoral	Las Palmas 220	Eolica	*	*	10	172	-172	1.02	172	172	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00

21	Espinos	Los Vilos 220	Petróleo Diesel	*	*	11	122	-122	1.02	122	122	0	2	3	0	297.2	0	0.95	0.71
22	Olivos	Los Vilos 220	Petróleo Diesel	*	*	11	115	-115	1.02	115	115	0	2	3	0	299.6	0	0.95	3.16
23	Los Vientos	Las Vegas 110	Petróleo Diesel	*	*	32	132	-132	1.02	132	132	0	2	3	0	302.4	0	0.98	0.81
24	Las Vegas	Las Vegas 110	Petróleo Diesel	*	*	32	2	-2	1.02	2	2	0	2	3	0	281.8	0	0.95	0.86
25	Nehuenco 01 Diesel	San Luis 220	Petróleo Diesel	may-12	dic-17	15	310	-310	1.02	310	310	0	2	3	0	179.7	0	0.95	0.60
26	Nehuenco 01 GNL	San Luis 220	GNL	ene-18	*	15	340	-340	1.02	340	340	0	2	3	0	126.5	0	0.98	0.49
27	Nehuenco 01 FA GNL	San Luis 220	GNL	ene-18	*	15	21	-21	1.02	21	21	0	2	3	0	158.6	0	0.98	0.60
28	Nehuenco 02 Diesel	San Luis 220	Petróleo Diesel	*	feb-18	15	392	-392	1.02	392	392	0	2	3	0	179.5	0	0.98	0.60
29	Nehuenco 01 GNL TP	San Luis 220	GNL	*	may-12	15	392	-392	1.02	392	392	0	2	3	0	179.5	0	0.98	0.60
30	Nehuenco 02 GNL	San Luis 220	GNL	mar-18	*	15	384	-384	1.02	384	384	0	2	3	0	116.1	0	0.98	0.44
31	Nehuenco 9B 01 Diesel	San Luis 220	Petróleo Diesel	*	*	15	92	-92	1.02	92	92	0	2	3	0	305.5	0	0.90	1.03
32	Nehuenco 9B 02 Diesel	San Luis 220	Petróleo Diesel	*	*	15	16	-16	1.02	16	16	0	2	3	0	333.7	0	0.90	1.07
33	San Isidro GNL	San Luis 220	GNL	*	*	15	350	-350	1.02	350	350	200	2	3	0	119.0	0	0.98	0.46
34	San Isidro FA GNL	San Luis 220	GNL	*	*	15	20	-20	1.02	20	20	0	2	3	0	193.7	0	0.98	0.81
35	San Isidro 02 CC Diesel	San Luis 220	Petróleo Diesel	*	dic-11	15	350	-350	1.02	350	350	0	2	3	0	192.6	0	0.98	0.58
36	San Isidro 02 GNL	San Luis 220	GNL	ene-12	*	15	392	-392	1.02	392	392	200	2	3	0	107.8	0	0.98	0.76
37	Quintero 01 CA Diesel+Quintero 02 CA Diesel	San Luis 220	Petróleo Diesel	*	dic-12	15	257	-257	1.02	257	257	0	2	3	0	270.7	0	0.98	0.87
38	Quintero 01 CA GNL+Quintero 02 CA GNL	San Luis 220	GNL	ene-13	feb-18	15	257	-257	1.02	257	257	0	2	3	0	159.7	0	0.98	0.87
39	Quintero CC FA GNL	San Luis 220	GNL	mar-18	*	15	35	-35	1.02	35	35	0	2	3	0	153.6	0	0.98	0.55
40	Quintero CC GNL	San Luis 220	GNL	mar-18	*	15	350	-350	1.02	350	350	0	2	3	0	114.7	0	0.98	0.41
41	Ventanas 01	Ventanas 110	Carbón	*	*	18	113	-113	1.02	113	113	0	2	3	0	61.6	0	0.93	1.04
42	Ventanas 02	Ventanas 110	Carbón	*	*	18	209	-209	1.02	209	209	0	2	3	0	58.2	0	0.98	1.00
43	Nueva Ventanas	Nogales 220	Carbón	*	*	12	249	-249	1.02	249	249	0	2	3	0	53.7	0	0.98	0.95
44	Los Colorados 2	Las Vegas 110	Biomasa	*	*	32	9	-9	1.02	9	9	0	2	3	0	17.0	0	0.97	0.00
45	Con Con	Ventanas 110	Petróleo Diesel	*	*	18	2	-2	1.02	2	2	0	2	3	0	281.5	0	0.95	0.85
46	Colmito	Miraflores 110	Petróleo Diesel	*	*	19	58	-58	1.02	58	58	0	2	3	0	322.2	0	0.95	0.82
47	Laguna Verde	Agua Santa 110	Petróleo Diesel	*	*	17	53	-53	1.02	53	53	0	2	3	0	470.5	0	0.50	2.14

48	Laguna Verde TG	Agua Santa 110	Petróleo Diesel	*	*	17	18	-18	1.02	18	18	0	2	3	0	297.5	0	0.95	0.83
49	Placilla	Agua Santa 110	Petróleo Diesel	*	*	17	3	-3	1.02	3	3	0	2	3	0	271.3	0	0.95	2.14
50	Quintay	Agua Santa 110	Petróleo Diesel	*	*	17	3	-3	1.02	3	3	0	2	3	0	272.1	0	0.95	2.14
51	Totoral	Agua Santa 110	Petróleo Diesel	*	*	17	3	-3	1.02	3	3	0	2	3	0	277.0	0	0.95	2.14
52	Nueva Renca FA GLP	Renca 110	Petróleo Diesel	may-12	mar-14	33	30	-30	1.02	30	30	0	2	3	0	185.1	0	0.98	0.58
53	Nueva Renca Diesel	Renca 110	Petróleo Diesel	may-12	mar-14	33	312	-312	1.02	312	312	0	2	3	0	199.9	0	0.98	0.54
54	Nueva Renca GNL TP	Renca 110	GNL	*	abr-12	33	312	-312	1.02	312	312	0	2	3	0	3.8	0	0.98	0.47
55	Nueva Renca GNL	Renca 110	GNL	abr-14	*	33	312	-312	1.02	312	312	0	2	3	0	133.5	0	0.98	0.47
56	Nueva Renca Int GNL	Renca 110	GNL	abr-14	*	33	30	-30	1.02	30	30	0	2	3	0	161.8	0	0.98	0.61
57	Renca	Renca 110	Petróleo Diesel	*	*	33	92	-92	1.02	92	92	0	2	3	0	414.5	0	0.89	1.15
58	San Francisco TG	Rancagua 154	Petróleo Diesel	*	*	50	26	-26	1.02	26	26	0	2	3	0	358.9	0	0.95	0.98
59	Energía Pacífico	Rancagua 154	Desechos Forestales	oct-11	*	50	14	-14	1.02	14	14	0	2	3	0	40.6	0	0.97	0.00
60	Esperanza 01	Sauzal 110	Petróleo Diesel	*	*	47	19	-19	1.02	19	19	0	2	3	0	434.8	0	0.95	1.28
61	Esperanza 02	Sauzal 110	Petróleo Diesel	*	*	47	2	-2	1.02	2	2	0	2	3	0	322.0	0	0.95	0.82
62	Esperanza 03	Sauzal 110	Petróleo Diesel	*	*	47	2	-2	1.02	2	2	0	2	3	0	307.5	0	0.95	0.85
63	Colihues	Sauzal 110	Petróleo Diesel	*	*	47	22	-22	1.02	22	22	0	2	3	0	194.9	0	0.95	0.76
64	Candelaria CA 01 Diesel+Candelaria CA 02 Diesel	Alto Jahuel 220	Petróleo Diesel	*	mar-14	44	254	-254	1.02	254	254	0	2	3	0	302.3	0	0.98	1.02
65	Candelaria CA 02 Diesel	Alto Jahuel 220	Petróleo Diesel	abr-14	may-18	44	129	-129	1.02	129	129	0	2	3	0	302.3	0	0.98	1.02
66	Candelaria CA 01 GNL	Alto Jahuel 220	GNL	abr-14	may-18	44	125	-125	1.02	125	125	0	2	3	0	206.2	0	0.98	0.71
67	Candelaria CA 02 GNL+Candelaria CA 01 GNL	Alto Jahuel 220	GNL	jun-18	*	44	254	-254	1.02	254	254	0	2	3	0	206.2	0	0.98	0.71
68	Teno	Teno 154	Petróleo Diesel	*	*	58	59	-59	1.02	59	59	0	2	3	0	274.8	0	0.98	0.71
69	Cementos Bio Bio	Teno 154	Petróleo IFO-180	*	*	58	14	-14	1.02	14	14	0	2	3	0	183.7	0	0.95	0.76
70	Maule	Itahue 154	Petróleo Diesel	*	*	60	6	-6	1.02	6	6	0	2	3	0	368.2	0	0.95	0.94
71	Celco 01	Itahue 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	60	3	-3	1.02	3	3	0	2	3	0	10.0	0	0.97	0.00
72	Celco 02	Itahue 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo	*	*	60	2	-2	1.02	2	2	0	2	3	0	137.3	0	0.97	0.00

			N°6																
73	Celco 03	Itahue 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	60	3	-3	1.02	3	3	0	2	3	0	291.0	0	0.97	0.00
74	Constitución Elektragen	Itahue 154	Petróleo Diesel	*	*	60	9	-9	1.02	9	9	0	2	3	0	368.2	0	0.95	0.94
75	Constitucion	Itahue 154	Desechos Forestales	*	abr-12	60	7	-7	1.02	7	7	0	2	3	0	0.0	0	0.97	0.00
76	licanten 00	Itahue 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	60	1	-1	1.02	1	1	0	2	3	0	29.0	0	0.97	0.00
77	licanten 01	Itahue 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	60	3	-3	1.02	3	3	0	2	3	0	389.7	0	0.97	0.00
78	Linares+San Gregorio	Itahue 154	Petróleo Diesel	*	*	60	1	-1	1.02	1	1	0	2	3	0	269.9	0	0.95	0.69
79	Viñales	Itahue 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	may-12	*	60	32	-32	1.02	32	32	0	2	3	0	40.0	0	0.97	0.00
80	Nueva Aldea 01	Charrua 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	64	14	-14	1.02	14	14	0	2	3	0	25.0	0	0.97	0.00
81	cholguan 00	Charrua 220	Biomasa-Petróleo N°6	*	*	73	9	-9	1.02	9	9	0	2	3	0	33.5	0	0.97	0.00
82	cholguan 01	Charrua 220	Biomasa-Petróleo N°6	*	*	73	4	-4	1.02	4	4	0	2	3	0	311.3	0	0.97	0.00
83	Los Pinos	Charrua 220	Petróleo Diesel	*	*	73	104	-104	1.02	104	104	0	2	3	0	216.0	0	0.95	0.82
84	Santa Lidia	Charrua 220	Petróleo Diesel	*	*	73	139	-139	1.02	139	139	0	2	3	0	302.8	0	0.98	0.71
85	Santa Fe 01	Charrua 220	Biomasa	*	*	73	20	-20	1.02	20	20	0	2	3	0	14.4	0	0.97	0.00
86	Santa Fe 02	Charrua 220	Biomasa	*	*	73	17	-17	1.02	17	17	0	2	3	0	29.6	0	0.97	0.00
87	Santa Fe 03	Charrua 220	Biomasa	*	*	73	23	-23	1.02	23	23	0	2	3	0	45.6	0	0.97	0.00
88	Laja+Nueva Aldea 03	Charrua 154	Desechos Forestales	*	*	64	44	-44	1.02	44	44	0	2	3	0	0.0	0	0.97	0.00
89	Masisa	Charrua 154	Biomasa	*	*	64	10	-10	1.02	10	10	0	2	3	0	41.1	0	0.95	0.00
90	Escuadron	Hualpen 154	Biomasa	*	*	69	14	-14	1.02	14	14	0	2	3	0	47.2	0	0.97	0.00
91	Petropower	Hualpen 154	Petróleo Diesel	*	*	69	54	-54	1.02	54	54	0	2	3	0	3.9	0	0.97	3.16
92	Newen	San Vicente 154	Petróleo Diesel	*	*	67	13	-13	1.02	13	13	0	2	3	0	362.8	0	0.95	0.72
93	Bocamina	Coronel 154	Carbón	*	*	71	122	-122	1.02	122	122	0	2	3	0	50.5	0	0.88	0.96
94	Coronel TG Diesel	Coronel 154	Petróleo Diesel	*	*	71	47	-47	1.02	47	47	0	2	3	0	259.7	0	0.95	0.72

95	Arauco 01	Coronel 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	71	3	-3	1.02	3	3	0	2	3	0	40.0	0	0.97	0.00
96	Arauco 02	Coronel 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	71	6	-6	1.02	6	6	0	2	3	0	70.0	0	0.97	0.00
97	Arauco 03	Coronel 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	71	5	-5	1.02	5	5	0	2	3	0	100.0	0	0.97	0.00
98	Horcones TG Diesel	Coronel 154	Petróleo Diesel	*	*	71	24	-24	1.02	24	24	0	2	3	0	398.3	0	0.95	1.21
99	Lautaro	Temuco 220	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	74	25	-25	1.02	25	25	0	2	3	0	49.6	0	0.97	0.00
100	valdivia 01	Ciruelos 220	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	76	11	-11	1.02	11	11	0	2	3	0	0.0	0	0.97	0.00
101	valdivia 02	Ciruelos 220	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	76	26	-26	1.02	26	26	0	2	3	0	18.0	0	0.97	0.00
102	valdivia 03	Ciruelos 220	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	*	*	76	24	-24	1.02	24	24	0	2	3	0	274.9	0	0.97	0.00
103	Antilhue TG 01+Antilhue TG 02	Valdivia 220	Petróleo Diesel	*	*	78	103	-103	1.02	103	103	0	2	3	0	261.2	0	0.95	0.73
104	Calle-Calle	Valdivia 220	Petróleo Diesel	*	*	78	13	-13	1.02	13	13	0	2	3	0	270.3	0	0.95	0.69
105	Chuyaca	Barro Blanco 220	Petróleo Diesel	*	*	79	15	-15	1.02	15	15	0	2	3	0	278.5	0	0.95	0.69
106	Degañ	Puerto Montt 220	Petróleo Diesel	*	*	80	36	-36	1.02	36	36	0	2	3	0	309.1	0	0.95	0.69
107	Quellon 02	Puerto Montt 220	Petróleo Diesel	*	*	80	10	-10	1.02	10	10	0	2	3	0	287.2	0	0.95	0.69
108	Trapen	Puerto Montt 220	Petróleo Diesel	*	*	80	81	-81	1.02	81	81	0	2	3	0	273.8	0	0.95	2.14
109	Chiloé	Puerto Montt 220	Petróleo Diesel	*	*	80	9	-9	1.02	9	9	0	2	3	0	361.1	0	0.95	0.69
110	Santa Maria	Charrua 220	Carbón	abr-12	*	73	343	-343	1.02	343	343	0	2	3	0	38.0	0	0.98	0.95
111	Bocamina 02	Hualpen 220	Carbón	sep-12	*	68	342	-342	1.02	342	342	0	2	3	0	41.5	0	0.98	0.92
112	Talinay Oriente	Los Vilos 220	Eolica	nov-12	jul-18	11	99	-99	1.02	99	99	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
113	Campiche	Nogales 220	Carbón	mar-13	*	12	242	-242	1.02	242	242	0	2	3	0	43.0	0	0.98	0.95
114	El Arrayán	Pan de Azucar 220	Eolica	nov-13	jun-14	9	115	-115	1.02	115	115	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00

115	Eolica IV Region 03+Talinay Oriente	Los Vilos 220	Eolica	ago-18	nov-19	11	149	-149	1.02	149	149	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
116	Central Des.For. VII Region 01	Itahue 154	Desechos Forestales	jul-14	sep-18	60	10	-10	1.02	10	10	0	2	3	0	25.0	0	0.95	0.00
117	Eolica Concepcion 02+Eolica Concepcion 01	Concepcion 220	Eolica	dic-18	sep-20	65	100	-100	1.02	100	100	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
118	Eolica IV Region 04+Eolica IV Region 03+Talinay Oriente	Los Vilos 220	Eolica	dic-19	*	11	199	-199	1.02	199	199	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
119	Eolica IV Region 01	Pan de Azucar 220	Eolica	jul-14	nov-17	9	165	-165	1.02	165	165	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
120	Eolica Concepcion 01	Concepcion 220	Eolica	ene-16	nov-18	65	50	-50	1.02	50	50	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
121	Geotermica Calabozo 01	Ancoa 220	Geotermia	ene-16	sep-17	63	40	-40	1.02	40	40	0	2	3	0	2.0	0	0.96	0.00
122	Geotermica Potrerillos 01	Colbun 220	Geotermia	jun-18	*	41	40	-40	1.02	40	40	0	2	3	0	2.0	0	0.96	0.00
123	Central Des.For. VIII Region 01	Coronel 154	Desechos Forestales	mar-16	*	71	9	-9	1.02	9	9	0	2	3	0	25.0	0	0.97	0.00
124	Carbón Pan de Azucar 01	Pan de Azucar 220	Carbón	mar-20	*	9	250	-250	1.02	250	250	0	2	3	0	36.9	0	0.98	0.95
125	Eolica IV Region 02+Eolica IV Region 01+El Arrayán	Pan de Azucar 220	Eolica	dic-17	feb-20	9	215	-215	1.02	215	215	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
126	Geotermica Calabozo 02+Geotermica Calabozo 01	Ancoa 220	Geotermia	oct-17	dic-20	63	80	-80	1.02	80	80	0	2	3	0	2.0	0	0.96	0.00
127	Carbón VIII Region 01	Charrua 220	Carbón	abr-16	*	73	343	-343	1.02	343	343	0	2	3	0	38.2	0	0.98	0.95
128	Central Des.For. VII Region 03+Central Des.For. VII Region 02+Central Des.For. VII Region 01	Itahue 154	Desechos Forestales	oct-18	*	60	35	-35	1.02	35	35	0	2	3	0	25.0	0	0.95	0.00
129	Carbón Maitencillo 01	Maitencillo 220	Carbón	may-19	*	6	342	-342	1.02	342	342	0	2	3	0	37.8	0	0.98	0.95
130	Eolica IV Region 05+Eolica IV Region 02+Eolica IV Region 01+El Arrayán	Pan de Azucar 220	Eolica	mar-20	*	9	265	-265	1.02	265	265	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
131	Geotermica Calabozo 03+Geotermica Calabozo 02+Geotermica Calabozo 01	Ancoa 220	Geotermia	ene-21	*	63	120	-120	1.02	120	120	0	2	3	0	2.0	0	0.96	0.00
132	Carbón Maitencillo 02	Maitencillo 220	Carbón	ago-19	*	6	135	-135	1.02	135	135	0	2	3	0	36.9	0	0.98	0.95

133	Eolica Concepcion 03+Eolica Concepcion 02+Eolica Concepcion 01	Concepcion 220	Eolica	oct-20	*	65	150	-150	1.02	150	150	0	2	3	0	7.7	0	0.28	0.00
-----	--	----------------	--------	--------	---	----	-----	------	------	-----	-----	---	---	---	---	-----	---	------	------

Tabla C- 8: Parámetros generadores de pasada del SIC.

CenINu m	CenNom	CenBarEqui	CenAux	CenFec Opelni	CenFec OpeFin	Gen Bus	Q Max	Q Min	Vg	Mbase	P Max	P Min	Model	Ncost	c2	c1	c0	F. Planta	Emisiones
1	Los Molles+Puclaro+La Paloma	Pan de Azucar 220	Pasada	*	*	9	29.10	-29.10	1.02	29.1	29.10	0	2	3	0	0.00	0	1	0
2	Sauce Andes+Hornitos	Las Vegas 110	Pasada	*	*	32	55.50	-55.50	1.02	55.5	55.50	0	2	3	0	0.00	0	1	0
3	Juncal+Blanco+Chacabuco+Los Quilos	Polpaico 220	Pasada	*	*	23	154.00	-154.00	1.02	154.0	154.00	0	2	3	0	0.00	0	1	0
4	Alfalfal	Los Almendros 220	Pasada	*	mar-16	36	196.00	-196.00	1.02	196.0	196.00	0	2	3	0	0.70	0	1	0
5	Florida+Maitenes+Volcan+Puntilla+Eyzaguirre+Guayacan	Florida 110	Pasada	*	*	38	157.93	-157.93	1.02	157.9	157.93	0	2	3	0	0.50	0	1	0
6	Los Morros	Lo Espejo 110	Pasada	*	*	40	1.63	-1.63	1.02	1.6	1.63	0	2	3	0	0.00	0	1	0
7	Sauzal+Coya-Pangal	Sauzal 110	Pasada	*	nov-11	47	100.80	-100.80	1.02	100.8	100.80	0	2	3	0	0.80	0	1	0
8	Sauzal+Coya-Pangal+Chacayes	Sauzal 110	Pasada	dic-11	*	47	206.80	-206.80	1.02	206.8	206.80	0	2	3	0	0.80	0	1	0
9	Pullinque+El Manzano+Rio Trueno	Temuco 220	Pasada	*	mar-12	74	59.25	-59.25	1.02	59.3	59.25	0	2	3	0	0.90	0	1	0
10	Pullinque+El Manzano+Rio Trueno+Laja I	Temuco 220	Pasada	abr-12	*	74	96.05	-96.05	1.02	96.1	96.05	0	2	3	0	0.90	0	1	0
11	Peuchen+Mampil	Charrua 220	Pasada	*	mar-15	73	126.00	-126.00	1.02	126.0	126.00	0	2	3	0	0.30	0	1	0
12	San Clemente+Chiburgo	Colbun 220	Pasada	*	*	41	24.8	-24.8	1.02	24.8	24.80	0	2	3	0	0.00	0	1	0
13	La Higuera+Confluencia	Tinguiririca 154	Pasada	*	ago-12	54	312.00	-312.00	1.02	312.0	312.00	0	2	3	0	1.00	0	1	0
14	San Andres+La Higuera+Confluencia	Tinguiririca 154	Pasada	sep-12	jun-13	54	352.00	-352.00	1.02	352.0	352.00	0	2	3	0	1.00	0	1	0

15	Pilmaiquen+Capullo+Lic an	Barro Blanco 220	Pasada	*	feb-12	79	62.00	-62.00	1.02	62.0	62.00	0	2	3	0	0.00	0	1	0
16	Pilmaiquen+Capullo+Lic an+Rucatayo	Barro Blanco 220	Pasada	mar-12	nov-12	79	122.00	-122.00	1.02	122.0	122.00	0	2	3	0	0.00	0	1	0
17	Pulefu+Pilmaiquen+Cap ullo+Lican+Rucatayo	Barro Blanco 220	Pasada	dic-12	*	79	131.40	-131.40	1.02	131.4	131.40	0	2	3	0	0.00	0	1	0
18	San Pedro	Ciruelos 220	Pasada	dic-14	*	76	144.00	-144.00	1.02	144.0	144.00	0	2	3	0	0.40	0	1	0
19	Lircay+Mariposas+San Ignacio	Itahue 154	Pasada	*	ago-12	60	62.00	-62.00	1.02	62.0	62.00	0	2	3	0	0.60	0	1	0
20	Providencia+Lircay+Mari posas+San Ignacio	Itahue 154	Pasada	sep-12	*	60	75.00	-75.00	1.02	75.0	75.00	0	2	3	0	0.60	0	1	0
21	El Paso+San Andres+La Higuera+Confluencia	Tinguiririca 154	Pasada	jul-13	*	54	392.00	-392.00	1.02	392.0	392.00	0	2	3	0	1.00	0	1	0
22	Hidroeléctrica VIII Región 01+Hidroeléctrica VII Región 02+Hidroeléctrica VII Región 01+Loma Alta	Ancoa 220	Pasada	jun-16	sep-19	63	224.00	-224.00	1.02	224.0	224.00	0	2	3	0	0.10	0	1	0
23	Hidroeléctrica VII Región 01+Loma Alta	Ancoa 220	Pasada	abr-14	jun-14	63	68.00	-68.00	1.02	68.0	68.00	0	2	3	0	0.10	0	1	0
24	Hidroeléctrica VIII Región 03+Hidroeléctrica VIII Región 02+Peuchen+Mampil	Charrua 220	Pasada	mar-21	*	73	166.00	-166.00	1.02	166.0	166.00	0	2	3	0	0.30	0	1	0
25	Hidroeléctrica VII Región 02+Hidroeléctrica VII Región 01+Loma Alta	Ancoa 220	Pasada	jul-14	may-16	63	88.00	-88.00	1.02	88.0	88.00	0	2	3	0	0.10	0	1	0
26	Hidroeléctrica VIII Región 02+Peuchen+Mampil	Charrua 220	Pasada	abr-15	feb-21	73	146.00	-146.00	1.02	146.0	146.00	0	2	3	0	0.30	0	1	0
27	Hidroeléctrica VII Región 03+Hidroeléctrica VIII Región 01+Hidroeléctrica VII Región 02+Hidroeléctrica VII Región 01+Loma Alta	Ancoa 220	Pasada	oct-19	*	63	244	-244	1.02	244.0	244.00	0	2	3	0	0.10	0	1	0
28	Hidroeléctrica RM 01+Alfalfal	Los Almendros 220	Pasada	abr-16	sep-16	36	452.00	-452.00	1.02	452.0	452.00	0	2	3	0	0.70	0	1	0
29	Hidroeléctrica RM 02+Hidroeléctrica RM 01+Alfalfal	Los Almendros 220	Pasada	oct-16	*	36	727.00	-727.00	1.02	727.0	727.00	0	2	3	0	0.70	0	1	0
30	Modulo 02+Modulo 01+Modulo 04+Modulo 05	Lo Aguirre 500	Pasada	dic-23	*	24	2290.00	-2290.00	1.02	2290.0	2290.00	0	2	3	0	0.60	0	1	0

31	Modulo 02+Modulo 01+Modulo 04	Lo Aguirre 500	Pasada	dic-22	nov-23	24	1930.00	-1930.00	1.02	1930.0	1930.00	0	2	3	0	0.60	0	1	0
32	Modulo 02+Modulo 01	Lo Aguirre 500	Pasada	mar-22	nov-22	24	1160.00	-1160.00	1.02	1160.0	1160.00	0	2	3	0	0.60	0	1	0
33	Modulo 01	Lo Aguirre 500	Pasada	abr-21	feb-22	24	660.00	-660.00	1.02	660.0	660.00	0	2	3	0	0.60	0	1	0
34	Abanico	Charrua 154	Serie	*	*	64	136.00	-136.00	1.02	136	136.00	0	2	3	0	0.20	0	1	0
35	Loma Alta	Ancoa 220	Serie	*	mar-14	63	38.00	-38.00	1.02	38	38.00	0	2	3	0	0.10	0	1	0

Tabla C- 9: Parámetros generadores de embalse del SIC.

CenINu m	CenNom	CenBar	CenAux	CenFec OpeIni	CenFec OpeFin	Gen Bus	Q Max	Q Min	Vg	Mbase	P Max	P Min	Model	Ncost	c2	c1	c0	F. Planta	Emisiones
1	El Toro+Antuco+Rucue+Qu illeco	Charrua 220	Embalse	*	*	73	908.1	-908.1	1.02	926.6	908.1	0	2	3	0	1.90	0	1	0
2	Rapel	Rapel 220	Embalse	*	*	27	343.0	-343.0	1.02	350.0	343.0	0	2	3	0	1.80	0	1	0
3	Colbun+Machicura	Colbun 220	Embalse	*	*	41	463.3	-463.3	1.02	472.8	463.3	0	2	3	0	1.50	0	1	0
4	Pehuenche	Ancoa 220	Embalse	*	*	63	448.3	-448.3	1.02	457.5	448.3	0	2	3	0	1.70	0	1	0
5	Cipreses+Isla+Curillinqu e+Ojos de Agua	Itahue 154	Embalse	*	*	60	265.6	-265.6	1.02	271.0	265.6	0	2	3	0	1.60	0	1	0
6	Ralco+Pangue+Palmucho	Charrua 220	Embalse	*	nov-13	73	1022.3	-1022.3	1.02	1043.2	1022.3	0	2	3	0	1.40	0	1	0
7	Angostura+Ralco+Pangu e+Palmucho	Charrua 220	Embalse	dic-13	*	73	1332.0	-1332.0	1.02	1359.2	1332.0	0	2	3	0	1.40	0	1	0
8	Canutillar	Puerto Montt 220	Embalse	*	*	80	165.6	-165.6	1.02	169.0	165.6	0	2	3	0	1.30	0	1	0

Tabla C- 10: Parámetros generadores de falla del SIC

CenINu m	CenNom	CenBar	CenAux	CenFec OpeIni	CenFec OpeFin	Gen Bus	Q Max	Q Min	Vg	Mbase	P Max	P Min	Model	Ncost	c2	c1	c0	F. Planta	Emisiones
1	Diego de Almagro 220	Diego de Almagro 220	Falla	*	*	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
2	Carrera Pinto 220	Carrera Pinto 220	Falla	*	*	2	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
3	Cardones 500	Cardones 500	Falla	*	*	3	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
4	Cardones 220	Cardones 220	Falla	*	*	4	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
5	Maitencillo 500	Maitencillo 500	Falla	*	*	5	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
6	Maitencillo 220	Maitencillo 220	Falla	*	*	6	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
7	Punta Colorada 220	Punta Colorada 220	Falla	*	*	7	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
8	Pan de Azucar 500	Pan de Azucar 500	Falla	*	*	8	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
9	Pan de Azucar 220	Pan de Azucar 220	Falla	*	*	9	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
10	Las Palmas 220	Las Palmas 220	Falla	*	*	10	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
11	Los Vilos 220	Los Vilos 220	Falla	*	*	11	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
12	Nogales 220	Nogales 220	Falla	*	*	12	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
13	Quillota 220	Quillota 220	Falla	*	*	13	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
14	Quillota 110	Quillota 110	Falla	*	*	14	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
15	San Luis 220	San Luis 220	Falla	*	*	15	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
16	Agua Santa 220	Agua Santa 220	Falla	*	*	16	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
17	Agua Santa 110	Agua Santa 110	Falla	*	*	17	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
18	Ventanas 110	Ventanas 110	Falla	*	*	18	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
19	Miraflores 110	Miraflores 110	Falla	*	*	19	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
20	San Pedro 110	San Pedro 110	Falla	*	*	20	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
21	Polpaico 500 Aux	Polpaico 500 Aux	Falla	*	*	21	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
22	Polpaico 500	Polpaico 500	Falla	*	*	22	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
23	Polpaico 220	Polpaico 220	Falla	*	*	23	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7

24	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 500	Falla	*	*	24	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
25	Lo Aguirre 220	Lo Aguirre 220	Falla	*	*	25	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
26	Melipilla 220	Melipilla 220	Falla	*	*	26	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
27	Rapel 220	Rapel 220	Falla	*	*	27	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
28	El Salto 220	El Salto 220	Falla	*	*	28	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
29	El Salto 110	El Salto 110	Falla	*	*	29	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
30	Cerro Navia 220	Cerro Navia 220	Falla	*	*	30	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
31	Cerro Navia 110	Cerro Navia 110	Falla	*	*	31	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
32	Las Vegas 110	Las Vegas 110	Falla	*	*	32	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
33	Renca 110	Renca 110	Falla	*	*	33	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
34	Chena 220	Chena 220	Falla	*	*	34	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
35	Chena 110	Chena 110	Falla	*	*	35	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
36	Los Almendros 220	Los Almendros 220	Falla	*	*	36	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
37	Los Almendros 110	Los Almendros 110	Falla	*	*	37	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
38	Florida 110	Florida 110	Falla	*	*	38	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
39	Ochagavia 110	Ochagavia 110	Falla	*	*	39	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
40	Lo Espejo 110	Lo Espejo 110	Falla	*	*	40	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
41	Colbun 220	Colbun 220	Falla	*	*	41	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
42	Alto Jahuel 500 Aux	Alto Jahuel 500 Aux	Falla	*	*	42	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 500	Falla	*	*	43	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
44	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 220	Falla	*	*	44	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
45	Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 110	Falla	*	*	45	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
46	Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 154	Falla	*	*	46	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
47	Sauzal 110	Sauzal 110	Falla	*	*	47	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
48	Paine 220	Paine 220	Falla	*	*	48	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
49	Paine 154	Paine 154	Falla	*	*	49	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
50	Rancagua 154	Rancagua 154	Falla	*	*	50	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
51	Punta Cortes 220	Punta Cortes 220	Falla	*	*	51	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7

52	Punta Cortes 154	Punta Cortes 154	Falla	*	*	52	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
53	Tinguiririca 220	Tinguiririca 220	Falla	*	*	53	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
54	Tinguiririca 154	Tinguiririca 154	Falla	*	*	54	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
55	Tilcoco 154	Tilcoco 154	Falla	*	*	55	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
56	San Fernando 154	San Fernando 154	Falla	*	*	56	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
57	Teno 220	Teno 220	Falla	*	*	57	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
58	Teno 154	Teno 154	Falla	*	*	58	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
59	Itahue 220	Itahue 220	Falla	*	*	59	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
60	Itahue 154	Itahue 154	Falla	*	*	60	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
61	Ancoa 500 Aux	Ancoa 500 Aux	Falla	*	*	61	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
62	Ancoa 500	Ancoa 500	Falla	*	*	62	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
63	Ancoa 220	Ancoa 220	Falla	*	*	63	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
64	Charrua 154	Charrua 154	Falla	*	*	64	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
65	Concepcion 220	Concepcion 220	Falla	*	*	65	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
66	Concepcion 154	Concepcion 154	Falla	*	*	66	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
67	San Vicente 154	San Vicente 154	Falla	*	*	67	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
68	Hualpen 220	Hualpen 220	Falla	*	*	68	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
69	Hualpen 154	Hualpen 154	Falla	*	*	69	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
70	Lagunillas 220	Lagunillas 220	Falla	*	*	70	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
71	Coronel 154	Coronel 154	Falla	*	*	71	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
72	Charrua 500	Charrua 500	Falla	*	*	72	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
73	Charrua 220	Charrua 220	Falla	*	*	73	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
74	Temuco 220	Temuco 220	Falla	*	*	74	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
75	Cautin 220	Cautin 220	Falla	*	*	75	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
76	Ciruelos 220	Ciruelos 220	Falla	*	*	76	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
77	Pichirropulli 220	Pichirropulli 220	Falla	*	*	77	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
78	Valdivia 220	Valdivia 220	Falla	*	*	78	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
79	Barro Blanco 220	Barro Blanco 220	Falla	*	*	79	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7

80	Puerto Montt 220	Puerto Montt 220	Falla	*	*	80	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0	2	3	0	624.5	0	1	0.7
----	------------------	---------------------	-------	---	---	----	------	------	---	------	------	---	---	---	---	-------	---	---	-----

Tabla C- 11: Estadísticas hidrologías del SIC.

Nº	Año	Año	Energía Afluente [GWh-año]	F. Planta Hídrico
1	*	*	56.807,46	1,19917
2	1972	72-73	34.364,16	0,72540
3	1982	82-83	34.189,58	0,72172
4	1965	65-66	33.438,91	0,70587
5	1980	80-81	33.337,60	0,70373
6	2002	02-03	31.924,93	0,67391
7	1997	97-98	31.860,91	0,67256
8	2006	06-07	31.822,35	0,67175
9	2005	05-06	31.478,80	0,66450
10	1977	77-78	31.353,32	0,66185
11	1986	86-87	31.064,99	0,65576
12	1966	66-67	30.852,60	0,65128
13	1993	93-94	30.700,90	0,64808
14	1992	92-93	30.472,86	0,64326
15	1978	78-79	29.888,02	0,63092
16	1984	84-85	29.690,60	0,62675
17	2001	01-02	29.246,38	0,61737
18	2000	00-01	29.120,62	0,61472
19	1979	79-80	28.789,39	0,60772
20	1987	87-88	28.489,52	0,60139
21	1995	95-96	28.276,60	0,59690
22	1975	75-76	28.253,52	0,59641
23	1961	61-62	28.048,04	0,59208
24	1991	91-92	27.891,30	0,58877
25	1963	63-64	27.671,96	0,58414
26	1994	94-95	27.332,90	0,57698

27	1981	81-82	27.235,26	0,57492
28	2009	09-10	27.220,50	0,57461
29	1969	69-70	27.134,33	0,57279
30	2008	08-09	25.802,06	0,54466
31	1971	71-72	25.733,44	0,54322
32	1973	73-74	25.398,73	0,53615
33	1974	74-75	25.389,10	0,53595
34	1983	83-84	25.044,32	0,52867
35	2004	04-05	24.422,04	0,51553
36	1960	60-61	23.985,56	0,50632
37	2003	03-04	23.902,40	0,50456
38	1985	85-86	23.756,62	0,50149
39	1970	70-71	23.257,00	0,49094
40	1967	67-68	22.961,83	0,48471
41	1976	76-77	22.733,96	0,47990
42	1988	88-89	22.513,83	0,47525
43	1999	99-00	22.256,55	0,46982
44	1964	64-65	21.237,09	0,44830
45	1990	90-91	21.081,79	0,44502
46	1989	89-90	21.066,35	0,44470
47	2007	07-08	19.059,68	0,40234
48	1962	62-63	18.489,75	0,39031
49	1996	96-97	15.849,48	0,33457
50	1968	68-69	13.321,78	0,28121
51	1998	98-99	13.118,64	0,27693
52	*	*	11.989,60	0,25309
53	*	*	10.494,91	0,22154

ANEXO D : OPERACIÓN ESPERADA DEL SIC HORIZONTE 2013 – 2022

Tabla D- 1: Precio marginal local esperado por bloque de demanda y año.

[US\$/MWh]			2013			2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
Nodo	Nom Barra	Region	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle
1	Diego de Almagro 220	Norte	51.7	49.9	49.9	55.6	44.7	44.7	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.5	30.6	27.2	27.2	27.3	23.4	24.1	24.2	21.3	22.5	22.4
2	Carrera Pinto 220	Norte	51.7	49.9	49.9	55.6	44.7	44.7	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.5	30.6	27.2	27.2	27.3	23.4	24.1	24.2	21.3	22.5	22.4
3	Cardones 500	Norte	51.7	49.9	49.9	55.6	44.7	44.7	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.5	30.6	27.2	27.2	27.3	23.4	24.1	24.2	21.3	22.5	22.4
4	Cardones 220	Norte	51.7	49.9	49.9	55.6	44.7	44.7	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.5	30.6	27.2	27.2	27.3	23.4	24.1	24.2	21.3	22.5	22.4
5	Maitencillo 500	Norte	51.7	49.9	49.9	55.6	44.7	44.7	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.5	30.6	27.2	27.2	27.3	23.4	24.1	24.2	21.3	22.5	22.4
6	Maitencillo 220	Norte	51.7	49.9	49.9	55.6	44.7	44.7	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.5	30.6	27.2	27.2	27.3	23.4	24.1	24.2	21.3	22.5	22.4
7	Punta Colorada 220	Norte	51.7	49.9	49.9	55.6	44.7	44.7	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.6	30.6	27.2	27.2	27.3	23.5	24.1	24.2	21.5	22.5	22.4
8	Pan de Azucar 500	Norte	66.6	64.8	64.8	55.6	53.6	53.6	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.5	30.6	27.2	27.2	27.3	23.4	24.1	24.2	21.3	22.5	22.4
9	Pan de Azucar 220	Norte	66.6	64.8	64.8	55.6	53.6	53.6	60.8	55.1	55.1	57.6	55.0	54.2	37.9	36.1	36.1	37.6	35.1	34.4	30.6	30.6	30.5	27.2	27.2	27.3	23.6	24.1	24.2	21.6	22.5	22.3
10	Las Palmas 220	Norte	66.5	64.6	64.0	55.6	53.4	52.7	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	37.8	35.8	35.4	37.6	35.1	34.4	30.8	30.8	30.5	27.4	27.4	27.3	24.4	24.2	24.2	22.8	22.6	22.2
11	Los Vilos 220	Norte	66.5	64.6	64.0	55.6	53.4	52.7	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	37.8	35.8	35.4	37.6	35.1	34.4	30.9	30.9	30.5	27.5	27.4	27.3	24.8	24.3	24.1	23.3	22.6	22.2
12	Nogales 220	Norte	66.5	64.6	64.0	55.6	53.4	52.7	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	37.8	35.8	35.4	37.6	35.1	34.3	31.0	31.0	30.5	27.5	27.5	27.3	25.3	24.4	24.1	24.0	22.6	22.1
13	Quillota 220	CentroCosta	66.6	64.7	64.1	55.6	53.4	52.7	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	40.1	35.8	35.4	39.4	35.4	34.2	32.9	32.8	30.5	29.3	29.3	27.3	33.1	26.0	24.1	35.2	24.1	22.1
14	Quillota 110	CentroCosta	66.9	64.9	64.3	55.6	53.4	52.8	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	46.2	35.8	35.4	44.3	36.5	34.2	37.8	37.7	30.5	34.1	33.9	27.3	53.7	30.3	24.1	64.4	27.9	22.1
15	San Luis 220	CentroCosta	66.6	64.7	64.1	55.6	53.4	52.7	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	40.2	35.8	35.4	39.4	35.4	34.2	32.9	32.8	30.5	29.4	29.4	27.3	32.9	26.0	24.1	34.4	23.7	22.1
16	Agua Santa 220	CentroCosta	66.7	64.7	64.1	55.6	53.4	52.7	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	41.4	35.8	35.4	40.4	35.6	34.2	33.9	33.8	30.5	30.4	30.3	27.3	37.0	26.8	24.1	40.4	24.5	22.1
17	Agua Santa 110	CentroCosta	66.8	64.8	64.2	55.6	53.4	52.8	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	43.9	35.8	35.4	42.5	36.1	34.2	36.0	35.9	30.5	32.4	32.2	27.3	45.9	28.7	24.1	53.2	26.3	22.1
18	Ventanas 110	CentroCosta	66.8	64.9	64.3	55.6	53.4	52.8	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	45.4	35.8	35.4	43.6	36.3	34.2	37.2	37.0	30.5	33.5	33.3	27.3	50.9	29.7	24.1	60.4	27.3	22.1
19	Miraflores 110	CentroCosta	66.8	64.8	64.2	55.6	53.4	52.8	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	44.4	35.8	35.4	42.8	36.1	34.2	36.3	36.2	30.5	32.7	32.5	27.3	47.4	29.0	24.1	55.3	26.6	22.1
20	San Pedro 110	CentroCosta	66.9	64.9	64.3	55.6	53.4	52.8	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	46.3	35.8	35.4	44.4	36.5	34.2	37.9	37.7	30.5	34.2	34.0	27.3	54.1	30.4	24.1	64.9	28.0	22.1
21	Polpaico 500 Aux	Centro	67.1	65.1	64.5	55.7	53.4	52.8	58.1	55.1	54.7	53.9	48.8	47.5	37.4	35.8	35.4	37.6	35.1	34.4	30.5	30.5	30.6	27.1	27.1	27.3	23.2	24.1	24.2	21.1	22.5	22.4

22	Polpaico 500	Centro	67.1	65.1	64.5	55.7	53.4	52.8	58.1	55.1	54.7	53.9	48.8	47.5	37.4	35.8	35.4	37.6	35.1	34.4	30.5	30.5	30.6	27.1	27.1	27.3	23.2	24.1	24.2	21.1	22.5	22.4
23	Polpaico 220	Centro	66.5	64.6	64.0	55.6	53.4	52.7	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	37.8	35.8	35.4	37.6	35.1	34.3	31.0	31.0	30.5	27.6	27.5	27.3	25.4	24.4	24.1	24.3	22.7	22.1
24	Lo Aguirre 500	Centro	68.4	66.4	65.8	55.8	53.6	52.9	58.3	55.2	54.9	53.9	48.8	47.5	37.4	35.8	35.4	37.6	35.2	34.4	30.4	30.4	30.6	27.1	27.1	27.3	22.8	24.0	24.1	20.4	22.3	22.3
25	Lo Aguirre 220	Centro	68.4	66.4	65.8	55.8	53.6	52.9	58.3	55.2	54.9	53.9	48.8	47.5	33.5	35.8	35.4	34.0	34.4	34.3	27.7	27.7	30.5	24.3	24.4	27.3	11.4	21.3	24.0	4.4	19.8	21.8
26	Melipilla 220	Centro	68.4	66.4	65.8	55.8	53.6	52.9	58.3	55.2	54.9	53.9	48.8	47.5	33.5	35.8	35.4	34.0	34.4	34.3	27.7	27.7	30.5	24.3	24.4	27.3	11.4	21.3	24.0	4.4	19.8	21.8
27	Rapel 220	Centro	68.4	66.4	65.8	55.8	53.6	52.9	58.3	55.2	54.9	53.9	48.8	47.5	33.5	35.8	35.4	34.0	34.4	34.3	27.7	27.7	30.5	24.3	24.4	27.3	11.4	21.3	24.0	4.4	19.8	21.8
28	El Salto 220	Centro	66.9	64.9	64.3	55.6	53.4	52.8	58.1	55.0	54.7	53.9	48.8	47.5	42.8	35.8	35.4	41.5	35.9	34.3	35.2	35.1	30.5	31.6	31.5	27.3	42.9	28.1	24.1	49.1	26.0	22.2
29	El Salto 110	Santiago	67.4	65.4	64.8	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	50.9	35.7	35.4	47.9	37.3	34.2	41.9	41.6	30.4	38.1	37.8	27.3	71.1	34.1	24.1	89.2	31.5	22.5
30	Cerro Navia 220	Centro	68.4	66.4	65.8	55.8	53.6	52.9	58.3	55.2	54.9	53.9	48.8	47.5	32.0	35.7	35.4	32.6	34.0	34.3	26.6	26.6	30.5	23.3	23.4	27.3	6.8	20.3	24.0	-2.0	18.8	21.6
31	Cerro Navia 110	Santiago	68.0	66.1	65.5	55.7	53.5	52.9	58.3	55.2	54.8	53.9	48.8	47.5	76.3	35.7	35.4	68.5	41.7	34.2	62.3	61.7	30.4	57.6	56.6	27.3	156.2	51.6	24.1	210.2	47.2	22.2
32	Las Vegas 110	Santiago	67.2	65.2	64.6	55.7	53.4	52.8	58.2	55.1	54.7	53.9	48.8	47.5	54.5	35.7	35.4	51.0	37.9	34.2	44.6	44.3	30.5	40.6	40.2	27.3	82.0	36.2	24.1	104.7	33.2	22.2
33	Renca 110	Santiago	68.0	66.1	65.5	55.7	53.5	52.9	58.3	55.2	54.8	53.9	48.8	47.5	76.3	35.7	35.4	68.5	41.7	34.2	62.3	61.7	30.4	57.6	56.6	27.3	156.2	51.6	24.1	210.2	47.2	22.2
34	Chena 220	Centro	68.1	66.2	65.5	55.7	53.5	52.9	58.3	55.2	54.8	53.9	48.8	47.5	36.7	35.7	35.3	36.2	34.8	34.2	30.6	30.6	30.4	27.8	27.7	27.3	24.4	25.2	24.3	22.7	23.9	23.8
35	Chena 110	Santiago	68.0	66.0	65.4	55.7	53.5	52.9	58.2	55.2	54.8	53.9	48.8	47.5	54.5	35.7	35.3	50.6	37.8	34.2	44.9	44.6	30.4	41.2	40.7	27.3	83.9	37.0	24.2	107.3	34.3	22.9
36	Los Almendros 220	Centro	67.7	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	41.9	35.7	35.3	40.1	35.6	34.1	35.0	34.9	30.4	31.8	31.6	27.3	42.7	28.5	24.2	48.8	26.7	23.0
37	Los Almendros 110	Santiago	67.6	65.7	65.0	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	47.0	35.7	35.3	44.4	36.5	34.1	38.9	38.7	30.4	35.4	35.1	27.3	58.7	31.7	24.2	71.6	29.5	22.8
38	Florida 110	Santiago	67.8	65.8	65.2	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	48.1	35.7	35.3	45.3	36.7	34.1	39.8	39.6	30.4	36.4	36.1	27.3	62.9	32.7	24.2	77.5	30.4	22.9
39	Ochagavia 110	Santiago	67.9	65.9	65.3	55.7	53.5	52.8	58.2	55.2	54.8	53.9	48.8	47.5	52.3	35.7	35.3	48.8	37.4	34.1	43.2	42.9	30.4	39.5	39.1	27.3	76.7	35.5	24.2	97.2	33.0	22.9
40	Lo Espejo 110	Santiago	67.9	66.0	65.4	55.7	53.5	52.9	58.2	55.2	54.8	53.9	48.8	47.5	53.8	35.7	35.3	50.0	37.7	34.2	44.3	44.1	30.4	40.7	40.2	27.3	81.6	36.5	24.2	104.1	33.9	22.9
41	Colbun 220	Centro	67.5	65.5	64.9	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.6	35.7	35.3	37.3	35.0	34.0	32.4	32.3	30.3	29.4	29.3	27.3	32.0	26.4	24.2	33.7	24.8	23.2
42	Alto Jahuel 500 Aux	Centro	67.3	65.3	64.7	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.7	53.9	48.8	47.5	35.6	35.7	35.3	34.2	34.2	33.9	30.5	30.4	30.2	27.4	27.4	27.3	24.2	24.5	24.1	22.9	22.8	22.5
43	Alto Jahuel 500	Centro	67.3	65.3	64.7	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.7	53.9	48.8	47.5	35.6	35.7	35.3	34.2	34.2	33.9	30.5	30.4	30.2	27.4	27.4	27.3	24.2	24.5	24.1	22.9	22.8	22.5
44	Alto Jahuel 220	Centro	67.7	65.8	65.2	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.6	35.7	35.3	37.3	35.0	34.0	32.4	32.3	30.3	29.4	29.3	27.3	32.0	26.4	24.2	33.7	24.8	23.2
45	Alto Jahuel 110	Santiago	67.8	65.8	65.2	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	44.9	35.7	35.3	42.6	36.1	34.1	37.3	37.2	30.4	34.0	33.8	27.3	52.5	30.6	24.2	62.7	28.5	23.0
46	Alto Jahuel 154	CentroSur	67.7	65.8	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.6	35.7	35.3	37.3	35.0	34.0	32.4	32.3	30.3	29.4	29.3	27.3	32.0	26.4	24.2	33.7	24.8	23.2
47	Sauzal 110	CentroSur	67.7	65.8	65.2	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	41.6	35.7	35.3	39.8	35.5	34.1	34.8	34.7	30.4	31.6	31.5	27.3	42.0	28.4	24.2	47.9	26.6	23.0
48	Paine 220	CentroSur	67.7	65.8	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.6	35.7	35.3	37.2	34.9	34.0	32.4	32.3	30.3	29.3	29.2	27.3	31.9	26.4	24.2	33.5	24.7	23.1
49	Paine 154	CentroSur	67.7	65.8	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.6	35.7	35.3	37.2	34.9	34.0	32.4	32.3	30.3	29.3	29.2	27.3	31.9	26.4	24.2	33.5	24.7	23.1
50	Rancagua 154	CentroSur	67.7	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	39.0	35.7	35.3	37.6	35.0	34.0	32.8	32.7	30.3	29.7	29.6	27.3	33.6	26.7	24.2	36.0	25.0	23.0

51	Punta Cortes 220	CentroSur	67.7	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.4	35.7	35.3	37.0	34.9	34.0	32.3	32.2	30.3	29.2	29.2	27.3	31.6	26.3	24.2	33.2	24.6	23.0
52	Punta Cortes 154	CentroSur	67.7	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.9	35.7	35.3	37.5	35.0	34.0	32.7	32.6	30.3	29.6	29.5	27.3	33.2	26.6	24.2	35.4	24.9	23.0
53	Tinguiririca 220	CentroSur	67.6	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	37.9	35.7	35.3	36.5	34.8	34.0	32.0	31.9	30.3	28.9	28.8	27.3	30.2	25.9	24.2	31.2	24.3	22.9
54	Tinguiririca 154	CentroSur	67.6	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	37.9	35.7	35.3	36.5	34.8	34.0	32.0	31.9	30.3	28.9	28.8	27.3	30.2	25.9	24.2	31.2	24.3	22.9
55	Tilcoco 154	CentroSur	67.7	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	38.9	35.7	35.3	37.5	35.0	34.0	32.7	32.6	30.3	29.6	29.5	27.3	33.2	26.6	24.2	35.4	24.9	23.0
56	San Fernando 154	CentroSur	67.6	65.7	65.1	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	37.9	35.7	35.3	36.5	34.8	34.0	32.0	31.9	30.3	28.9	28.8	27.3	30.2	25.9	24.2	31.2	24.3	22.9
57	Teno 220	CentroSur	67.6	65.6	65.0	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	37.6	35.7	35.3	36.2	34.7	34.0	31.8	31.7	30.3	28.7	28.6	27.3	29.4	25.7	24.1	30.1	24.1	22.9
58	Teno 154	CentroSur	67.6	65.6	65.0	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	37.6	35.7	35.3	36.2	34.7	34.0	31.8	31.7	30.3	28.7	28.6	27.3	29.4	25.7	24.1	30.1	24.1	22.9
59	Itahue 220	CentroSur	67.5	65.6	64.9	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	37.3	35.7	35.3	35.9	34.6	34.0	31.6	31.5	30.3	28.5	28.4	27.3	28.6	25.5	24.1	29.0	23.9	22.8
60	Itahue 154	CentroSur	67.6	65.6	65.0	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	37.3	35.7	35.3	35.9	34.6	34.0	31.6	31.5	30.3	28.5	28.4	27.3	28.6	25.5	24.1	29.0	23.9	22.8
61	Ancoa 500 Aux	CentroSur	67.3	65.4	64.8	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.7	53.9	48.8	47.5	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
62	Ancoa 500	CentroSur	67.3	65.4	64.8	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.7	53.9	48.8	47.5	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
63	Ancoa 220	CentroSur	67.5	65.5	64.9	55.7	53.5	52.8	58.2	55.1	54.8	53.9	48.8	47.5	36.4	35.7	35.3	34.9	34.4	33.9	31.0	30.9	30.3	27.9	27.8	27.3	26.1	24.9	24.1	25.5	23.3	22.6
64	Charrua 154	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
65	Concepcion 220	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
66	Concepcion 154	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
67	San Vicente 154	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
68	Hualpen 220	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
69	Hualpen 154	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
70	Lagunillas 220	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
71	Coronel 154	SurCosta	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
72	Charrua 500	Sur	67.3	65.4	64.8	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
73	Charrua 220	Sur	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
74	Temuco 220	Sur	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
75	Cautin 220	Sur	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	34.4	34.3	33.9	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
76	Ciruelos 220	Sur	63.8	63.8	63.2	50.9	50.9	50.3	46.3	46.3	46.0	33.7	33.6	33.2	35.9	35.7	35.3	41.4	41.2	38.0	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.7	22.9	22.5
77	Pichirropulli 220	Sur	63.8	63.8	63.2	59.7	59.7	59.0	57.8	57.8	57.5	57.1	57.0	56.5	103.7	70.7	70.2	41.4	41.2	38.0	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.8	23.0	22.5
78	Valdivia 220	Sur	63.8	63.8	63.2	59.7	59.7	59.0	57.8	57.8	57.5	57.1	57.0	56.5	103.7	70.7	70.2	41.4	41.2	38.0	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	24.0	23.2	22.5
79	Barro Blanco 220	Sur	63.8	63.8	63.2	59.7	59.7	59.0	57.8	57.8	57.5	57.1	57.0	56.5	103.7	70.7	70.2	41.4	41.2	38.0	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.8	23.0	22.5

80	Puerto Montt 220	Sur	63.8	63.8	63.2	59.7	59.7	59.0	57.8	57.8	57.5	57.1	57.0	56.5	103.7	70.7	70.2	41.4	41.2	38.0	30.6	30.6	30.2	27.6	27.5	27.3	24.8	24.6	24.1	23.8	23.0	22.5
----	------------------	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Tabla D- 2: Intensidad marginal de carbono nodal esperado por bloque de demanda y año.

[tCO ₂ e/MWh]			2013			2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
Nodo	Nom Barra	Region	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle
1	Diego de Almagro 220	Norte	0.86	0.84	0.84	0.87	0.86	0.86	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
2	Carrera Pinto 220	Norte	0.86	0.84	0.84	0.87	0.86	0.86	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
3	Cardones 500	Norte	0.86	0.84	0.84	0.87	0.86	0.86	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
4	Cardones 220	Norte	0.86	0.84	0.84	0.87	0.86	0.86	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
5	Maitencillo 500	Norte	0.86	0.84	0.84	0.87	0.86	0.86	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
6	Maitencillo 220	Norte	0.86	0.84	0.84	0.87	0.86	0.86	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
7	Punta Colorada 220	Norte	0.86	0.84	0.84	0.87	0.86	0.86	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
8	Pan de Azucar 500	Norte	0.85	0.83	0.83	0.87	0.84	0.84	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
9	Pan de Azucar 220	Norte	0.85	0.83	0.83	0.87	0.84	0.84	0.69	0.83	0.83	0.70	0.69	0.68	0.88	0.78	0.78	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
10	Las Palmas 220	Norte	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.88	0.82	0.80	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
11	Los Vilos 220	Norte	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.88	0.82	0.80	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
12	Nogales 220	Norte	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.88	0.82	0.80	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.76	0.75
13	Quillota 220	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.86	0.82	0.80	0.73	0.81	0.78	0.73	0.74	0.76	0.75	0.75	0.77	0.81	0.77	0.78	0.81	0.74	0.75
14	Quillota 110	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.80	0.82	0.80	0.69	0.85	0.78	0.69	0.72	0.76	0.71	0.70	0.77	0.84	0.72	0.78	0.80	0.69	0.75
15	San Luis 220	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.86	0.82	0.80	0.73	0.81	0.78	0.73	0.74	0.76	0.75	0.75	0.77	0.81	0.76	0.78	0.80	0.73	0.75
16	Agua Santa 220	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.85	0.82	0.80	0.72	0.82	0.78	0.72	0.74	0.76	0.74	0.74	0.77	0.82	0.75	0.78	0.80	0.72	0.75
17	Agua Santa 110	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.71	0.83	0.78	0.70	0.73	0.76	0.72	0.72	0.77	0.83	0.73	0.78	0.80	0.71	0.75
18	Ventanas 110	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.81	0.82	0.80	0.69	0.84	0.78	0.69	0.72	0.76	0.71	0.71	0.77	0.84	0.72	0.78	0.80	0.70	0.75
19	Miraflores 110	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.70	0.83	0.78	0.70	0.73	0.76	0.72	0.72	0.77	0.83	0.73	0.78	0.80	0.70	0.75
20	San Pedro 110	CentroCosta	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.80	0.82	0.80	0.69	0.85	0.78	0.69	0.72	0.76	0.70	0.70	0.77	0.84	0.72	0.78	0.80	0.69	0.75

21	Polpaico 500 Aux	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.90	0.82	0.80	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.77	0.76
22	Polpaico 500	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.90	0.82	0.80	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.78	0.81	0.77	0.76
23	Polpaico 220	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.81	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.88	0.82	0.80	0.75	0.80	0.78	0.75	0.75	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.78	0.78	0.81	0.75	0.75
24	Lo Aguirre 500	Centro	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.91	0.82	0.80	0.75	0.80	0.78	0.75	0.76	0.76	0.77	0.77	0.77	0.80	0.79	0.77	0.81	0.75	0.74
25	Lo Aguirre 220	Centro	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.92	0.82	0.80	0.78	0.77	0.78	0.78	0.77	0.76	0.80	0.80	0.77	0.78	0.81	0.78	0.81	0.78	0.74
26	Melipilla 220	Centro	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.92	0.82	0.80	0.78	0.77	0.78	0.78	0.77	0.76	0.80	0.80	0.77	0.78	0.81	0.78	0.81	0.78	0.74
27	Rapel 220	Centro	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.92	0.82	0.80	0.78	0.77	0.78	0.78	0.77	0.76	0.80	0.80	0.77	0.78	0.81	0.78	0.81	0.78	0.74
28	El Salto 220	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.83	0.82	0.80	0.71	0.82	0.78	0.71	0.73	0.76	0.73	0.73	0.77	0.83	0.74	0.78	0.80	0.72	0.75
29	El Salto 110	Santiago	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.73	0.82	0.80	0.66	0.87	0.77	0.65	0.70	0.75	0.67	0.66	0.77	0.87	0.68	0.77	0.79	0.66	0.75
30	Cerro Navia 220	Centro	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.93	0.82	0.80	0.79	0.76	0.77	0.79	0.78	0.75	0.81	0.81	0.77	0.77	0.83	0.78	0.81	0.79	0.74
31	Cerro Navia 110	Santiago	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.49	0.82	0.80	0.47	1.02	0.77	0.47	0.60	0.75	0.48	0.47	0.77	1.01	0.47	0.77	0.77	0.48	0.75
32	Las Vegas 110	Santiago	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.71	0.82	0.80	0.63	0.89	0.78	0.63	0.68	0.76	0.64	0.64	0.77	0.89	0.65	0.78	0.79	0.63	0.75
33	Renca 110	Santiago	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.49	0.82	0.80	0.47	1.02	0.77	0.47	0.60	0.75	0.48	0.47	0.77	1.01	0.47	0.77	0.77	0.48	0.75
34	Chena 220	Centro	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.86	0.82	0.80	0.76	0.78	0.77	0.76	0.76	0.75	0.78	0.77	0.77	0.79	0.79	0.76	0.80	0.76	0.75
35	Chena 110	Santiago	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.69	0.82	0.80	0.63	0.89	0.77	0.63	0.68	0.75	0.65	0.63	0.77	0.89	0.65	0.77	0.79	0.63	0.75
36	Los Almendros 220	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.80	0.82	0.80	0.72	0.81	0.77	0.72	0.73	0.75	0.74	0.73	0.77	0.81	0.74	0.76	0.79	0.72	0.75
37	Los Almendros 110	Santiago	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.76	0.82	0.80	0.69	0.85	0.77	0.68	0.71	0.75	0.70	0.69	0.77	0.84	0.71	0.77	0.79	0.68	0.75
38	Florida 110	Santiago	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.75	0.82	0.80	0.68	0.85	0.77	0.68	0.71	0.75	0.69	0.68	0.77	0.85	0.70	0.77	0.79	0.68	0.75
39	Ochagavia 110	Santiago	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.71	0.82	0.80	0.65	0.88	0.77	0.65	0.69	0.75	0.66	0.65	0.77	0.87	0.66	0.77	0.79	0.65	0.75
40	Lo Espejo 110	Santiago	0.86	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.70	0.82	0.80	0.64	0.89	0.77	0.63	0.69	0.75	0.65	0.64	0.77	0.88	0.65	0.77	0.79	0.64	0.75
41	Colbun 220	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.79	0.77	0.76	0.80	0.74	0.75
42	Alto Jahuel 500 Aux	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.78	0.76	0.73	0.80	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
43	Alto Jahuel 500	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.78	0.76	0.73	0.80	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
44	Alto Jahuel 220	Centro	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.79	0.77	0.76	0.80	0.74	0.75
45	Alto Jahuel 110	Santiago	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.77	0.82	0.80	0.70	0.83	0.77	0.70	0.72	0.75	0.72	0.71	0.77	0.83	0.72	0.76	0.79	0.70	0.75
46	Alto Jahuel 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.79	0.77	0.76	0.80	0.74	0.75
47	Sauzal 110	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.80	0.82	0.80	0.73	0.81	0.76	0.73	0.73	0.74	0.75	0.73	0.77	0.81	0.74	0.76	0.79	0.72	0.75
48	Paine 220	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.79	0.77	0.76	0.80	0.74	0.75
49	Paine 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.79	0.77	0.76	0.80	0.74	0.75

50	Rancagua 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.74	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.80	0.76	0.76	0.79	0.74	0.75
51	Punta Cortes 220	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.79	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
52	Punta Cortes 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.80	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
53	Tinguiririca 220	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.76	0.75	0.74	0.78	0.76	0.77	0.79	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
54	Tinguiririca 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.76	0.75	0.74	0.78	0.76	0.77	0.79	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
55	Tilcoco 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.75	0.75	0.74	0.77	0.75	0.77	0.80	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
56	San Fernando 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.75	0.79	0.76	0.76	0.75	0.74	0.78	0.76	0.77	0.79	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
57	Teno 220	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.76	0.78	0.76	0.76	0.75	0.74	0.78	0.76	0.77	0.79	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
58	Teno 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.76	0.78	0.76	0.76	0.75	0.74	0.78	0.76	0.77	0.79	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
59	Itahue 220	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.76	0.78	0.76	0.76	0.75	0.74	0.78	0.76	0.77	0.78	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
60	Itahue 154	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.76	0.78	0.76	0.76	0.75	0.74	0.78	0.76	0.77	0.78	0.77	0.76	0.79	0.74	0.75
61	Ancoa 500 Aux	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
62	Ancoa 500	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
63	Ancoa 220	CentroSur	0.85	0.83	0.81	0.88	0.84	0.82	0.79	0.83	0.82	0.83	0.84	0.81	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.76	0.77	0.75	0.73	0.79	0.77	0.77	0.78	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
64	Charrua 154	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
65	Concepcion 220	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
66	Concepcion 154	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
67	San Vicente 154	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
68	Hualpen 220	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
69	Hualpen 154	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
70	Lagunillas 220	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
71	Coronel 154	SurCosta	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
72	Charrua 500	Sur	0.85	0.83	0.81	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
73	Charrua 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
74	Temuco 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
75	Cautin 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.77	0.77	0.75	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
76	Ciruelos 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.75	0.75	0.73	0.77	0.78	0.77	0.78	0.79	0.77	0.82	0.82	0.80	0.79	0.80	0.77	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
77	Pichirropulli 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.77	0.77	0.74	0.78	0.78	0.77	0.77	0.78	0.76	0.78	0.81	0.77	0.79	0.80	0.77	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
78	Valdivia 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.77	0.77	0.74	0.78	0.78	0.77	0.77	0.78	0.76	0.78	0.81	0.77	0.79	0.80	0.77	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75

79	Barro Blanco 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.77	0.77	0.74	0.78	0.78	0.77	0.77	0.78	0.76	0.78	0.81	0.77	0.79	0.80	0.77	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75
80	Puerto Montt 220	Sur	0.76	0.76	0.74	0.77	0.77	0.74	0.78	0.78	0.77	0.77	0.78	0.76	0.78	0.81	0.77	0.79	0.80	0.77	0.77	0.76	0.73	0.79	0.77	0.77	0.77	0.78	0.77	0.79	0.75	0.75

Tabla D- 3: Despacho esperado de cada generador por bloque de demanda y año.

[MW]						2013			2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
nGen	CenNom	CenBar	Combusti ble	Barra	Regi on	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle			
1	El Toro+Antuco+Ruc ue+Quilleco	Charrua 220	Embalse	73	Sur	461	377	260	552	510	429	597	570	506	404	315	285	631	561	466	685	601	548	661	567	504	689	569	500	754	538	480	825	615	569
2	Rapel	Rapel 220	Embalse	27	Cent ro	312	244	99	319	244	95	326	253	85	331	258	81	31	273	149	78	195	227	215	80	321	144	92	320	6	124	326	0	122	324
3	Colbun+Machicura	Colbun 220	Embalse	41	Cent ro	421	334	138	437	341	125	444	353	106	451	360	106	455	344	119	462	379	76	435	413	51	443	407	46	454	407	46	447	409	44
4	Pehuenche	Ancoa 220	Embalse	63	Cent roSur	411	318	138	414	323	127	420	337	108	432	345	103	435	295	155	445	351	92	406	404	50	417	397	44	448	391	45	448	392	42
5	Cipreses+Isla+Curi llinque+Ojos de Agua	Itahue 154	Embalse	60	Cent roSur	232	176	99	237	179	94	245	185	82	256	192	78	258	173	96	264	207	56	239	240	29	248	235	26	266	232	27	266	232	25
6	Ralco+Pangue+Pal mucho	Charrua 220	Embalse	73	Sur	711	668	443	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Angostura+Ralco+ Pangue+Palmucho	Charrua 220	Embalse	73	Sur	0	0	0	922	843	607	902	823	624	857	836	654	1000	927	499	986	894	534	1047	850	584	1093	837	555	1083	836	568	1093	818	579
8	Canutillar	Puerto Montt 220	Embalse	80	Sur	123	101	77	141	111	61	144	113	56	151	119	51	153	124	44	138	108	65	134	105	72	138	104	68	148	105	66	158	106	61
9	Los Molles+Puclaro+La Paloma	Pan de Azucar 220	Pasada	9	Nort e	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
10	Sauce Andes+Hornitos	Las Vegas 110	Pasada	32	Sant iago	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
11	Juncal+Blanco+Ch acabuco+Los Quilos	Polpaico 220	Pasada	23	Cent ro	86	86	86	85	85	85	85	85	85	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	85	85	85	85	85	85	85	85	85
12	Alfalfal	Los Almendr os 220	Pasada	36	Cent ro	109	109	109	109	109	109	108	108	108	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Florida+Maitenes+ Volcan+Puntilla+E	Florida 110	Pasada	38	Sant iago	88	88	88	88	88	88	87	87	87	89	89	89	88	88	88	88	88	88	89	89	89	87	87	87	88	88	88	87	87	87

[illegible]

[illegible]

42	Abanico	Charrua 154	Serie	64	Sur Cost a	76	76	76	75	75	75	75	75	75	76	76	76	76	76	76	76	76	76	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75		
43	Loma Alta	Ancoa 220	Serie	63	Cent roSur	21	21	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
44	Taltal 01 Diesel+Taltal 02 Diesel	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
45	Taltal 01 GNL+Taltal 02 GNL	Diego de Almagro 220	GNL	1	Nort e	57	50	45	62	56	51	129	89	83	179	137	101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
46	Taltal CC GNL	Diego de Almagro 220	GNL	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	339	285	266	335	330	284	300	266	278	260	251	279	182	229	261	137	232	259
47	Diego de Almagro TG	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
48	San Lorenzo 01	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
49	San Lorenzo 02	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
50	Emelda 01	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
51	Emelda 02	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
52	El Salvador TG	Diego de Almagro 220	Petróleo Diesel	1	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
53	Cardones	Cardones 220	Petróleo Diesel	4	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
54	Cenizas	Cardones 220	Petróleo Diesel	4	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
55	Termopacífico	Cardones 220	Petróleo Diesel	4	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
56	Guacolda 01+Guacolda 02	Maitencil lo 220	Carbón	6	Nort e	277	268	263	278	271	265	280	279	279	280	280	280	280	280	280	280	270	278	275	251	268	256	257	247	233	252	198	230	253	
57	Guacolda 03	Maitencil lo 220	Carbón	6	Nort e	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	
58	Guacolda 04	Maitencil lo 220	Carbón	6	Nort e	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	135	136	136	132	136	136	133	134	134	134	130	135	135	
59	Huasco TG	Maitencil lo 220	Petróleo IFO-180	6	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
60	El Peñón	Pan de Azucar 220	Petróleo Diesel	9	Nort e	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

127	Santa Lidia	Charrua 220	Petróleo Diesel	73	Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
128	Santa Fe 01	Charrua 220	Biomasa	73	Sur	20	20	19	20	20	19	20	20	19	20	20	19	20	20	19	20	20	19	20	20	20	20	20	20	19	20	19	19		
129	Santa Fe 02	Charrua 220	Biomasa	73	Sur	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16		
130	Santa Fe 03	Charrua 220	Biomasa	73	Sur	17	17	17	16	16	16	15	15	15	12	12	12	17	17	17	19	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	21	18	18	
131	Laja+Nueva Aldea 03	Charrua 154	Desechos Forestales	64	Sur Cost a	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43		
132	Masisa	Charrua 154	Biomasa	64	Sur Cost a	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
133	Escudron	Hualpen 154	Biomasa	69	Sur Cost a	10	10	10	9	9	9	9	9	9	7	7	7	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11	11	10	10	10	13	10	10	
134	Petropower	Hualpen 154	Petróleo Diesel	69	Sur Cost a	52	52	51	52	52	51	52	52	52	52	51	52	52	51	52	52	51	52	52	51	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
135	Newen	San Vicente 154	Petróleo Diesel	67	Sur Cost a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
136	Bocamina	Coronel 154	Carbón	71	Sur Cost a	69	69	69	63	62	62	55	55	55	39	39	39	59	58	57	74	73	73	70	69	69	65	65	65	63	57	57	87	59	59
137	Coronel TG Diesel	Coronel 154	Petróleo Diesel	71	Sur Cost a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
138	Arauco 01	Coronel 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	71	Sur Cost a	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
139	Arauco 02	Coronel 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	71	Sur Cost a	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
140	Arauco 03	Coronel 154	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	71	Sur Cost a	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
141	Horcones TG Diesel	Coronel 154	Petróleo Diesel	71	Sur Cost a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
142	Lautaro	Temuco 220	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	74	Sur	17	17	17	16	16	16	14	14	14	11	11	11	15	15	15	19	18	18	17	17	17	16	16	16	15	14	14	22	14	14

[illegible]

160	Eolica Concepcion 02+Eolica Concepcion 01	Concepcion 220	Eolica	65	Sur Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	28	28	28	28	28	0	0	0	0	0	0	
161	Eolica IV Region 04+Eolica IV Region 03+Talinay Oriente	Los Vilos 220	Eolica	11	Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	56	56	56	56	56	56	56	56
162	Eolica IV Region 01	Pan de Azucar 220	Eolica	9	Norte	0	0	0	0	0	0	46	46	46	46	46	46	46	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
163	Eolica Concepcion 01	Concepcion 220	Eolica	65	Sur Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14	14	14	14	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
164	Geotermica Calabozo 01	Ancoa 220	Geotermica	63	CentroSur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38	38	37	38	38	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
165	Geotermica Potrerillos 01	Colbun 220	Geotermica	41	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	
166	Central Des.For. VIII Region 01	Coronel 154	Desechos Forestales	71	Sur Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	9	9	9	9	9	8	9	9	8	9	9	9	9	9	9	9	9	
167	Carbón Pan de Azucar 01	Pan de Azucar 220	Carbón	9	Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	245	245	245	245	245	242	245	245	242
168	Eolica IV Region 02+Eolica IV Region 01+El Arrayán	Pan de Azucar 220	Eolica	9	Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	0	
169	Geotermica Calabozo 02+Geotermica Calabozo 01	Ancoa 220	Geotermica	63	CentroSur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	77	77	77	77	77	77	77	77	77	0	0	0	0	0	
170	Carbón VIII Region 01	Charrua 220	Carbón	73	Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	326	323	323	332	329	329	330	328	328	329	328	326	331	331	329	332	332	331	332	332
171	Central Des.For. VII Region 03+Central Des.For. VII Region 02+Central Des.For. VII Region 01	Itahue 154	Desechos Forestales	60	CentroSur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	33	32	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
172	Carbón Maitencillo 01	Maitencillo 220	Carbón	6	Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	335	335	333	335	335	330	332	332	330	335	335	334	
173	Eolica IV Region 05+Eolica IV Region 02+Eolica IV Region 01+El Arrayán	Pan de Azucar 220	Eolica	9	Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74
174	Geotermica Calabozo 03+Geotermica Calabozo	Ancoa 220	Geotermica	63	CentroSur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115	115	115	115	115	115	

[illegible]

193	Agua Santa 110	Agua Santa 110	Falla	17	CentroC osta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
194	Ventanas 110	Ventanas 110	Falla	18	CentroC osta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
195	Miraflores 110	Miraflores 110	Falla	19	CentroC osta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
196	San Pedro 110	San Pedro 110	Falla	20	CentroC osta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
197	Polpaico 500 Aux	Polpaico 500 Aux	Falla	21	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
198	Polpaico 500	Polpaico 500	Falla	22	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
199	Polpaico 220	Polpaico 220	Falla	23	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 500	Falla	24	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
201	Lo Aguirre 220	Lo Aguirre 220	Falla	25	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
202	Melipilla 220	Melipilla 220	Falla	26	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
203	Rapel 220	Rapel 220	Falla	27	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
204	El Salto 220	El Salto 220	Falla	28	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
205	El Salto 110	El Salto 110	Falla	29	Santiago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
206	Cerro Navia 220	Cerro Navia 220	Falla	30	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
207	Cerro Navia 110	Cerro Navia 110	Falla	31	Santiago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0
208	Las Vegas 110	Las Vegas 110	Falla	32	Santiago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
209	Renca 110	Renca 110	Falla	33	Santiago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0
210	Chena 220	Chena 220	Falla	34	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
211	Chena 110	Chena 110	Falla	35	Santiago	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
212	Los Almendros 220	Los Almendros 220	Falla	36	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

[illegible]

[illegible]

[illegible]

Tabla D- 4: Flujo esperado por líneas de transmisión por bloque de demanda y año.

[MW]			2013			2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022		
nLin	LinBarA	LinBarB	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle	Alta	Media	Valle
1	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	-63	-66	-72	-64	-67	-71	-3	-39	-45	43	5	-31	193	144	125	96	96	73	75	60	66	50	47	62	6	32	48	-22	29	42
2	Carrera Pinto 220	Cardones 220	-81	-84	-90	-83	-85	-90	-22	-58	-64	23	-15	-51	172	123	104	74	74	51	51	36	42	24	22	36	-21	6	21	-50	1	14
3	Pan de Azucar 500	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-137	-98	-91	71	91	133	300	338	419	137	227	332	-19	162	268
4	Pan de Azucar 500	Pan de Azucar 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	166	151	114	157	134	100	-18	-42	-80	6	-18	-58	31	2	-39
5	Pan de Azucar 500	Maitencillo 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-30	-53	-24	-228	-226	-233	-282	-296	-339	-143	-209	-274	-12	-164	-229
6	Maitencillo 500	Maitencillo 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-143	-151	-146	-321	-325	-316	-398	-401	-409	-358	-367	-389	-307	-352	-376
7	Maitencillo 500	Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114	98	122	93	99	83	117	105	69	215	158	115	295	188	147
8	Cardones 500	Cardones 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114	98	122	93	99	83	117	105	69	215	158	115	295	188	147
9	Cardones 220	Diego de Almagro 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-84	-84	-61	-62	-48	-53	-37	-35	-49	7	-19	-35	35	-15	-28

10	Cardones 220	Maitencillo 220	-344	-334	-327	-378	-367	-358	-351	-372	-364	-325	-347	-369	-197	-230	-234	-119	-117	-124	-207	-211	-200	-257	-254	-245	-272	-256	-251	-274	-259	-256
11	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	130	134	138	79	87	92	75	58	66	37	21	-1	153	126	122	75	75	63	130	125	115	110	106	101	97	97	97	81	95	96
12	Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	135	139	144	84	92	98	81	63	72	43	27	5	158	131	127	81	81	68	136	131	121	115	111	107	102	103	103	86	101	101
13	Pan de Azucar 220	Las Palmas 220	-115	-91	-52	-162	-133	-92	-173	-167	-122	-229	-221	-204	-133	-135	-98	-49	-38	-44	-23	-23	-23	20	21	24	11	17	23	-3	15	21
14	Las Palmas 220	Los Vilos 220	-67	-43	-5	-114	-85	-45	-124	-119	-74	-180	-173	-157	-84	-87	-51	-1	10	4	26	25	25	69	69	72	59	65	71	45	63	69
15	Los Vilos 220	Nogales 220	-89	-60	-13	-139	-104	-55	-152	-141	-85	-212	-199	-171	-119	-115	-67	-39	-21	-14	-1	5	19	53	60	78	39	53	74	22	47	69
16	Nogales 220	Quillota 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Nogales 220	Polpaico 220	370	348	381	324	303	338	326	317	364	261	247	257	272	213	246	419	362	347	373	372	363	416	415	414	389	386	394	384	380	393
18	Quillota 220	Polpaico 220	37	61	129	-32	-11	59	60	29	92	22	-10	45	-16	-151	-73	43	-51	-2	-11	24	-55	-52	-13	-88	-12	-60	-139	26	-78	-166
19	San Luis 220	Quillota 220	346	353	390	293	301	339	352	333	363	339	316	338	303	238	278	389	339	361	358	371	332	344	357	324	411	338	303	465	347	305
20	Agua Santa 220	San Luis 220	-163	-148	-110	-170	-158	-119	-137	-145	-105	-153	-159	-116	-146	-202	-156	-161	-194	-156	-171	-150	-166	-184	-159	-175	-199	-174	-190	-207	-187	-202
21	Agua Santa 220	Agua Santa 110	163	148	110	170	158	119	137	145	105	153	159	116	146	202	156	161	194	156	171	150	166	184	159	175	199	174	190	207	187	202
22	Quillota 220	Quillota 110	148	134	99	155	145	109	113	127	90	126	140	100	115	189	146	130	177	144	139	122	155	151	130	166	164	145	181	165	156	194
23	San Pedro 110	Quillota 110	-143	-129	-95	-149	-140	-105	-106	-122	-86	-119	-134	-96	-108	-183	-141	-122	-171	-139	-131	-115	-150	-143	-123	-161	-156	-137	-176	-156	-148	-189
24	Ventanas 110	San Pedro 110	30	27	33	30	20	25	95	53	57	78	37	40	97	-23	-16	95	11	2	89	92	-4	84	91	-7	81	78	-18	74	73	-25
25	Miraflores 110	San Pedro 110	-52	-46	-30	-57	-51	-34	-51	-49	-32	-59	-56	-39	-62	-70	-51	-64	-66	-48	-70	-58	-52	-75	-63	-54	-79	-69	-59	-88	-74	-63
26	Ventanas 110	Miraflores 110	71	63	54	74	61	51	127	88	77	119	81	68	139	38	28	139	65	42	139	132	40	139	134	40	139	129	34	141	128	31
27	Agua Santa 110	Miraflores 110	67	63	48	69	68	54	31	51	36	41	60	45	29	98	81	39	86	77	44	37	83	51	41	90	59	51	100	62	58	108
28	Las Vegas 110	San Pedro 110	-91	-85	-80	-90	-82	-76	-117	-96	-91	-104	-83	-76	-106	-57	-52	-115	-82	-69	-110	-114	-69	-110	-115	-73	-115	-108	-71	-97	-107	-72
29	Cerro Navia 110	Las Vegas 110	-31	-30	-35	-25	-23	-28	-47	-33	-38	-30	-16	-20	-25	16	10	-28	-3	-2	-16	-29	4	-9	-22	6	-7	-9	14	-17	-2	19
30	El Salto 110	Los Almendros 110	-2	-3	0	-5	-6	-1	-1	-5	2	-32	-36	-32	-58	-68	-62	-47	-59	-52	-41	-53	-48	-32	-42	-40	-29	-39	-42	-22	-34	-41
31	El Salto 110	Cerro Navia 110	21	22	29	20	22	29	17	21	29	9	13	22	8	13	22	2	18	24	-13	16	24	-22	6	25	-29	-7	24	-40	-18	22
32	Cerro Navia 110	Renca 110	130	113	83	129	112	78	129	113	76	143	127	89	121	142	98	71	166	121	-18	153	126	-89	79	132	-148	-1	139	-200	-77	135
33	Ochagavia 110	Florida 110	-98	-93	-84	-102	-97	-87	-102	-97	-87	-106	-102	-92	-115	-111	-100	-114	-114	-100	-109	-116	-100	-107	-112	-101	-108	-110	-103	-106	-107	-104
34	Florida 110	Los Almendros 110	-22	-20	-16	-23	-20	-17	-27	-24	-21	-37	-34	-31	-54	-49	-45	-57	-54	-49	-57	-57	-51	-59	-58	-54	-60	-58	-54	-62	-59	-56
35	Cerro Navia 110	Chena 110	-12	-12	-12	-15	-16	-14	-3	-10	-7	-4	-12	-12	-2	-23	-21	23	-21	-15	56	-7	-10	80	22	-4	98	47	-6	127	73	-3
36	Chena 110	Lo Espejo 110	227	196	134	236	203	139	261	222	155	278	237	163	287	244	167	318	258	186	356	278	203	388	312	221	412	343	233	448	375	249

37	Lo Espejo 110	Ochagavia 110	212	183	123	224	193	130	240	207	140	251	216	145	259	223	149	277	234	159	299	247	170	318	267	182	336	286	192	358	306	204
38	Alto Jahuel 110	Lo Espejo 110	243	219	171	257	232	180	260	237	182	266	243	187	279	255	196	280	265	197	278	271	201	282	270	205	290	273	214	293	275	222
39	Alto Jahuel 110	Florida 110	251	219	152	267	234	163	277	244	168	283	249	170	291	256	174	301	267	179	310	278	187	323	288	195	339	300	207	352	312	218
40	Chena 220	Chena 110	388	343	253	407	361	264	428	381	279	452	403	296	467	428	315	482	447	332	495	460	350	510	473	369	526	487	388	542	501	407
41	Cerro Navia 220	Cerro Navia 110	605	536	397	632	559	413	650	581	425	713	640	475	728	702	525	733	729	560	734	733	598	735	734	632	735	734	669	735	734	700
42	Cerro Navia 220	Polpaico 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Cerro Navia 220	Polpaico 220	-363	-349	-348	-363	-353	-357	-381	-361	-378	-186	-168	-182	-128	-27	-50	-173	-111	-94	-129	-163	-88	-150	-176	-118	-164	-138	-96	-165	-124	-89
44	Chena 220	Cerro Navia 220	94	91	69	122	119	86	124	131	94	48	58	40	71	29	12	34	30	-41	-24	33	-89	-40	-11	-126	-26	-35	-136	-54	-59	-152
45	Melipilla 220	Cerro Navia 220	181	128	13	181	120	4	180	123	-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Rapel 220	Melipilla 220	268	205	69	272	201	63	275	208	50	279	211	46	-25	223	112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	Melipilla 220	Lo Aguirre 220	0	0	0	0	0	0	0	0	178	122	-19	-130	130	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	0	0	0	0	0	0	0	0	514	449	289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	565	682	501	565	625	546	669	576	639	666	609	682	640	673	752	669	712	808
50	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220	0	0	0	0	0	0	0	0	336	327	308	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Alto Jahuel 500 Aux	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	566	545	469	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Lo Aguirre 500	Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	230	218	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	Polpaico 220	El Salto 220	314	281	219	326	292	228	342	305	240	319	280	209	309	263	189	331	291	213	338	310	227	356	327	247	370	333	256	385	343	268
54	El Salto 220	El Salto 110	314	281	219	326	292	228	342	305	240	319	280	209	309	263	189	331	291	213	338	310	227	356	327	247	370	333	256	385	343	268
55	Alto Jahuel 220	Chena 220	482	434	322	529	480	350	552	511	372	500	461	336	539	457	327	516	477	291	471	493	261	470	462	243	500	451	252	487	442	256
56	Colbun 220	Alto Jahuel 220	494	420	268	397	303	85	402	312	64	409	319	64	408	299	73	450	369	64	419	399	35	423	388	25	429	384	22	418	381	15
57	Los Almendros 220	Alto Jahuel 220	-221	-185	-106	-241	-202	-117	-258	-220	-129	-170	-130	-38	-79	-40	58	-87	-52	53	-95	-60	47	-113	-74	34	-128	-86	21	-143	-100	7
58	Los Almendros 220	Los Almendros 110	330	294	215	350	311	226	366	328	238	423	384	291	484	445	348	491	456	352	503	468	361	514	475	367	531	489	382	545	501	394
59	Polpaico 500	Polpaico 220	578	515	345	749	691	521	725	691	529	646	618	490	639	667	501	534	564	429	630	582	507	705	643	576	756	721	669	777	780	739
60	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 500 Aux	578	515	345	749	691	521	725	691	529	982	944	799	1334	1219	959	1324	1241	949	1188	1143	807	1110	984	638	1078	847	523	1023	744	451
61	Polpaico 500	Polpaico 500 Aux	-578	-515	-345	-749	-691	-521	-725	-691	-529	-646	-618	-490	-639	-667	-501	-670	-662	-520	-559	-491	-374	-405	-305	-157	-619	-494	-337	-796	-618	-470
62	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	885	817	667	1078	1020	897	1051	1003	914	836	793	727	792	750	627	784	744	666	833	763	723	899	815	784	973	871	857	1040	931	932
63	Alto Jahuel 500 Aux	Polpaico 500 Aux	285	255	170	370	341	258	358	341	261	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

64	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	731	666	506	609	570	473	592	565	481	606	579	508	709	656	529	703	661	538	674	635	510	669	600	474	684	573	460	688	558	461
65	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	731	666	506	609	570	473	592	565	481	606	579	508	709	656	529	703	661	538	674	635	510	669	600	474	684	573	460	688	558	461
66	Alto Jahuel 500 Aux	Polpaico 500 Aux	292	261	175	379	349	264	367	350	267	416	399	330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	Ancoa 500 Aux	Alto Jahuel 500	0	0	0	609	570	473	592	565	481	606	579	508	709	656	529	703	661	538	674	635	510	669	600	474	684	573	460	688	558	461
68	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 110	438	382	264	466	408	279	507	448	311	515	454	315	536	474	328	550	497	339	560	516	352	581	529	368	607	545	390	626	564	41
69	Sauzal 110	Alto Jahuel 110	102	97	89	106	102	96	80	78	72	88	85	76	90	85	77	89	86	75	88	88	75	87	86	74	89	86	75	88	85	75
70	Sauzal 110	Rancagua 154	13	18	27	8	12	19	33	35	41	27	30	39	24	29	38	25	28	39	27	27	40	26	27	40	25	28	39	25	29	39
71	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 154	-37	-35	-34	-44	-44	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
72	Alto Jahuel 154	Paine 154	2	1	-4	1	-2	-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	Paine 154	Rancagua 154	-26	-25	-26	-28	-29	-34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
74	Alto Jahuel 154	Punta Cortes 154	-40	-35	-30	-45	-42	-39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
75	Punta Cortes 154	Tilcoco 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	Teno 154	Itahue 154	-121	-99	-58	-128	-106	-67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	Itahue 220	Itahue 154	57	52	15	71	70	42	-159	-118	-57	-161	-118	-48	-154	-91	-60	-152	-117	-14	-142	-166	-6	-140	-153	3	-149	-141	9	-139	-132	17
78	Tinguiririca 154	Itahue 154	-88	-68	-32	-92	-73	-40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
79	Tilcoco 154	Tinguiririca 154	-64	-58	-50	-70	-65	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
80	Tinguiririca 154	Teno 154	-39	-24	2	-40	-26	-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
81	Tinguiririca 154	San Fernando 154	96	86	64	101	90	67	106	94	70	55	49	37	58	52	38	61	54	40	63	56	42	66	59	44	69	61	46	72	64	48
82	Paine 220	Paine 154	0	0	0	0	0	0	30	28	23	15	14	12	16	15	12	17	15	13	18	16	14	18	17	14	19	18	15	20	18	15
83	Punta Cortes 220	Punta Cortes 154	0	0	0	0	0	0	162	143	106	89	78	58	96	84	63	101	90	67	106	96	71	113	102	76	120	107	82	126	113	87
84	Tinguiririca 220	Tinguiririca 154	0	0	0	0	0	0	-110	-122	-146	-55	-61	-73	-51	-58	-71	-48	-55	-69	-47	-54	-68	-42	-49	-64	-40	-47	-63	-36	-44	-61
85	Teno 220	Teno 154	0	0	0	0	0	0	92	83	66	96	87	69	101	92	73	106	96	77	111	101	81	116	106	85	122	111	89	128	116	93
86	Alto Jahuel 220	Paine 220	0	0	0	0	0	0	-66	-63	-55	-32	-31	-28	-38	-32	-31	-35	-34	-25	-29	-36	-20	-26	-30	-16	-28	-27	-15	-24	-22	-12
87	Paine 220	Punta Cortes 220	0	0	0	0	0	0	-96	-91	-78	-63	-59	-52	-70	-62	-56	-68	-65	-51	-64	-68	-47	-63	-64	-44	-66	-62	-44	-64	-59	-43
88	Alto Jahuel 220	Punta Cortes 220	0	0	0	0	0	0	-88	-83	-72	-54	-51	-45	-61	-54	-49	-59	-56	-43	-54	-59	-40	-52	-54	-36	-55	-52	-36	-52	-49	-34
89	Punta Cortes 220	Tinguiririca 220	0	0	0	0	0	0	-345	-317	-256	-242	-223	-184	-269	-236	-202	-269	-249	-190	-262	-263	-185	-265	-257	-182	-279	-256	-187	-280	-255	-189
90	Tinguiririca 220	Teno 220	0	0	0	0	0	0	-95	-77	-39	-29	-23	-11	-38	-27	-16	-37	-31	-12	-33	-35	-8	-33	-32	-7	-38	-31	-8	-37	-29	-8

91	Teno 220	Itahue 220	0	0	0	0	0	0	-187	-160	-105	-124	-110	-80	-139	-118	-89	-142	-127	-88	-144	-135	-89	-150	-138	-92	-159	-141	-97	-164	-145	-101
92	Tinguiririca 220	Itahue 220	0	0	0	0	0	0	-140	-118	-72	-76	-66	-45	-88	-72	-52	-89	-78	-50	-88	-84	-48	-91	-84	-49	-98	-85	-52	-100	-87	-54
93	Punta Cortes 154	Rancagua 154	0	0	0	0	0	0	135	119	85	75	66	47	82	71	52	87	77	56	91	82	59	97	87	64	103	92	68	109	97	73
94	Alto Jahuel 220	Punta Cortes 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-151	-143	-126	-171	-150	-138	-164	-156	-121	-151	-165	-111	-146	-151	-101	-153	-144	-100	-146	-136	-96
95	Punta Cortes 220	Tinguiririca 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-203	-187	-154	-226	-198	-169	-225	-209	-160	-219	-221	-155	-222	-215	-152	-234	-215	-157	-235	-214	-159
96	Tinguiririca 220	Itahue 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-232	-200	-137	-267	-220	-160	-271	-238	-151	-267	-258	-148	-278	-257	-149	-298	-261	-158	-305	-264	-165
97	Punta Cortes 154	Rancagua 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75	66	47	82	71	52	87	77	56	91	82	59	97	87	64	103	92	68	109	97	73
98	Tinguiririca 154	San Fernando 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	49	37	58	52	38	61	54	40	63	56	42	66	59	44	69	61	46	72	64	48
99	Paine 220	Paine 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	14	12	16	15	12	17	15	13	18	16	14	18	17	14	19	18	15	20	18	15
100	Punta Cortes 220	Punta Cortes 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	89	78	58	96	84	63	101	90	67	106	96	71	113	102	76	120	107	82	126	113	87
101	Tinguiririca 220	Tinguiririca 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-55	-61	-73	-51	-58	-71	-48	-55	-69	-47	-54	-68	-42	-49	-64	-40	-47	-63	-36	-44	-61
102	Ancoa 220	Itahue 220	57	52	15	71	70	42	168	160	120	271	258	214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
103	Ancoa 500	Ancoa 500 Aux	1463	1332	1012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	Ancoa 500	Ancoa 220	-259	-159	27	-376	-286	-120	-295	-221	-34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
105	Colbun 220	Ancoa 220	-111	-124	-168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	Charrua 220	Charrua 154	101	77	28	114	88	37	130	103	49	143	115	58	155	125	65	169	137	75	182	149	84	199	165	96	214	179	108	230	195	120
107	Concepcion 154	Charrua 154	-21	-20	-20	-20	-20	-20	-23	-22	-23	-24	-24	-25	-22	-22	-23	-23	-23	-24	-25	-24	-25	-27	-26	-27	-28	-28	-29	-28	-30	-31
108	San Vicente 154	Concepcion 154	87	81	66	74	70	56	67	62	47	55	51	35	67	63	47	68	63	46	59	54	37	55	50	32	46	40	21	51	35	16
109	Hualpen 154	San Vicente 154	255	243	224	251	240	222	252	240	221	249	237	217	273	261	240	286	273	252	290	277	255	299	285	263	304	288	265	323	298	273
110	Hualpen 220	Hualpen 154	169	159	145	172	163	149	178	168	154	182	172	157	197	187	171	204	193	177	212	200	183	223	211	193	231	219	200	241	229	209
111	Hualpen 154	Coronel 154	-73	-70	-68	-70	-68	-66	-70	-68	-66	-68	-66	-64	-80	-77	-76	-89	-86	-84	-90	-87	-85	-92	-89	-87	-94	-89	-87	-106	-94	-92
112	Charrua 220	Concepcion 220	91	78	54	115	99	72	130	114	85	137	119	89	139	120	88	149	129	96	154	134	98	169	147	111	175	154	116	184	168	129
113	Concepcion 220	Concepcion 154	91	78	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
114	Charrua 220	Lagunillas 220	-25	-34	-50	-18	-26	-42	-4	-13	-30	10	0	-18	-3	-14	-33	1	-11	-31	9	-3	-24	18	5	-17	27	16	-7	26	24	0
115	Lagunillas 220	Coronel 154	74	65	47	83	74	56	95	84	65	106	95	75	101	90	69	98	86	64	108	95	72	119	106	82	129	118	93	121	125	99
116	Lagunillas 220	Hualpen 220	-100	-99	-97	-101	-100	-98	-98	-96	-95	-96	-95	-93	-104	-104	-102	-97	-97	-95	-99	-98	-97	-101	-101	-99	-102	-103	-101	-95	-101	-99
117	Charrua 220	Hualpen 220	-42	-49	-64	-35	-43	-57	-22	-30	-45	-10	-19	-34	-23	-32	-49	-18	-29	-46	-11	-22	-41	-4	-15	-34	4	-6	-26	5	2	-19

118	Charrua 220	Charrua 500	1204	1173	1039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
119	Charrua 500	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
120	Charrua 220	Temuco 220	65	53	23	67	57	32	53	42	17	59	48	24	63	52	30	79	65	30	90	74	34	99	84	41	106	92	48	111	101	56
121	Charrua 220	Cautin 220	163	134	56	168	143	82	130	103	41	145	117	58	156	128	73	196	161	73	225	186	83	248	210	103	265	231	120	278	254	140
122	Temuco 220	Cautin 220	-52	-42	-25	-61	-48	-23	-87	-74	-46	-95	-80	-49	-97	-82	-46	-88	-74	-49	-89	-75	-53	-93	-78	-54	-99	-81	-56	-99	-83	-56
123	Valdivia 220	Cautin 220	-59	-50	-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
124	Valdivia 220	Ciruelos 220	-79	-71	-41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
125	Ciruelos 220	Cautin 220	-52	-43	-12	-107	-95	-59	-42	-29	5	-50	-37	-9	-58	-47	-27	-108	-87	-24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
126	Puerto Montt 220	Valdivia 220	-19	-19	-5	-16	-19	-17	-21	-23	-23	-22	-25	-29	-27	-28	-37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
127	Barro Blanco 220	Valdivia 220	-25	-19	5	-25	-22	-8	-32	-28	-16	-36	-32	-22	-43	-37	-31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
128	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	-12	-16	-14	-6	-14	-24	-8	-16	-28	-8	-16	-33	-10	-16	-38	-17	-21	-22	-21	-25	-21	-23	-27	-24	-22	-30	-27	-21	-32	-30
129	Ciruelos 220	Pichirropulli 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	83	52	105	96	54	115	108	65	120	119	75	125	130	87
130	Pichirropulli 220	Valdivia 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8	-8	-3	-11	-10	-3	-13	-13	-6	-13	-15	-8	-14	-17	-10
131	Pichirropulli 220	Barro Blanco 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56	46	18	64	54	20	72	62	28	76	69	33	81	76	41
132	Pichirropulli 220	Puerto Montt 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	45	37	52	53	36	56	59	43	57	65	49	57	71	56
133	Alto Jahuel 500 Aux	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1334	1219	959	1324	1241	949	1188	1143	807	1110	984	638	1078	847	523	1023	744	451
134	Ancoa 220	Itahue 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	339	320	242	351	327	275	357	311	279	378	326	292	407	346	315	430	364	337
135	Ancoa 500	Ancoa 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-319	-247	-49	-254	-133	-73	-290	-221	-15	-245	-290	31	-244	-276	41	-286	-289	24	-261	-272	49
136	Ancoa 500	Ancoa 500 Aux	0	0	0	1827	1710	1418	1776	1694	1443	1818	1737	1525	2126	1969	1586	2108	1984	1615	2022	1905	1530	2008	1799	1422	2051	1718	1380	2063	1675	1384
137	Charrua 220	Charrua 500	0	0	0	1451	1424	1298	1480	1474	1409	1498	1490	1476	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	Charrua 500	Ancoa 500	1204	1173	1039	1451	1424	1298	1480	1474	1409	1498	1490	1476	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	Concepcion 220	Concepcion 154	0	0	0	115	99	72	130	114	85	151	133	103	153	134	102	163	143	110	182	162	126	197	175	139	217	196	158	226	210	170
140	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	695	552	457	654	579	429	630	651	433	704	679	482	824	719	552	868	767	615
141	Lo Aguirre 500	Polpaico 500 Aux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	639	667	501	670	662	520	559	491	374	405	305	157	619	494	337	796	618	470
142	Punta Cortes 154	Tilcoco 154	-64	-58	-50	-70	-65	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
143	Punta Cortes 154	Tilcoco 154	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	Rancagua 154	Tinguiririca 154	-162	-143	-111	-179	-162	-134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

[illegible]

ANEXO E : PROYECTOS DE GENERACIÓN ERNC INGRESADOS AL E-SEIA AÑO 2012

Tabla E- 5: Proyectos de Generación ERNC Ingresados al e-SEIA al 2012.

Nodo	Región	Hidro				Eólica				Solar				Biomasa				Total		
		Nº Proy.	Potencia [MW]	FP	Energía Esp. [GWh- año]	Nº Proy.	Potencia [MW]	FP	Energía Esp. [GWh- año]	Nº Proy.	Potencia [MW]	FP	Energía Esp. [GWh- año]	Nº Proy.	Potencia [MW]	FP	Energía Esp. [GWh- año]	Nº Proy.	Potencia [MW]	Energía Esp. [GWh- año]
Diego de Almagro 220	Norte	0	0	0%	0	2	183	38%	608	3	292	24%	610	0	0	0%	0	5	475	1218
Carrera Pinto 220	Norte	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	93.6	24%	201	0	0	0%	0	1	93.6	201
Cardones 220	Norte	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	14	26%	31	0	0	0%	0	1	14	31
Maitencillo 220	Norte	1	4	76%	27	4	800	34%	2403	3	58.5	24%	124	0	0	0%	0	8	863	2555
Pan de Azucar 220	Norte	1	11	76%	73	6	710	33%	2038	0	0	0%	0	0	0	0%	0	7	721	2111
Las Palmas 220	Norte	0	0	0%	0	2	92	25%	202	0	0	0%	0	0	0	0%	0	2	92	202
Los Vilos 220	Norte	0	0	0%	0	1	66	30%	173	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	66	173
Agua Santa 110	CentroCosta	0	0	0%	0	2	35.5	36%	113	0	0	0%	0	0	0	0%	0	2	35.5	113
Rapel 220	Centro	0	0	0%	0	1	16.2	35%	50	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	16.2	50
Las Vegas 110	Santiago	0	0	0%	0	1	56	31%	150	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	56	150
Florida 110	Santiago	1	16.1	85%	120	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	16.1	120
Alto Jahuel 220	Centro	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	14	85%	104	1	14	104
Tinguiririca 154	CentroSur	1	14	55%	68	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	14	68
Ancoa 220	CentroSur	6	50.1	54%	401	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	6	50.1	401
San Vicente 154	SurCosta	0	0	0%	0	2	32	28%	77	0	0	0%	0	1	20	90%	158	3	52	235
Coronel 154	SurCosta	2	17	63%	90	6	439	32%	1166	0	0	0%	0	0	0	0%	0	8	456	1256
Charrua 220	Sur	10	108	55%	683	3	191	35%	562	0	0	0%	0	1	7	90%	55	14	306	1300
Temuco 220	Sur	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	22	90%	174	1	22	174
Cautín 220	Sur	6	48	56%	249	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	6	48	249
Ciruelos 220	Sur	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	10	90%	79	1	10	79
Valdivia 220	Sur	3	27.7	66%	164	0	0	0%	0	0	0	0%	0	1	40	90%	315	4	67.7	479
Barro Blanco 220	Sur	8	90.1	61%	505	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	8	90.1	505
Puerto Montt 220	Sur	5	43.4	44%	235	6	676	34%	2009	0	0	0%	0	0	0	0%	0	11	719	2244
Total	Chile	44	429.5	63%	2614	36	3296	32%	9552	8	458	25%	966	6	113	89%	884.75	94	4296	14018